

Les nouvelles technologies de l'énergie NTE et la séquestration du CO₂

Rapport de MM. Christian BATAILLE et Claude BIRRAUX, Députés

La réduction des émissions de CO₂ est un énorme défi technique et économique. Les combustibles fossiles dans l'approvisionnement du monde en énergie jouent en effet un rôle prédominant, avec 88% de l'énergie primaire consommée. Les volumes de CO₂ émis sont massifs, de l'ordre de 25 milliards de tonnes par an. Les sources d'émission sont innombrables et souvent de faible volume unitaire.

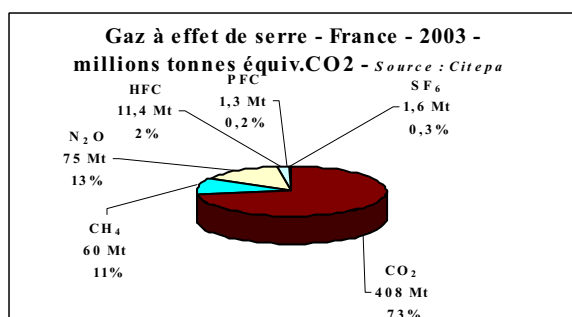
La maîtrise des émissions de CO₂ ne résultera pas d'une seule technologie mais d'un ensemble de moyens déployés simultanément, non seulement le développement des énergies sans carbone, mais aussi la maîtrise des émissions liées aux énergies fossiles, dont les réserves sont trop importantes pour qu'elles soient délaissées.

Avec le foisonnement et l'imbrication des technologies issues de la recherche et du développement actuels, les opportunités de progrès, dès lors que les ressources de la géologie et les lois de la physique ne sont pas ignorées, sont nombreuses et compatibles avec la croissance économique, c'est-à-dire à un coût acceptable.

Synthèse

• Les différents gaz à effet de serre

Les émissions de CO₂ proviennent essentiellement de la combustion des énergies fossiles – charbon, pétrole, gaz naturel – dans les secteurs des transports, du résidentiel-tertiaire (bâtiments) et de l'industrie.



En termes de volumes d'émissions, le CO₂ est le plus important des gaz à effet de serre, avec près de 80% des émissions mondiales et 70 à 75% des émissions des pays industrialisés. Le CO₂, dioxyde de carbone ou gaz carbonique, a vu sa concentration dans l'atmosphère augmenter de 30% entre 1745 et 1998.

D'autres gaz absorbant les rayonnements infrarouges émis par la Terre sont rejetés par les activités humaines, en particulier dans les pays industrialisés : méthane, oxyde nitreux ou composés fluorés.

Le méthane est émis par les activités agricoles (élevages, cultures) ou industrielles (industries de l'énergie) ainsi que par les décharges d'ordures ménagères ou de déchets industriels. En France, pays industrialisé doté d'une agriculture puissante, le méthane CH₄ représente plus de 10% des émissions totales. Les volumes de CH₄ émis sont

faibles mais son pouvoir de réchauffement global est 21 fois supérieur à celui du CO₂. La concentration du méthane dans l'atmosphère a été multipliée par 2,5 depuis le début de la révolution industrielle.

L'oxyde nitreux N₂O, dont le pouvoir de réchauffement global est 310 fois supérieur à celui du CO₂, provient de l'utilisation d'engrais azotés, de la consommation d'énergie dans les transports et de certains procédés industriels. Le N₂O compte pour 13% des émissions globales. Enfin, les composés fluorés correspondent à des émissions faibles en volume, dont l'impact est très élevé en raison de leur nocivité beaucoup plus forte que celle du CO₂.

• Les volumes énormes des émissions de dioxyde de carbone et les performances variables des différents pays

Les émissions de CO₂ liées à l'énergie se sont élevées à 25 milliards (Md) de tonnes de CO₂ en 2003. Responsables de 27% des émissions mondiales, les États-Unis sont le premier émetteur, avec 6,6 Md tCO₂, soit 72% de plus que l'Union européenne à 25. Après une baisse de 24% de ses émissions entre 1990 et 2003 en raison de la chute de la croissance économique, la Russie pourrait rencontrer des difficultés pour stabiliser ses émissions au niveau de 1990 comme elle s'y est engagée en ratifiant le Protocole de Kyoto en 2004.

D'ores et déjà, la Chine émet pratiquement autant de CO₂ que l'Union européenne à 25, avec 15% des émissions mondiales. L'Inde émet trois fois moins de CO₂ que la Chine.

Au sein de l'Union européenne, on doit souligner la remarquable performance de



la France, qui, en 2003, a émis 2,2 fois moins de tonnes de CO₂ que l'Allemagne et 1,4 fois moins que le Royaume-Uni. Rapportées au PIB, les émissions de la France sont moitié plus faibles que celles de l'Allemagne.

On peut se demander si l'application du Protocole de Kyoto à l'intérieur de la « bulle » européenne tient suffisamment compte de cette disparité. L'objectif de l'Allemagne est en effet une réduction de ses émissions de gaz à effet de serre de 21% seulement, par rapport à ses niveaux de 1990. Au terme de cette évolution, les émissions allemandes resteront très supérieures à celles de la France, même si celle-ci n'a comme contrainte que de stabiliser ses émissions au niveau de 1990.

• Deux secteurs d'action majeurs : la production d'électricité et de chaleur, et les transports

La production d'électricité et l'ensemble de la branche énergie – production de chaleur, raffineries – ont été responsables de 40% des émissions mondiales de CO₂ en 2004. Les transports sont à l'origine du quart des émissions mondiales, avec un taux de croissance élevé, en raison de l'accroissement rapide du parc automobile.

L'industrie est à l'origine du cinquième des émissions mondiales de CO₂ et le résidentiel tertiaire de 15 à 20% selon les estimations.

Grâce à son parc électronucléaire, la performance de la France est très singulière en matière d'émissions par secteur. La branche énergie ne représente au total que 14% des émissions totales. En conséquence, les émissions des transports s'élèvent à 38% du total et le résidentiel tertiaire à 27%.

En réalité, les performances du secteur des transports français ne sont pas plus mauvaises que dans les autres pays. L'excellence environnementale de la production électrique française a seulement comme conséquence paradoxale de braquer les projecteurs sur ce secteur, plus qu'auparavant.

• Réduction des émissions de CO₂ et sécurité énergétique

Dans la répartition mondiale des réserves en combustibles fossiles, après le Moyen-Orient qui possède plus de 60% des réserves de pétrole et plus de 40% des réserves de gaz naturel, l'Europe et les pays de l'ex URSS sont mieux dotés que les

autres continents, si l'on prend en compte le charbon, le pétrole et le gaz.

On voit donc que la tentation peut être grande d'arrimer l'Europe à la Russie pour assurer ses approvisionnements en pétrole et surtout en gaz naturel.

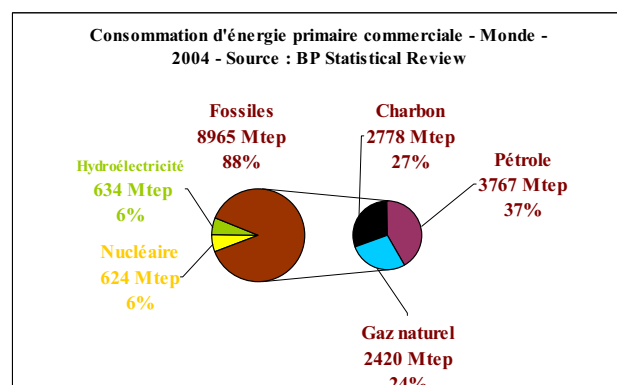
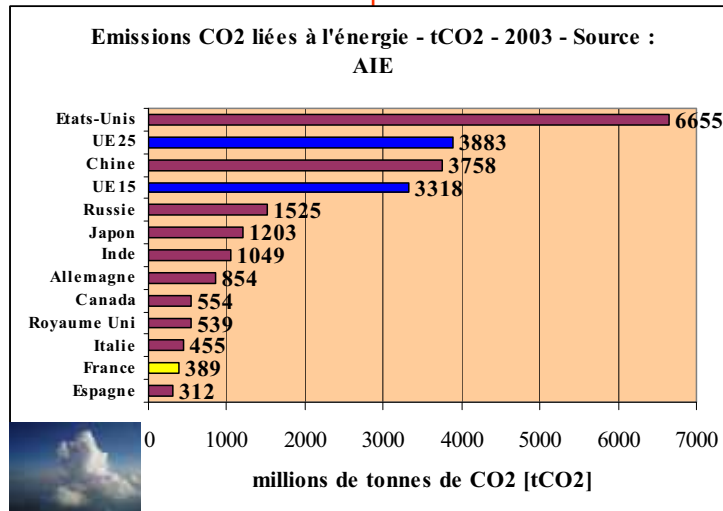
Il s'agit là d'un choix politique majeur déjà fait par la Commission européenne. La récente crise du gaz naturel entre l'Ukraine et la Russie montre les dangers d'une telle orientation.

Contribuant au respect par la France de son obligation de stabiliser au niveau de 1990 ses émissions de gaz à effet de serre au niveau de 1990, la réduction des émissions de CO₂ a de nombreux

bénéfices secondaires. Le premier est d'obliger à réduire les consommations unitaires et d'augmenter l'efficacité énergétique, ce qui peut contribuer à la baisse des coûts de production. Le deuxième est d'inciter au développement des énergies sans carbone, d'où une réduction possible de la dépendance énergétique extérieure.

I.- LA RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE CO₂ LIÉES AUX ÉNERGIES FOSSILES

88% de l'énergie primaire consommée dans le monde provient des combustibles fossiles. 80% des réserves mondiales de combustibles fossiles sont constituées de charbon.



Telle est la situation de l'énergie mondiale qu'on ne saurait trop rappeler.

« Consommer moins d'énergies fossiles en consommant mieux » est donc une priorité.

Différents moyens peuvent concourir à cet objectif. Le remplacement des centrales thermiques au charbon obsolètes par des installations à haut

rendement énergétique permet de diminuer fortement les émissions de CO₂, à production constante. L'accroissement du rôle du gaz naturel en remplacement du charbon aboutit au même résultat. La séquestration du CO₂, c'est-à-dire sa capture et son stockage géologique, permettent de réduire les émissions des sources concentrées et massives de l'industrie. Des réductions d'émissions dans les transports sont également indispensables.

• Les technologies du charbon propre à haut rendement



Le remplacement d'une centrale thermique d'un rendement inférieur à 30% par une centrale de nouvelle génération d'un rendement supérieur à 40% permet de réduire de 25% les émissions de CO₂, à production

d'électricité constante.

Après la réduction des émissions de poussières, de SO₂ et d'oxydes d'azote, le nouveau défi la production électrique avec le charbon est de généraliser les centrales à vapeur supercritique ou ultrasupercritique qui, fonctionnant à des pressions de 200 à 300 bar et à des températures de plus de 500°C, ont des rendements atteignant 50%.

Les centrales thermiques à gazéification intégrée du charbon et à cycle combiné IGCC (Integrated Gasification coal Combined Cycle) représentent une autre possibilité. Les rendements atteints sont inférieurs à ceux des centrales ultrasupercritiques mais différents types de combustibles peuvent être utilisés.

À terme, l'objectif est de mettre au point la centrale thermique du futur, c'est-à-dire sans émission ni de polluants ni de dioxyde de carbone, ce qui exige inévitablement la séquestration du CO₂ produit en même temps que l'électricité.

En tout état de cause, les émissions de CO₂ des centrales thermiques pourront être fortement diminuées, d'un facteur de 6 à 8, mais ne seront vraisemblablement pas réduites à zéro, en raison du coût énergétique des procédés et de leurs rendements décroissants.

• Les cycles combinés à gaz

Parmi les applications industrielles du gaz naturel, la production d'électricité connaît un essor rapide qui devrait se poursuivre dans les prochaines années.

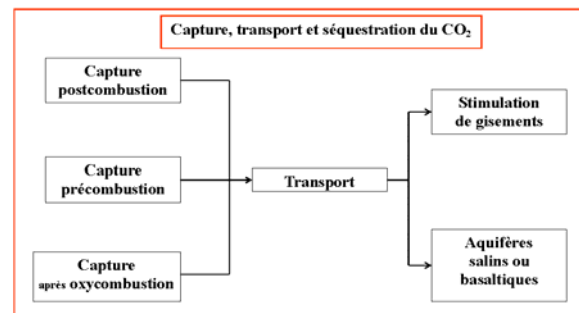
Le remplacement des centrales thermiques au charbon par des cycles combinés à gaz permet de diviser par deux les émissions de dioxyde de carbone par kWh produit. Un cycle combiné à gaz de 800 MW n'émet en effet que

365 grammes de CO₂ par kWh produit, contre 777 gCO₂/kWh pour une centrale thermique à charbon pulvérisé.

La production d'électricité à l'aide de cycles combinés à gaz naturel présente toutefois des inconvénients. En premier lieu, un cycle combiné de 900 MW produisant en base émet 2,6 millions de tonnes de CO₂ par an. En second lieu, le coût du combustible représentant 63% du coût hors taxe total, le coût du MWh est très sensible à l'évolution du prix du gaz naturel. Or celui-ci semble durablement orienté à la hausse. Le prix du gaz naturel est en effet passé de 6 \$/MBtu en février 2005 à 15 \$/MBtu en août 2005 et se trouvait à 9 \$/MBtu en janvier 2006.

• La séquestration du CO₂

La séquestration du CO₂ comprend deux opérations principales : d'une part la capture du dioxyde de carbone CO₂ à l'état gazeux, et, d'autre part, son stockage de manière à éviter tout rejet dans l'atmosphère. Une troisième opération peut s'imposer, le transport, dès lors que le stockage s'opère sur un site différent de celui de la capture.



La capture du CO₂ issu de l'utilisation de combustibles fossiles est réalisée, dans la pratique, selon trois grands types de technologie.

La capture *postcombustion* correspond à la récupération du CO₂ dans les fumées issues de la combustion.

La capture *précombustion* correspond à la décarbonatation du combustible en préalable à la combustion. Le dioxyde de carbone est alors récupéré en amont de la combustion. Celle-ci ne porte alors que sur l'hydrogène et ne rejette que de la vapeur d'eau.

La capture par *oxycombustion* correspond au remplacement du comburant habituel – l'oxygène de l'air – par de l'oxygène pur, ce qui permet d'obtenir en aval un flux de dioxyde de carbone très concentré ou pur.

Aucune des solutions techniques de capture ne permettra de réduire à zéro les émissions d'une même source, en raison de rendements décroissants des procédés et des coûts incalculables élevés qui en résulteront

S'agissant du transport, les solutions les plus vraisemblables sont le transport par gazoduc,

déjà utilisé, ou par bateau.

La méthode de la minéralisation étant éliminée pour son coût et le stockage océanique pour ses conséquences environnementales, les deux solutions préférées pour le stockage du CO₂ sont le stockage dans des gisements d'hydrocarbures qui peuvent être stimulés par l'injection de CO₂ et le stockage dans des aquifères salins ou basaltiques profonds.

De multiples expériences sont en cours, tant pour la capture que pour le stockage. Le coût de la séquestration est encore très élevé, selon Gaz de France, opérateur qui possède l'expérience de l'ensemble de la chaîne. C'est la capture qui est l'opération la plus coûteuse, d'un montant compris entre 40 et 60 €/t CO₂. Le coût du transport est compris entre 2 et 20 €/t CO₂. Le coût du stockage est, pour sa part, compris entre 0,5 et 10 €/t CO₂.

Au total, dans l'état actuel des techniques, le coût de la séquestration est compris entre 43 et 90 €/t CO₂.

S'appliquant aux seules sources statiques d'émissions massives, selon des procédés dont l'efficacité n'est pas totale, la capture et le stockage des émissions de CO₂ se limitent également aux installations émettrices suffisamment proches des formations géologiques favorables.

Selon des estimations réalisées par l'industrie des hydrocarbures, une réduction de près de 20% des émissions de CO₂ des États-Unis, de l'Union européenne et de la Chine pourrait être obtenue grâce à la séquestration, ce qui représente environ 10% des émissions mondiales.

La séquestration du CO₂ représente donc une solution intéressante mais partielle, dont la mise en application est de surcroît subordonnée à une baisse sensible de ses coûts.

• La réduction des consommations dans les transports

La prédominance des carburants pétroliers dans les transports a plusieurs raisons. La première est, sans aucun doute, le faible prix relatif, pendant une très longue période, de l'essence et du gazole, par rapport à toutes les autres sources de carburants. La deuxième est l'inertie des systèmes énergétiques – production, distribution, moteurs –, dont la mise en place exige des investissements lourds.

Une autre raison est d'ordre technique, à savoir l'avantage déterminant des carburants liquides, en raison de leur fort contenu énergétique, leur facilité de stockage, de distribution et la rapidité de leur chargement à la pompe.

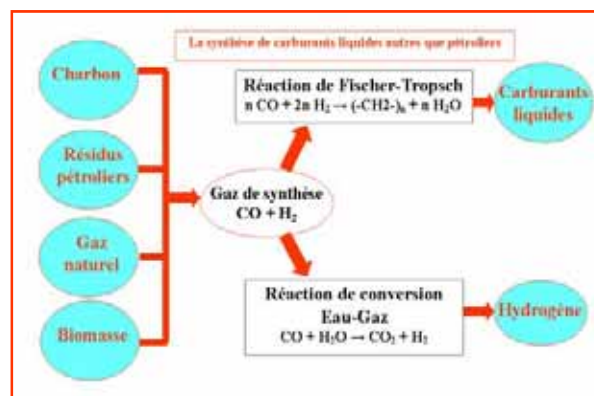
Par comparaison, le GPL (gaz de pétrole liquéfié) doit être placé sous une pression de 5 bar. Le GNV (gaz naturel véhicule) doit être comprimé à 200 bar dans le réservoir d'une automobile, et il faut une nuit pour le remplir avec un compresseur individuel. Il faut 4,6 li-

tres d'hydrogène comprimé à 700 bar pour avoir l'équivalent énergétique d'un litre d'essence. L'électricité est stockée dans des batteries, longues à recharger, qui ne donnent, actuellement, qu'une autonomie de 100 à 200 km à une automobile particulière, dans le meilleur de cas.

Autre élément important pour la pérennité des carburants automobiles, des carburants liquides pourront être produits à partir des énormes réserves de charbon et de gaz naturel.

Si les carburants liquides s'avéraient irremplaçables pour les transports automobiles et aériens, les filières bien connues Gaz de synthèse et Fischer Tropsch pourraient se développer, en permettant de diversifier leur fabrication à partir du charbon et du gaz naturel. Il conviendrait alors de procéder à la séquestration du CO₂ produit du fait de l'énergie consommée lors la conversion du charbon et du gaz naturel.

La production de carburants synthétiques à partir du charbon constitua un domaine prioritaire de l'effort de guerre de l'Allemagne nazie. Au maximum de sa capacité de production, au début 1944, l'Allemagne produisait 124 000 barils par jour de carburants synthétiques à partir du charbon, dans 25 usines, basées à parité sur les deux procédés Bergius ou Fischer-Tropsch. Le procédé Bergius d'hydrogénation fournissait de l'essence de haute qualité pour les moteurs d'avions. La synthèse Fischer-Tropsch fournissait du gazole de haute qualité, des lubrifiants, et de l'essence de moindre qualité.



La synthèse de carburants liquides à partir du charbon est aujourd'hui mise en œuvre en Afrique du Sud. Les carburants CTL « Coal-to-Liquids » sont produits à hauteur de 200 000 barils par jour, ce qui représente près de 40% de la consommation nationale.

Selon un procédé voisin, le Qatar a commencé de valoriser ses énormes réserves de gaz naturel (15% des réserves mondiales) par la production de carburants GTL « Gas-to-Liquids ».



Usine Sasol -Afrique du Sud

La réduction des consommations de carburants liquides des moteurs à combustion interne apparaît en conséquence d'une importance capitale. Le parc automobile mondial est estimé à près de 700 millions de véhicules en 2004. Il devrait augmenter de 84% d'ici à 2030, selon l'Agence internationale de l'énergie.

La consommation des automobiles particulières en France diminue en moyenne d'un litre aux cent kilomètres tous les quatre ans.

Grâce au progrès technique, la diminution de cylindrée des moteurs à performances égales ou « downsizing » présente le double avantage de réduire la consommation tout en accroissant la puissance et en particulier l'accélération, avec la généralisation des turbos. La diésélisation du parc permet également une réduction de la consommation moyenne.

Les constructeurs français sont en pointe dans l'Union européenne, si l'on utilise la mesure indirecte de la consommation par les émissions de CO₂ moyennes des véhicules vendus par Renault et PSA, qui sont de 148 g/km, contre 160 g/km pour la moyenne européenne. Les petits véhicules dont les émissions sont inférieures à 120 g/km constituent le créneau dont les ventes sont en France les plus dynamiques.

Au-delà des progrès techniques sur les moteurs, d'autres évolutions amélioreraient l'efficacité énergétique du transport automobile. La congestion du trafic est en effet une source considérable d'inefficacité énergétique, en particulier pour le transport routier. Par ailleurs, la généralisation des bonnes pratiques de conduite, notamment grâce au respect des limites de vitesses, serait également une source importante d'économies d'énergie.



Le développement des énergies sans carbone est le deuxième axe qui permet de réduire à la fois les émissions de CO₂ et la dépendance extérieure.

II.- LE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES SANS CARBONE

Compte tenu de leur part dans les émissions de CO₂, deux secteurs doivent concentrer les efforts de la recherche et de l'investissement dans les énergies sans carbone : la production d'électricité et les transports.

La croissance de la consommation d'électricité est inséparable du développement économique.

Deux stratégies de réduction des émissions sont possibles et complémentaires. La première stratégie est un changement de modèle de production électrique, avec la multiplication des moyens de production d'électricité décentralisés. C'est une stratégie coûteuse en investissements et limitée en volumes de production, dès lors que l'on cherche à produire de l'électricité en masse avec des techniques dédiées

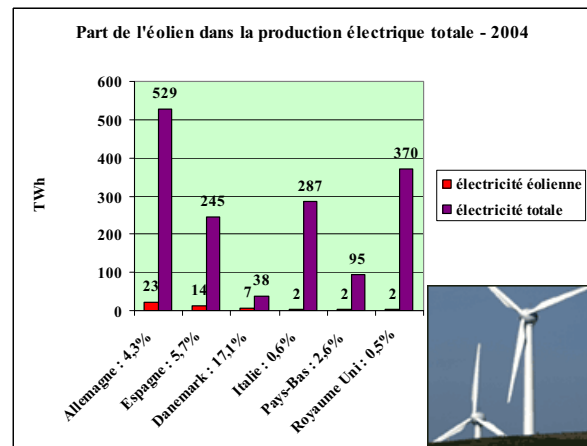
à la production décentralisée.

Sans changer de modèle de production électrique, l'énergie nucléaire est en revanche parfaitement adaptée à la production en masse, compétitive et fondée sur un socle de réserves en uranium considérable.

Pour les transports, deux voies sont prometteuses : d'abord les biocarburants de première génération et surtout de 2^{ème} génération, et, ensuite, pour un terme plus éloigné, les piles à combustibles.

• La contribution faible de l'éolien au niveau national mais notable au niveau local

Le fonctionnement des éoliennes est soumis à la météorologie et non pas à la demande d'électricité. En dessous d'une certaine vitesse de vent, en général 5 m/s, soit 18 km/h, une éolienne, ne pouvant fournir de la puissance, est déconnectée du réseau et tourne à vide, ou bien, est arrêtée purement et simplement. Par ailleurs, avec des vents d'une vitesse supérieure à 25 m/s,



soit 90 km/h, les éoliennes doivent être stoppées, faute de pouvoir supporter les efforts mécaniques correspondants. Autre variable importante conditionnant la production d'électricité effective d'une éolienne, la vitesse moyenne du vent peut, en variant d'un facteur 1,7 modifier la quantité d'énergie fournie du simple au triple, d'où l'intérêt d'implanter ces machines dans des zones aux régimes de vent régulier et modéré.

En conséquence, l'alimentation en électricité d'utilisateurs, particuliers ou industriels, ne peut en aucun cas reposer exclusivement sur des éoliennes. Des moyens de production complémentaires doivent nécessairement leur être associés.

En réalité, l'éolien ne semble pas en mesure d'assurer une part importante de la production d'électricité nationale. On le voit bien en Allemagne, dont les 16 600 MW de capacité éolienne installée n'ont fourni que 4% de la production totale d'électricité. A l'autre extrémité du spectre, se trouve bien le Danemark avec 17,1% de la production nationale d'électricité mais le mon-

tant produit ne dépasse pas 7 TWh. En revanche, l'éolien peut constituer l'un des éléments de production d'un réseau d'importance locale.

Enfin, l'éolien offshore ne semble pas représenter un saut qualitatif pour l'éolien. Le coût de construction de l'éolien offshore est en effet deux fois supérieur à celui de l'éolien terrestre.

• Le solaire photovoltaïque, une vocation exclusive pour la production décentralisée

Le solaire photovoltaïque fournit des solutions de plus en plus efficaces et compétitives pour l'électrification décentralisée. Les opérations à grande échelle d'équipement d'habitations réalisées dans différents pays ne doivent pas pour autant faire croire que le solaire photovoltaïque est adapté à une production de masse d'électricité.

Le coût de l'électricité photovoltaïque est d'environ 500 €/MWh pour une installation raccordée au réseau et d'environ 1000 €/MWh pour une installation isolée.

Intéressant pour des sites isolés, le solaire photovoltaïque ne pourrait en aucun cas assurer une production de masse d'électricité, pour des raisons techniques et économiques.

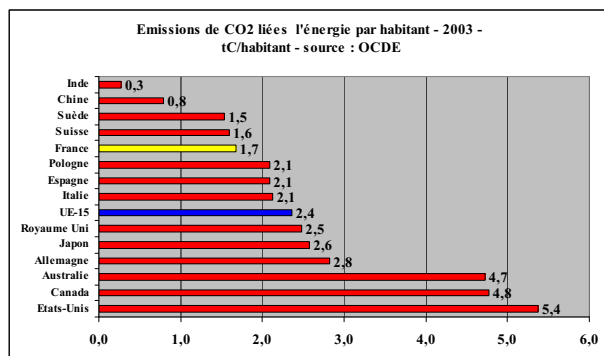
La production d'un panneau solaire photovoltaïque est intermittente. En tout état de cause, la production électrique obtenue à l'issue d'un programme comme le programme allemand de 100 000 toits, est négligeable par rapport aux moyens de production classiques.

100 000 toits d'une puissance de 3 kWc chacun assurent l'équivalent annuel de 0,4 TWh, soit 150 fois moins que la production hydroélectrique française, avec un surcoût annuel de 200 millions €.

En réalité, le développement du solaire photovoltaïque est recherché par les pays industrialisés, pour stimuler leur industrie nationale, dans la perspective du développement des marchés de l'électrification décentralisée dans les pays en développement.

• Le nucléaire pour réduire les émissions de CO2 et produire une électricité compétitive

6,5% : telle était, en 2003, la part de l'énergie nucléaire civile dans la production d'énergie primaire mondiale, soit un total voisin de celui de l'énergie hydroélectrique mondiale.



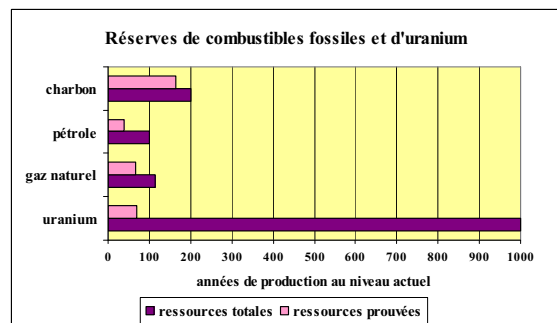
Si l'on se focalise sur l'électricité, le nucléaire a assuré, en 2003, 16% de la production mondiale, l'hydraulique 16%, le charbon 40%, et le pétrole et le gaz 26 %.

Les pays qui se sont dotés d'un parc électronucléaire important sont ceux qui présentent les meilleures performances en terme de limitation de leurs rejets de gaz à effet de serre, à niveaux de développement comparables.

Les réacteurs actuellement en fonctionnement sont à 81% des réacteurs à eau légère de 2^{ème} génération, qui utilisent de l'uranium enrichi. Leur approvisionnement en combustible ne pose aucune difficulté, de même que celui des réacteurs de Génération III, comme l'EPR (European Pressurized water Reactor), qui pourraient les remplacer à partir des années 2020. Les réserves classiques connues d'uranium représentent en effet 70 années de consommation actuelle et les réserves probables supplémentaires, 100 années de plus, ce qui permettrait d'engager la croissance du parc électronucléaire mondial avec le même type de réacteurs.

La pérennité de l'approvisionnement en uranium est, en réalité, assurée pour bien plus longtemps.

Le niveau des réserves d'uranium sera en effet porté à plusieurs millénaires avec les réacteurs de 4^{ème} Génération, appelés à prendre, vers 2040, le relais des réacteurs à eau légère. Ces réacteurs utiliseront en effet une proportion du potentiel énergétique de l'uranium beaucoup plus grande que les réacteurs à eau légère.



Sur le plan des coûts de production, le nucléaire est plus compétitif que les autres filières, et ceci dans la durée.

Selon la DGEMP (Direction générale de l'énergie et des matières premières), par rapport au coût de 28,4 € du MWh nucléaire, le cycle combiné à gaz est plus cher de 20 % et le charbon pulvérisé de 23 %.

Par ailleurs, la hausse du prix de l'uranium n'a qu'un impact très réduit sur le prix du MWh nucléaire. En effet, le coût de l'uranium ne représente que 5% du coût du MWh.

En conséquence, si le prix de l'uranium était multiplié par dix,



Centrale nucléaire de Tricastin - EDF

le coût de production de l'électricité nucléaire n'augmenterait que de 40%. En revanche, si le prix du gaz était multiplié par dix, le coût du MWh gaz serait multiplié par 6.

Si l'on prend en compte le coût du CO₂ émis, l'avantage du nucléaire est alors encore plus déterminant. Comparé aux 28,4 €/MWh du nucléaire, le MWh gaz ressort en effet à 42,1 € (+48%) et celui du charbon à 48,3 € (+70%).

Enfin, toutes les charges du nucléaire, actuelles et futures, sont couvertes par le prix de l'électricité, et tout particulièrement les charges de gestion des déchets radioactifs et les charges de démantèlement des centrales.

Sur la base d'un coût de production de 30 €/MWh, les provisions pour retraitement et stockage des déchets représentent 4 €/MWh, soit 14,2% du total et les provisions pour démantèlement 2 €/MWh (5,3%).



Après que des solutions ont été mises en place pour les déchets de faible ou très faible activité à vie courte, représentant 90% des volumes de déchets, la loi du 30 décembre 1991, relative aux recherches sur la gestion des déchets radioactifs a permis de préciser les méthodes applicables aux déchets de haute et moyenne activité à vie longue, qui pourront être mises en application dans les 15 années à venir.

• Les biocarburants de 2^{ème} génération et les piles à combustible

Les biocarburants de première génération sont fabriqués à partir des graines de blé, de soja ou de tournesol ou de la racine de betterave, qui constituent les réserves énergétiques de ces végétaux.

La nouvelle frontière des biocarburants consiste à les produire à partir de la plante entière. Les volumes à en attendre sont considérablement plus élevés sans concurrence avec les cultures alimentaires.

Au lieu du charbon et du gaz naturel fournissant le carbone indispensable pour le procédé gaz de synthèse/Fischer-Tropsch, on peut envisager de recourir à la lignocellulose. La lignocellulose est une combinaison de lignine et de cellulose qui renforce les cellules des plantes.

Le premier stade de la transformation de la biomasse est l'obtention de gaz de synthèse. Pour parvenir à des carburants liquides, il suffit ensuite de mettre en œuvre la réaction de Fischer-Tropsch.

Les biocarburants de 2^{ème} génération présenteraient ainsi l'avantage de valoriser des ressources abondantes et de présenter un bilan d'émission de CO₂ quasiment parfait, si l'énergie utilisée pour les procédés provenait elle-même de la biomasse.

En outre, la biomasse pourra être une source d'hydrogène pour les piles à combustible.

Depuis 2001, les efforts de recherche



semblent conduire à l'émergence de trois technologies principales pour les piles à combustible : les piles SOFC (Solid Oxide Fuel Cell) pour la cogénération de chaleur et d'électricité, la pile DMFC (Direct Methanol Fuel Cell) pour les applications portables et les piles PEMFC (Proton Exchange Membrane Fuel Cell) pour les transports.

Selon le CEA, le coût d'une pile à combustible rapporté à sa puissance est de 6000 à 8000 €/kW. Or le coût du kW d'un moteur diesel de bus est de l'ordre de 150 €/kW. Pour ce type d'application, le gain à obtenir est d'un facteur 50. Pour une automobile individuelle, le défi semble encore plus difficile à relever. Le coût de l'unité de puissance du moteur à combustion interne étant de 30 à 50 €/kW, il faut donc parvenir à diviser le coût de la pile au moins par un facteur 200 pour la rendre compétitive avec une motorisation classique.

Pour l'IFP (Institut Français du Pétrole), la commercialisation des piles à combustible n'apparaît pas possible avant 2020. Renault l'envisage pour 2015-2020.

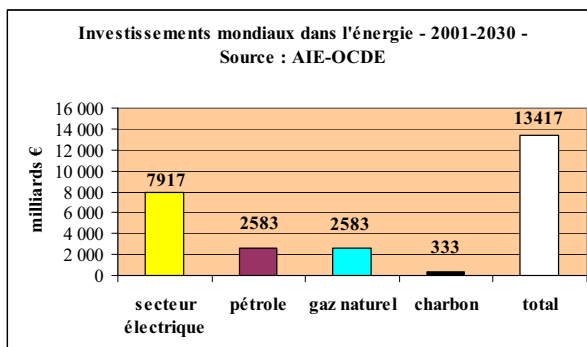
CONCLUSION : DES PRIORITÉS INDISPENSABLES À BRÈVE ÉCHÉANCE

• Des investissements colossaux pour le renouvellement et l'augmentation des capacités

Les pays industrialisés ont opéré une vague d'investissements massifs dans l'énergie, entre 1960 et 1980, pour faire face à la croissance de la consommation d'électricité et de carburants automobiles.

Compte tenu de la durée de vie des équipements dans l'énergie – de 20 à 50 ans, de nombreuses installations seront à renouveler dans les toutes prochaines années : centrales thermiques, centrales nucléaires, raffineries de pétrole.

À ces investissements de renouvellement, s'ajouteront des investissements de capacité, dans les pays industrialisés mais surtout dans les pays émergents ou en développement : nouvelles centrales électriques, exploration-production de pétrole et de gaz naturel, usines de liquéfaction du gaz naturel, gazoducs.



L'Agence internationale de l'énergie évalue à 13 500 Md € les investissements à réaliser dans le monde

C'est la production et la distribution d'électricité

qui exigeront les investissements les plus importants : 60% du total des investissements totaux dans l'énergie. Les investissements dans le transport et la distribution seront encore plus importants que dans la production.

• La visibilité et la modération indispensables des mécanismes de réduction des émissions

L'Union européenne s'est engagée à réduire ses émissions de gaz à effet de serre de 8% à l'horizon 2008-2012, par rapport au niveau de 1990. Selon la Commission européenne, le coût de cette réduction devrait être de 6,8 milliards € par an, soit 0,2% du PIB communautaire chaque année. La mise en place d'un système d'échanges de quotas d'émission est censée diminuer de moitié le coût de la réduction.

En tout état de cause, l'atonie de la croissance économique européenne par rapport à celle de ses grands compétiteurs, exige la plus grande prudence dans les charges que l'Union européenne s'impose unilatéralement.

Au cours de la période 2005-2007, 11428 installations industrielles européennes dont 1172 en France, doivent respecter des quotas d'émissions. Elles seraient contraintes d'en acheter sur le marché, au cas où leur efficacité énergétique diminuerait et leur production augmenterait. Or le marché des quotas est d'ores et déjà actif et le prix des quotas d'émissions semble durablement installé au-dessus de 20 €/tCO₂.

Pour EDF, la capture du CO₂ émis par une centrale thermique au charbon doublerait, avec les technologies actuelles, le coût du MWh produit. Il faudrait y ajouter le coût du transport et du stockage. Le prix du MWh gaz serait accru de 50%.

Grâce à son parc électronucléaire, la France n'est pas directement concernée. Mais c'est toute la croissance économique de l'Union européenne, déjà plus lente que dans les autres zones économiques, qui serait menacée.

Selon la Commission, les dispositions actuelles sont expérimentales et pourront être révisées en 2007. Cette volonté d'expérimentation est en soi louable mais l'insécurité qu'elle crée dans le temps est un frein à l'investissement qui requiert, tout particulièrement dans le secteur de l'énergie, une visibilité à long terme. Par ailleurs, il eût été raisonnable, comme l'ont fait les États-Unis pour le Clean Air Act et les quotas d'émissions de SO₂, de plafonner le

prix de la tonne de CO₂.

Il est possible qu'après la délocalisation des industries de main-d'œuvre, l'Europe assiste à la délocalisation de ses industries fortement consommatrices d'énergie.

• Les grandes dates de l'énergie

Sur le plan technologique, 2020 est une date charnière pour l'énergie. Des investissements de renouvellement du parc électrique devront entrer en service, à cet horizon, dans la plupart des pays industrialisés.

Par ailleurs, de nombreuses avancées technologiques déboucheront sur des réalisations opérationnelles à cette date.

D'ici 2020 et au-delà, une priorité doit être accordée à l'efficacité énergétique qui a deux dimensions : d'une part, la réduction des consommations énergétiques de chacune des filières, et, d'autre part, la sélection des filières dont le rapport bénéfice sur coût est le plus avantageux, en termes d'émissions de CO₂ et d'investissements, comme de prix de revient.

Compte tenu de l'ampleur des défis à relever, des priorités sont indispensables. D'ici à 2020, la R&D doit être spécialement active dans le domaine de l'énergie, afin de déterminer le plus rapidement possible des priorités claires et d'y allouer d'importants moyens.

Mars 2006.

