

# Perspectives énergétiques de la France à l'horizon 2020-2050

## Rapport de la commission Énergie

Jean Syrota, président

Jean Bergougnoux, chargé de la synthèse

Thierry Tuot, rapporteur général

Philippe Hirtzman, coordinateur

2008



Réalisation :  
Agence COM&O - [www.agence-comeo.com](http://www.agence-comeo.com)

« En application de la loi du 11 mars 1957 (art. 41) et du code de la propriété intellectuelle du 1<sup>er</sup> juillet 1992, complétés par la loi du 3 janvier 1995, toute reproduction partielle ou totale à usage collectif de la présente publication est strictement interdite sans autorisation expresse de l'éditeur. Il est rappelé à cet égard que l'usage abusif et collectif de la photocopie met en danger l'équilibre économique des circuits du livre.»

© La Documentation française - Paris, février 2008  
ISBN : 978-2-11-007080-7

# Table des matières

<b>Avant-propos par Jean Syrota</b>	<b>10</b>
<b>Organisation des travaux et présentation du rapport</b>	<b>18</b>
<b>Chapitre 1</b>	
<b>Le cadre de cohérence et la problématique</b>	<b>21</b>
1. Un cadre de cohérence spatio-temporel	21
2. Le cadre conceptuel : une problématique de développement durable	22
<b>Chapitre 2</b>	
<b>La politique énergétique face aux défis planétaires</b>	<b>24</b>
1. Selon les scénarios tendanciels de long terme, la poursuite des errements actuels en matière de consommation énergétique est incompatible avec un développement durable au niveau planétaire	24
2. Les incertitudes qui subsistent dans la modélisation des phénomènes climatiques militent en faveur d'une stratégie séquentielle	27
2.1. Le quatrième rapport du GIEC (2007) lève les derniers doutes sur les causes et les perspectives du changement climatique, en dépit de grandes incertitudes quantitatives résiduelles	28
2.2. Les incertitudes mises en évidence par les travaux du GIEC militent pour une approche séquentielle de la problématique du changement climatique dans l'élaboration des politiques énergétiques	31
2.3. Les scénarios de l'AIE constituent un ensemble en apparence cohérent, mais qui ne présente pas la flexibilité suffisante pour faire face aux incertitudes des mécanismes du changement climatique	32
3. Face à l'extrême gravité du défi climatique, les incertitudes dans la quantification des conséquences des émissions de gaz à effet de serre ne devraient en aucun cas dissuader les responsables d'agir avec détermination	38
3.1. Les actions à entreprendre ou à intensifier dans l'immédiat devraient viser à réduire substantiellement les émissions de GES à moyen terme sans compromettre le développement économique des différentes parties du monde	38
3.2. Pour répondre aux problématiques de long terme, dont la maîtrise du risque climatique, il faudra disposer d'un ensemble de technologies de plus en plus performantes	39

3.3. Un arbitrage est à trouver entre les actions apportant des résultats relativement rapides et les efforts de recherche, développement, démonstration et industrialisation de nouvelles technologies _____	43
<b>4. L'après-2012 (Kyoto) ne débouche pas spontanément sur des mécanismes de gouvernance mondiale permettant d'assurer la convergence d'approches différentes de la maîtrise du risque climatique, même si des coopérations entre États sont les bienvenues _____</b>	<b>44</b>
4.1. Les accords internationaux sur la lutte contre le changement climatique devraient constituer le cadre de cohérence d'une politique de maîtrise des émissions de gaz à effet de serre au niveau mondial _____	44
4.2. Les États-Unis entendent affirmer leur leadership technologique en matière de maîtrise des émissions de gaz à effet de serre _____	45
4.3. Les programmes de coopération se multiplient entre les grandes régions du monde _____	46
<b>5. La croissance de la demande en hydrocarbures restera soutenue à court-moyen terme, renforçant le poids des considérations géopolitiques dans la maîtrise des ressources _____</b>	<b>47</b>
5.1. À l'horizon 2020 – voire 2030 –, la croissance de la demande d'hydrocarbures restera soutenue, même si les actions nécessaires à la maîtrise des émissions de CO <sub>2</sub> sont convenablement engagées _____	47
5.2. La très inégale répartition géographique des réserves est au cœur de la problématique de l'approvisionnement de l'économie mondiale en hydrocarbures _____	48
5.3. Quatre défis géopolitiques majeurs pour les hydrocarbures _____	50
5.4. Les restructurations récentes des marchés pétroliers, le poids de certains acteurs sur des marchés gaziers qui restent largement régionalisés, vont peser à court-moyen terme sur les mécanismes de formation des prix des hydrocarbures _____	54
5.5. À moyen terme les risques concernant la disponibilité du charbon et de l'uranium paraissent modérés, même si certaines évolutions récentes ou prévisibles incitent à la vigilance _____	56
<b>6. Face à ces défis mondiaux, seul ou dans le cadre de l'Union européenne, notre pays a un rôle à jouer bien plus important que celui que lui conférerait son poids dans la population ou l'économie mondiales _____</b>	<b>57</b>

## Chapitre 3

### **La politique énergétique française et l'Europe : opportunités et contraintes entre nécessaires coopérations et impossible intégration \_\_\_\_\_ 58**

<b>1. Le besoin d'une politique européenne de l'énergie ne conduit pas nécessairement à une refonte des traités _____</b>	<b>58</b>
1.1. Quelle pourrait être une politique européenne de l'énergie ? _____	58

1.2. À travers les politiques de la concurrence, de l'environnement, du marché intérieur, une politique énergétique existe de fait _____	60
<b>2. Électricité et gaz : l'amélioration du fonctionnement des marchés contribuera à atteindre certains objectifs de politique énergétique, mais ne saurait répondre à tous les défis _____</b>	<b>60</b>
2.1. Les dysfonctionnements qui persistent après la mise en place des mécanismes d'ouverture et de régulation des marchés de l'électricité et du gaz invitent à s'interroger sur le degré de compétition réelle entre acteurs du marché _____	61
2.2. Les mécanismes de marché ne règlent pas le problème de la sécurité d'approvisionnement _____	63
<b>3. Le marché des droits d'émission de CO<sub>2</sub> doit devenir efficace sans dégrader la compétitivité européenne _____</b>	<b>65</b>
3.1. Les débuts du fonctionnement du marché se sont révélés peu significatifs, les prix reflétant les erreurs commises plus que l'économie du secteur _____	65
3.2. Les pratiques actuelles ont des effets pervers _____	67
3.3. L'intégration du coût des droits d'émission en Europe risque de dégrader la compétitivité économique des entreprises européennes et impose de se prémunir contre les risques de dumping environnemental qui avanta- gent les industries des pays ne partageant pas cette discipline _____	69
<b>4. Face aux défis énergétiques mondiaux, le « paquet Énergie » de janvier 2007 propose aux membres de l'UE des objectifs ambitieux ; leur concrétisation suppose une répartition des efforts et la mise en place d'instruments qui restent largement à définir _____</b>	<b>70</b>
4.1. Le constat : une situation énergétique raisonnable comparée à celle d'autres parties du monde, mais qui s'améliore moins vite qu'ailleurs _____	70
4.2. Le « paquet Énergie » de janvier 2007 propose des objectifs ambitieux en matière de limitation des émissions de gaz à effet de serre, de maîtrise de l'énergie, de développement des énergies renouvelables et d'économies d'énergie _____	72
4.3. Les voies et moyens de l'atteinte de ces objectifs doivent être précisés et renforcés pour éviter les déceptions de la période récente _____	76
<b>5. La politique européenne des transports à la recherche de la mobilité durable _____</b>	<b>77</b>
5.1. Le réexamen en 2006 du Livre blanc de 2001 conduit à une inflexion significative des objectifs prioritaires _____	77
5.2. La politique européenne des transports préconisée par la Commission européenne cherche à développer une mobilité durable qui rejette moins de gaz à effet de serre et qui consomme moins de pétrole _____	79
5.3. Les propositions récentes de la Commission européenne s'appuient essentiellement sur l'utilisation des biocarburants, l'harmonisation de la TIPP pour le gazole professionnel, la limitation des émissions de CO <sub>2</sub> pour les véhicules particuliers _____	79

<b>6. La France doit jouer un rôle moteur pour faire adopter par l'Union européenne la décision de diviser par quatre ses émissions de gaz à effet de serre en 2050 par rapport à celles de 1990, en assignant à chaque État membre une limite correspondant à la même émission par habitant de l'Union européenne</b>	<b>81</b>
6.1. L'Union européenne doit diviser par quatre en 2050 ses émissions de gaz à effet de serre	81
6.2. L'UE devrait viser pour 2050 un objectif unique d'émissions de gaz à effet de serre par habitant (ou par unité de produit intérieur brut)	82
6.3. La France émet moins de CO <sub>2</sub> que ses principaux partenaires européens du seul fait de ses faibles émissions dans la production d'électricité ; elle n'est pas spécialement plus efficace dans les autres domaines et il y a peu de chances qu'elle le devienne	82
6.4. Les études prospectives ambitieuses menées en Allemagne et en Grande-Bretagne pour 2050 conduisent à des émissions par habitant très supérieures à celles qui résulteraient de la mise en œuvre du facteur 4 en France	83
6.5. Les exercices de simulation réalisés pour la France sur la base d'hypothèses ambitieuses, mais excluant des ruptures fortes, conduisent à un facteur 2,1 à 2,4	84
6.6. La division par quatre des émissions globales de CO <sub>2</sub> de l'Union européenne d'ici à 2050 (facteur 4) par rapport à la référence 1990 conduirait à une division par 2,6 environ des émissions françaises par rapport à celles de 1990, si la convergence des niveaux d'émission par habitant était assurée en 2050	85
6.7. Il est important que les décisions de l'Union européenne soient prises sans tarder	87

## Chapitre 4

### Les axes d'une politique énergétique nationale 88

<b>1. Une politique nécessairement ambitieuse en matière de réduction de gaz à effet de serre mais qui doit être pensée dans une logique de stratégie adaptative et non de pari pascalien</b>	<b>88</b>
1.1. Dans le cadre de cette politique ambitieuse, la maîtrise des émissions de CO <sub>2</sub> liées à la production, la transformation et l'utilisation de l'énergie jouera un rôle majeur	89
1.2. Compte tenu des multiples incertitudes qui affectent la quantification des effets des émissions de GES et la manière dont la question de la limitation de ces émissions sera traitée au plan géopolitique, une approche sous forme de stratégie adaptative s'impose	90
1.3. La problématique du défi climatique présente des points communs avec celle des chocs pétroliers de 1973-1974 et 1979-1980, mais il n'y a pas aujourd'hui l'équivalent du nucléaire d'il y a trente-cinq ans	92
1.4. À horizon 2020, sans rupture technologique majeure, avec la permanence d'une production d'électricité peu émettrice de CO <sub>2</sub> , c'est essentiellement grâce à une politique d'utilisation rationnelle de l'énergie et d'économie d'énergie que l'on pourra se placer sur une trajectoire vertueuse	98

1.5. Un certain nombre de décisions relevant de choix publics (grandes infrastructures, aménagement du territoire, choix des filières énergétiques à développer, etc.) supposent inévitablement des paris difficiles sur l'avenir _____	101
<b>2. Une approche sectorielle rétrospective et prospective pour identifier les leviers permettant de maîtriser les émissions sans compromettre la compétitivité de l'économie nationale _____</b>	<b>103</b>
2.1. Une analyse rétrospective montre clairement que les problèmes majeurs se situent et se situeront vraisemblablement dans les secteurs des transports et du résidentiel-tertiaire _____	103
2.2. Les hypothèses de cadrage macro-économiques traduisent la conviction qu'il est possible, au moins jusqu'en 2020, de concilier réduction des émissions de CO <sub>2</sub> et compétitivité économique dans un contexte de prix des énergies importées plutôt élevés _____	105
2.3. Le secteur électrique français a joué un rôle majeur dans le fait que la France est l'un des pays d'Europe les moins émetteurs de gaz à effet de serre ; il importe que ses émissions n'augmentent pas à l'avenir _____	106
2.4. L'industrie, qui a consenti depuis quinze ans des efforts substantiels de réduction des émissions de gaz à effet de serre, représente encore un potentiel intéressant d'économies et de substitutions mobilisables dans des conditions économiquement acceptables _____	118
2.5. Pour le secteur résidentiel et, dans une moindre mesure, le secteur tertiaire, qui bénéficie d'un taux de renouvellement bien supérieur, l'enjeu majeur à moyen terme est la rénovation énergétique de l'existant _____	123
2.6. Les transports : un secteur dont la consommation de produits pétroliers et les émissions de gaz à effet de serre ont connu des évolutions préoccupantes auxquelles il ne sera pas aisé de mettre un terme, en dépit des perspectives de progrès technologiques et des possibilités offertes à terme par les biocarburants _____	136
<b>3. Une politique soutenue en matière de recherche et développement _____</b>	<b>147</b>

## Chapitre 5

### Des exercices de modélisation pour éclairer les choix à long terme \_\_\_\_\_ 150

1. Les objectifs de la simulation : il s'agit non de prévoir, mais de décrire des scénarios crédibles _____	150
2. Deux modèles utilisés, selon des approches d'offre et d'optimisation pour l'un, de demande sectorielle et d'équilibre partiel pour l'autre _____	151
3. Des hypothèses ambitieuses mais excluant des ruptures technologiques ou comportementales _____	153
3.1. Les hypothèses macro-économiques _____	153
3.2. Les hypothèses sectorielles _____	155

<b>4. Avec les hypothèses utilisées, les différents scénarios étudiés ne conduisent pas à diviser les émissions de gaz carbonique en 2050 par plus de 2,1 à 2,4 (hors CSC) par rapport à celles de 1990</b>	<b>158</b>
4.1. Les scénarios de référence conduisent à une augmentation des émissions de gaz carbonique en 2030	158
4.2. Les résultats des scénarios volontaristes traduisent l'extrême difficulté pratique de dépasser le facteur 2,1 à 2,4, sans changement profond des comportements et sans rupture technologique prévisible à ce jour	159
<b>5. Un facteur un peu supérieur à 2 à l'horizon 2050 constitue un objectif déjà très ambitieux pour la France</b>	<b>161</b>
<b>6. Les modèles, même interprétés avec grande prudence, fournissent des tendances susceptibles d'inspirer la politique énergétique française</b>	<b>165</b>

## Chapitre 6

### Les conditions de mise en œuvre d'une politique énergétique ambitieuse **168**

<b>1. Optimiser l'utilisation de la ressource rare que constituent les fonds publics</b>	<b>168</b>
1.1. Le calibrage des aides publiques aux investissements en matière énergétique est une question complexe	169
1.2. L'évaluation <i>ex post</i> des politiques de soutien public aux investissements dans le domaine de la consommation et de la production décentralisée d'énergie est un exercice extrêmement difficile	173
1.3. Une cohérence est à instituer entre les différents instruments d'incitation, sans perdre de vue la vérité des prix	176
1.4. Quelques principes d'action publique semblent pouvoir être proposés	178
<b>2. Assurer aux entreprises et aux citoyens un juste retour de leurs efforts conditionne leur mobilisation au service des politiques nécessaires</b>	<b>179</b>
<b>3. Obtenir l'adhésion du plus grand nombre au projet énergétique national, en procédant à une sensibilisation et à une information complète et durable, est la condition du succès de la politique</b>	<b>180</b>
<b>4. Donner aux collectivités territoriales les moyens d'assumer leur part éminente de responsabilité dans une politique énergétique</b>	<b>182</b>
4.1. Plutôt que d'affirmer des compétences générales, proportionner les ressources et les responsabilités aux capacités des collectivités	182
4.2. Le rôle majeur des collectivités territoriales peut être illustré dans quelques secteurs pivots	185
4.3. L'État doit s'engager de façon durable et constante en affichant des objectifs, en allouant des moyens et en fournissant des compétences, dans un contrat national et territorial de politique énergétique avec les collectivités locales	188



<b>Chapitre 7</b>	
<b>Recommandations pour la politique française de l'énergie</b>	<b>190</b>
1. Priorités européennes et internationales	192
2. Mesures nationales	195
<b>Annexes</b>	<b>201</b>
I. Quelques éléments de problématique du changement climatique	206
II. Évaluation des soutiens publics aux équipements destinés à réduire les émissions de gaz à effet de serre	214
III. Problématique du développement des biocarburants	254
IV. De la valeur économique de la tonne de carbone	266
V. Comparaison de plusieurs rapports de prospective énergétique (Europe)	274
VI. Contributions de membres de la commission Énergie	288
<b>Composition de la commission Énergie</b>	<b>317</b>
<b>Liste des personnes auditionnées</b>	<b>323</b>

## AVANT-PROPOS

par Jean Syrota  
Président de la commission Énergie

### 1 Les enseignements du passé doivent nous rendre modestes

**L'exercice de réflexion collective** auquel s'est livrée la commission Énergie s'inscrit dans une lignée de travaux que les pouvoirs publics ont suscités périodiquement sur le même sujet. Il est aujourd'hui facile de critiquer l'irréalisme ou l'imprécision des prévisions, ou encore les erreurs de perspective qui ont affecté ces travaux – et qui affectent probablement le présent rapport. Il a paru plus intéressant de tenter de tirer les leçons du passé. La plus importante est qu'une politique énergétique a bien été définie et engagée à chaque période de prix élevés de l'énergie, mais que la détermination à la poursuivre et ses effets se sont trop souvent estompés dès que les prix ont baissé.

**La politique énergétique a été, par le passé, dominée par le prix des hydrocarbures**, soit à la hausse en raison de tensions sur le marché et de crises géostratégiques (comme en 1973), soit à la baisse du fait du déséquilibre du marché (comme en 1985). La brutale tension sur les prix résultant de réductions de l'offre due à des événements ou à des spéculations révélait la vulnérabilité croissante des économies occidentales et, depuis, mondiales à un tarissement même passager des ressources énergétiques. Des solutions immédiates étaient demandées, à visée économique, pour ne pas compromettre la croissance, ou à visée sociale, pour ne pas ponctionner le pouvoir d'achat. De nombreuses politiques structurelles ont été engagées, dont le succès est, pour certaines, exemplaire et aujourd'hui encore bénéfique à tous égards – on pense notamment à la décision de mener une politique résolue de maîtrise de l'énergie et d'équiper la France d'un parc nucléaire réduisant ses besoins en hydrocarbures.

**Cependant, beaucoup de chantiers ouverts ont perdu leur priorité** quand, au catastrophisme des experts amplifié par les médias, a succédé une période de détente des prix, rendant à nouveau l'énergie peu chère, décrédibilisant les appels à l'économie ou à l'efficacité et délégitimant les actions les plus douloureuses, qu'elles touchent au pouvoir d'achat, au mode de vie ou à la propriété. Si les entreprises ont, pour une large part, réussi à s'adapter à une contrainte énergétique qu'elles ont estimée pérenne, les ménages – qui se déplacent et se logent en consommant beaucoup et inefficacement des hydrocarbures et de l'électricité – n'ont pas infléchi durablement leur comportement. Si les mesures nécessaires sont connues et expérimentées avec succès ou entreprises de façon volontariste ici ou là, les politiques de fond et de longue haleine ont perdu de leur évidence, devant une opinion désabusée par des appels réitérés à des mobilisations pour prévenir des drames qui, quelques mois après, paraissaient des craintes chimériques. Dans les années 1970, les réserves de pétrole étaient estimées à trente ans de consommation. Aujourd'hui, elles sont évaluées à quarante ans environ... Seul le degré de certitude n'a pas changé. Il suffit de constater que, après les sommets du début des années 1980, le prix du baril n'a dépassé son niveau de 1973 que récemment, pour comprendre que remobiliser en arguant du prix élevé conduira à une simple succession de mesures choc d'effet limité dans le temps et de démobilisations durables, un va-et-vient auquel on a trop souvent réduit la politique énergétique.

## 2 Le réchauffement climatique domine désormais la politique énergétique

**Le paradigme a changé, depuis que le réchauffement climatique est devenu une réalité établie.** À la crise possible, évitable, survenue puis surmontée, récurrente et finalement bénigne, jusqu'à la prochaine, a succédé **un nouvel horizon mental, conceptuel, et donc politique.** Les hydrocarbures n'ont certes pas cessé de se raréfier, puisque disponibles en quantités finies, soumis aux aléas géostratégiques, comme les autres matières premières. Encore que les phénomènes s'accélérent et que les horizons de danger paraissent se rapprocher : la croissance de la population mondiale et celle des économies émergentes (en premier lieu de la Chine) vont accroître rapidement la demande mondiale d'énergie, alors que l'on peut s'interroger sur la possibilité de repousser durablement les limites de ces ressources. Pour autant, la date du « *peak oil* » (moment où l'offre de pétrole commence à décliner) demeure incertaine et il n'est pas sûr qu'il ne survienne pas à cause du déclin de la demande pour d'autres motifs que l'insuffisance de la ressource.

Car le réchauffement climatique est devenu le fondement principal de la réflexion, de l'analyse et de l'action. Encore objet de contestation dans son principe, dans ses causes et dans ses effets il y a peu de temps, il fait, depuis le dernier rapport du printemps 2007 du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), l'objet d'un consensus indiscuté, du moins sur quelques points : il y a réchauffement climatique ; les conséquences des variations possibles de température sont potentiellement catastrophiques pour l'humanité, même sans se fonder sur les pires scénarios ; la contribution humaine à ce réchauffement (sa « cause anthropique ») est indéniable. Certes, le pire n'est jamais sûr mais, pour ne pas courir le risque de se trouver confrontée

à terme à des situations ingérables, la communauté mondiale doit aujourd'hui relever un défi auquel elle ne peut envisager de se soustraire : freiner, puis réduire, rapidement, les émissions de gaz à effet de serre (GES). Même si les réserves prévues d'hydrocarbures étaient une nouvelle fois réévaluées, même si la sécurité internationale garantissait les flux et leur sécurité, même si les autres matières premières énergétiques devenaient exploitables sans limites, il faudrait réduire fortement leur utilisation. **Les incertitudes qui affectent encore la connaissance des phénomènes liés au réchauffement doivent donc conduire non à l'inaction, mais à une approche déterminée et immédiate, qui sera ajustée au fur et à mesure des progrès de la connaissance et de l'observation des résultats des actions entreprises.**

La commission Énergie ne fait pas preuve d'innovation en dressant ce constat : les pouvoirs publics l'ont devancée, de nombreux rapports dont elle a utilisé les conclusions en attestent, et le législateur est déjà intervenu pour donner des orientations (« facteur 4 »)<sup>1</sup>. La commission Énergie veut faire entendre que cette analyse n'est pas réservée à des pionniers ou à une avant-garde administrative ou politique éclairée : **c'est désormais l'horizon quotidien de chacun et le fondement majeur d'une politique énergétique.**

### 3 Il ne faut pas attendre de miracle mais prendre des décisions et s'y tenir

En étudiant chacun des compartiments de l'action publique et les possibilités d'action des acteurs du marché et de la société, la commission s'est forgé une conviction : **il ne faut pas compter sur un miracle qui viendrait résoudre les problèmes sans effort.**

Au niveau politique collectif, à l'échelle mondiale ou communautaire, la modestie de la part de la France ne la dispense pas de l'assumer comme les autres, quand bien même tous ne le feraient pas.

En ce qui concerne les ressources, la variété des niveaux de réserves ne change rien à la nécessité de réduire massivement les consommations.

Au plan technologique, la nouvelle source énergétique quasi gratuite, renouvelable, sûre, partagée, qui suppléerait sans dommage, sans gaz à effet de serre et sans déchet, à tous les usages combinés du pétrole, du gaz, du charbon et de l'uranium, n'existe pas, et sans doute n'existera jamais.

<sup>1</sup> - La loi du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique indique (article 2) que « la lutte contre le changement climatique [...] devant être conduite par l'ensemble des États, la France soutient la définition d'un objectif de division par deux des émissions mondiales de gaz à effet de serre d'ici à 2050, ce qui nécessite, compte tenu des différences de consommation entre pays, une division par quatre ou cinq de ces émissions pour les pays développés ».

Non seulement les miracles ne font pas partie des options politiques ouvertes, mais il est également clair qu'aucune solution ne peut prétendre répondre à elle seule aux défis auxquels nous sommes confrontés. Les partisans de tel ou tel développement – le nucléaire de quatrième génération, le photovoltaïque, la refonte de l'espace urbain, le captage et le stockage du CO<sub>2</sub>, etc. – détiennent tous une part de vérité, plus ou moins importante ; aucun ne peut prétendre détenir la solution unique. C'est aussi une leçon du passé de montrer que **la politique énergétique doit être fondée sur des choix majeurs structurants et ne peut se réduire à un axe, une filière ou une taxe** : il faut combiner des mesures de natures différentes pour faire émerger sur la durée une amélioration de notre situation, au regard des menaces que le réchauffement fait peser sur notre environnement et donc sur notre mode de vie. Cela ne doit pas être une excuse pour éviter de choisir, car l'ampleur de la politique à conduire, au regard des moyens financiers qu'il est raisonnablement possible d'y affecter sans compromettre la croissance, impose des choix. Il faudra qu'ils soient clairs et durables : hors quelques exceptions, il n'y a pas de solution à effet immédiat et il est difficile d'inverser la tendance des dernières décennies. Il faudra aussi que les choix soient cohérents : pour prendre un exemple, la politique d'orientation des modes de déplacement (qui peut combiner taxation de certains usages et tarifs attractifs pour d'autres) est inséparable de celle des infrastructures (nature, localisation) et des matériels utilisés – et aucun de ces choix n'est neutre en termes d'emploi, de croissance et d'effets indirects sur l'environnement. Une réflexion globale, une évaluation permanente, une adaptation aux progrès des comportements et des techniques, une approche constante, modeste, déterminée, sont les voies d'un succès possible.

## 4 Une politique énergétique européenne ambitieuse et équitablement répartie doit être mise en œuvre sans délai

**Il faut insister à nouveau sur la nécessité d'un effort massif et constant.** Les scénarios que la commission Énergie a étudiés à l'aide de différents modèles donnent tous le même résultat. Une des dimensions commence à être bien connue et acceptée en France et au niveau mondial : **la poursuite des errements actuels** (scénarios dits « tendanciels ») **est le chemin le plus court et le plus certain vers des perspectives de catastrophes mondiales.** Aucune correction spontanée n'est envisageable ; il faut agir avec détermination et sans délai, comme le prévoit l'Union européenne pour 2020. L'inaction ne laissera ouverte à terme qu'une alternative : changer de société par la force ou la voir disparaître, plutôt que de choisir aujourd'hui démocratiquement des développements souhaitables et possibles ménageant les intérêts de chacun, et d'abord les libertés – en particulier en matière de propriété et de mobilité.

L'autre leçon est moins connue et appellera une pédagogie à laquelle les acteurs politiques, mais aussi sociaux, devront d'urgence se livrer : les évolutions vraisemblables de la technique et les efforts raisonnables qu'on peut demander au pays sans compromettre sa croissance ni bouleverser son existence aboutissent, à un horizon de quinze ans, puis en 2050, à un niveau de réduction des gaz à effet de serre à peine égal à celui nécessaire pour nous faire quitter la zone de danger (en escomptant que les autres pays fassent de même).

**L'Union européenne doit se donner comme objectif pour 2050 le facteur 4 et adopter, pour le répartir entre ses États membres, une approche équitable, où les émissions par habitant seraient en 2050 les mêmes dans tous les pays de l'Union européenne. Il en résulterait une division par environ 2,5 des émissions de CO<sub>2</sub> en France par rapport à leur niveau de 1990.**

Comparée à ses principaux partenaires européens – Allemagne, Italie, Espagne, Grande-Bretagne –, la France a pris une importante avance en matière de limitation d'émissions de CO<sub>2</sub> en « décarbonant » presque totalement sa production d'électricité (grâce à la production hydraulique et nucléaire) avant 1990, alors que les pays voisins dépendent encore très largement, à l'heure actuelle, du charbon et des hydrocarbures. Les marges de progression dans la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> dans le secteur de l'électricité ont, en France, déjà été largement consommées. Rien ne justifie qu'un citoyen français doive consacrer des moyens économiques démesurés par rapport à ceux consentis par ses voisins pour limiter ses émissions à la moitié de celles d'un citoyen allemand ou britannique.

**Il se peut néanmoins, le contexte ayant changé, qu'il faille un jour aller plus loin : par exemple un « facteur 6 européen » dans lequel s'inscrirait un « facteur 4 français ».**

Vue d'aujourd'hui, l'atteinte d'objectifs encore plus ambitieux – au-delà du facteur 4 pour l'Union européenne et du facteur 2,5 pour la France – ne pourrait résulter que de mesures dont l'ampleur, la nature ou les conditions de mise en œuvre conduiraient à une réglementation des comportements reposant sur des prohibitions radicales, voire à un changement de société.

**Dans l'immédiat, il faut d'abord convaincre nos partenaires que l'Union européenne a le devoir de se fixer des objectifs ambitieux (facteur 4 en 2050 dans une logique d'efforts équitablement partagés : convergence des émissions par habitant).**

## 5 La politique de lutte contre le réchauffement climatique doit être partagée par l'ensemble des pays développés

Les choix de la commission Énergie sont éclairés par des préconisations, qui sont des éléments pour une politique énergétique et environnementale dans un contexte de développement durable.

**La politique à mener devra être autant que possible mondiale.** Les objectifs partagés sont connus, il faudra veiller à les concilier avec l'équité : ne pénaliser ni les pays en voie de développement, ni les économies développées vertueuses ; proscrire la prédation et le dumping environnemental, comme on commence à le faire en matière sociale.

L'Europe est évidemment un môle de propositions et d'action au plan mondial, où des objectifs communs peuvent et doivent être débattus et des voies d'action partagées choisies. Qu'il s'agisse de négociation de l'après-2012 (Kyoto) ou, au plan intracommunautaire, d'optimisation des usages des énergies, de coordination des politiques d'incitation et de réglementation, de décision d'infrastructures communes, de planification concertée, l'Europe doit être vue comme un espace de progrès commun plus que de contrainte. La France doit y retrouver une capacité de proposition et d'initiative plus que de défense et de résistance. Relais et incitateur des efforts nationaux, instance de renforcement des positions à l'échelle du monde, lieu de démultiplication des actions, l'Europe ne sera pas le substitut à une volonté nationale, mais elle doit prévenir le repli sur les égoïsmes sacrés en temps de crise.

## 6 Des propositions au gouvernement illustrent les analyses qui précèdent

Au plan national, le rapport s'est attaché à formuler des préconisations de mesures nouvelles (voir le chapitre 7), qui sont loin d'être exhaustives, ne sont pour la plupart pas quantifiées et n'ont ni pour but ni pour effet de supprimer les mesures existantes ayant fait leurs preuves.

Plusieurs **priorités** se dessinent, sur l'articulation desquelles il reviendra au gouvernement et à la représentation nationale de se prononcer. Quelques traits saillants de la réflexion conduite peuvent ici l'illustrer, dans trois secteurs : la production d'énergie, les transports et l'habitat.

■ *En matière d'offre énergétique*, la commission souhaite que toutes les énergies propres – et d'abord les diverses énergies renouvelables – se développent au maximum, à un rythme justifié par leur efficacité économique environnementale. À cette contribution doit s'ajouter corrélativement le maintien de l'atout nucléaire. La réduction de la part nucléaire dans le mix énergétique ne pourrait pas être compensée par un accroissement de celle des énergies renouvelables (EnR), déjà poussée à un niveau très élevé. Par ailleurs, l'optimisation de la régulation et des infrastructures de réseau au niveau communautaire doivent faire partie des priorités collectives.

■ *En matière de transport*, une stabilisation des émissions ne peut provenir que de la combinaison d'une meilleure maîtrise individuelle des consommations (favorisée par l'amélioration de l'offre de transports en commun et par une réglementation plus contraignante) et du développement de véhicules de plus en plus propres, avec l'appoint utile mais non décisif des biocarburants de deuxième génération. À plus long terme, la coordination du développement des infrastructures dans une perspective de lutte contre le réchauffement climatique et la planification des usages de l'espace sont des voies à approfondir, dans la limite où nos sociétés peuvent supporter une pareille orientation des comportements.

■ *En matière d'habitat*, le parc bâti existant appelle une mobilisation immédiate et de long terme, constituant la source essentielle d'action efficace et le premier gisement d'économie. La part de l'habitat et du tertiaire, la lenteur du renouvellement du parc

(contrairement à l'industrie où le progrès technique peut être incorporé rapidement), le coût des investissements pour les ménages ou les artisans et commerçants, rendent nécessaire une intervention publique de grande ampleur, programmée, continue, et réellement incitative.

## 7 L'utilisation des fonds publics doit être optimisée

**La recherche doit être soutenue activement**, en sélectionnant les voies les plus prometteuses, sans omettre de considérer d'une part les enjeux de concurrence internationale dans ce domaine, d'autre part la future rentabilité des avancées ainsi encouragées. Ne pas croire au miracle technologique ne dispense pas d'affecter les moyens nécessaires là où se trouvent les enjeux techniques essentiels. Les actions de recherche nécessaires peuvent être entreprises sans attendre, la compétition mondiale ayant déjà commencé, y compris dans les pays qui se présentent comme les plus réticents vis-à-vis d'une action mondiale concertée. Des progrès, même marginaux en apparence, peuvent par leur addition – comme le montrent les progrès de l'industrie automobile – contribuer significativement aux objectifs visés. Dans bien des cas, les ressources publiques seraient mieux utilisées à financer le développement de technologies et leur industrialisation qu'à soutenir de manière coûteuse la mise sur le marché de technologies insuffisamment matures. **Plus qu'ailleurs, la constance dans l'effort comme dans l'évaluation des priorités et de leurs retombées s'impose.**

La rareté des fonds publics et l'impossibilité de mobiliser de nouvelles ressources incitent à reconsidérer l'ensemble de la palette d'intervention. Là où elles sont nécessaires, les incitations ou les contraintes de nature financière doivent être évaluées au regard de critères communs et leur efficacité analysée en permanence. À ce titre, la première approche conduite par la commission sur le coût de la tonne de CO<sub>2</sub> évitée révélé par différentes politiques publiques fait apparaître une grande dispersion dans l'efficacité des aides et un manque de vision commune, de critères harmonisés et de contrôle des résultats. La réglementation, quand elle permet à ses destinataires de choisir sur le marché les moyens de répondre à des objectifs simples, s'avérera souvent la voie la mieux adaptée, surtout si elle est harmonisée (au niveau communautaire au moins). Il convient cependant de bien mesurer les contraintes et les surcoûts qu'elle impose à ceux qui y sont assujettis et éventuellement de les compenser (y compris dans le commerce international). Encore faut-il ne pas se tromper d'objectif et accepter, là aussi, que la durée est nécessaire pour recueillir les fruits d'une politique.



## 8 La politique énergétique doit être l'affaire de tous

Il serait illusoire de s'en remettre à une seule instance – mondiale, communautaire, nationale – du soin de définir et conduire une politique dont les formes multiples excluent qu'elle incombe à un seul acteur. Le succès ne peut venir que du **partage des objectifs**, donc d'abord du **diagnostic** et de l'**addition**, dans un cadre commun, **d'initiatives multiples** susceptibles de se développer, sur le long terme, sans subir de changements brutaux de cap de la part des pouvoirs publics. **Tous les acteurs sociaux sont concernés** – consommateurs, salariés comme citoyens, individuellement ou regroupés en associations, syndicats ou partis, État, collectivités territoriales –, **chacun doit prendre part**. Il faudra sans doute, devant l'ampleur des changements envisagés, concevoir des modes nouveaux de prise de décision et de conciliation des intérêts et se donner les moyens – par la concertation, la formation, par des mesures de transition et d'accompagnement – de gérer les transformations sociales qui s'annoncent : de nouveaux métiers apparaissent où l'on manque de compétence et de structures de formation ; des filières amorcent un déclin dont les salariés et entrepreneurs peuvent se voir épargner les conséquences, en y travaillant collectivement dès maintenant. **Le débat démocratique** est et demeure nécessaire pour faire face à ces défis.

## ORGANISATION DES TRAVAUX ET PRÉSENTATION DU RAPPORT

Le Premier ministre Dominique de Villepin a demandé le 12 mai 2006 au Centre d'analyse stratégique de réunir une commission de haut niveau en vue de « dégager les principales orientations opérationnelles et préconisations de politique publique en matière de maîtrise de la demande énergétique, de transports et d'aménagement, d'offre d'énergies et de régulation du marché énergétique ».

Compte tenu de l'étendue et de la complexité des sujets à traiter, les travaux de la commission se sont déroulés jusqu'à l'automne 2007.

Cette commission, présidée par Jean Syrota, a été installée le 30 mai 2006 par la directrice générale du Centre d'analyse stratégique, Sophie Boissard. Comptant près de 80 membres (voir la liste en fin de rapport), elle a rassemblé les différents acteurs et partenaires concernés : élus nationaux et européens, partenaires sociaux, administrations nationales et européennes, opérateurs et industriels, associations de consommateurs et de protection de l'environnement, organismes de recherche... Y ont siégé, en particulier, huit parlementaires nationaux (quatre sénateurs, quatre députés) et un parlementaire européen, ainsi que trois représentants de la Commission européenne (DG Environnement, DG Concurrence et DG Énergie et Transports).

La commission a remis au Premier ministre le 30 novembre 2006 un rapport d'étape, puis le 6 avril 2007 un rapport d'orientation faisant état des éléments historiques, du diagnostic actuel, des perspectives à moyen terme (horizon 2020) et des recommandations pour la politique française de l'énergie.

La commission a organisé ses travaux autour de six groupes de travail thématiques.

## Les groupes de travail de la commission Énergie

- 1. Enseignements du passé** (Michèle Pappalardo) : tirer les enseignements du passé en matière de prospective énergétique, notamment du point de vue des effets des prix et des politiques publiques ainsi que des comportements des consommateurs.
- 2. Perspectives de l'offre et de la demande mondiales** (Olivier Appert) : étudier les perspectives de l'offre et de la demande d'énergie dans le monde et leurs conséquences géopolitiques (*peak oil*, réserves en sources d'énergie renouvelables ou non, etc.).
- 3. Évolutions technologiques** (Alain Bugat) : envisager les évolutions technologiques, notamment de rupture (hydrogène, nucléaire, éolien, solaire, séquestration du CO<sub>2</sub>, etc.), leur échéancier de mise en œuvre et les coûts associés.
- 4. Orientations européennes** (André Merlin) : identifier les opportunités et les contraintes à prendre en compte par la France dans l'Union européenne.
- 5. Scénarios énergétiques** (Thierry Chambolle) : procéder à diverses simulations pour explorer les scénarios envisageables à long terme.
- 6. Politique énergétique** (Jean Bergougnoux) : établir une synthèse de l'ensemble des travaux en vue de proposer les éléments d'une politique énergétique pour la France.

Ces groupes ont procédé à de nombreuses auditions (voir la liste en fin de rapport) et ont examiné les contributions de leurs membres sur les thèmes de leur compétence. Le groupe 5 (Scénarios énergétiques) a, en outre, recouru à des expertises extérieures pour mettre en œuvre deux modélisations, l'une à orientation macroéconomique (équilibre offre/demande), l'autre à caractère technico-économique (optimisation), afin de tester jusqu'en 2050 les hypothèses de travail retenues. L'ensemble des rapports des six groupes, qui font l'objet de documents séparés, constitue le rapport final de la commission.

Par ailleurs, en complément des travaux menés par ces groupes, les réflexions de la commission ont bénéficié d'investigations sur des sujets transversaux intéressant plusieurs de ces groupes ou nécessitant des approfondissements spécifiques : problématique du changement climatique, évaluation de l'efficacité des politiques d'incitation publiques, transports, électricité, secteur tertiaire, agro-carburants, valeur économique de la tonne de carbone, comparaison des perspectives menées dans certains pays européens. Les résultats de ces travaux d'approfondissement sont pour partie valorisés dans le rapport de synthèse, ou bien regroupés dans l'annexe au rapport de synthèse.

La coordination des travaux a été assurée par la réunion fréquente des présidents de groupe (18 réunions restreintes de mai 2006 à septembre 2007) et par celle, à six

reprises depuis sa constitution, de la commission en formation plénière, laquelle a pu débattre de la méthode et des orientations, prendre connaissance des travaux de tous les groupes et entendre des experts extérieurs de haut niveau.

En raison de la méthode de travail, de l'abondance des contributions et de la richesse des débats, il eût été illusoire d'élaborer un rapport de synthèse qui se serait voulu le reflet fidèle et exhaustif de l'intégralité des travaux, prenant en compte la totalité des opinions, visions et sensibilités des membres des groupes de travail. En revanche, le présent document final a l'ambition d'avoir pris en compte et exploité les multiples réactions des membres de la commission aux conclusions et aux préconisations présentées dans le rapport d'orientation.

Le présent rapport n'engage en aucune façon le gouvernement.

### **Le rapport final de la commission Énergie est constitué de deux volumes :**

- **le présent document de synthèse** retrace les principes et hypothèses qui forment le socle de la réflexion et des convictions de la commission. Il se conclut par un certain nombre de propositions susceptibles d'inspirer les actions à engager immédiatement ou dans un proche avenir, tant au plan intérieur qu'au plan communautaire, ainsi que par des recommandations de politique publique à plus long terme. Ce rapport de synthèse comporte **des annexes** correspondant à des thèmes d'approfondissement ;
- **le second volume rassemble les rapports des groupes de travail 1, 2, 3, 4 et 5** validés par leurs membres, le groupe 6 (Politique énergétique) ayant quant à lui contribué à l'élaboration du rapport de synthèse.

## LE CADRE DE COHÉRENCE ET LA PROBLÉMATIQUE

### 1 Un cadre de cohérence spatio-temporel

La commission a retenu pour l'ensemble de ses travaux, et en particulier pour ceux menés dans ses groupes de travail, un double cadre de cohérence. Toutes ses analyses, réflexions et propositions doivent se situer par rapport à :

#### ■ Trois horizons temporels

- le premier, **2012**, est celui de l'action politique immédiate (horizon de l'actuel quinquennat et de la législature en place) dans un contexte énergétique dont les fondamentaux sont *peu susceptibles d'évolution*, en dehors de crises difficilement prévisibles ;
- le deuxième, **2020**, retenu par souci de cohérence avec l'échéance à laquelle la France sera amenée à prendre des engagements dans le cadre de l'Union européenne, est un horizon auquel pourraient se concrétiser *diverses évolutions techniques, politiques, économiques ou sociétales* déjà amorcées et porter pleinement les fruits des actions de moyen terme engagées aujourd'hui ;
- le dernier se situe en **2050**, horizon suffisamment lointain pour que puissent être envisagées de *réelles ruptures techniques ou sociétales*.

Ces trois horizons temporels ne sont pas indépendants, compte tenu de la durée de vie des investissements énergétiques et de certains équipements consommateurs d'énergie ; les décisions à l'horizon 2012 doivent être prises en gardant présentes à l'esprit les problématiques des horizons ultérieurs. En ce qui concerne la recherche et développement, ce triple horizon temporel peut fréquemment se traduire par une évaluation des progrès technologiques selon une classification portant sur la probabilité d'occurrence : « certain », « probable » et « possible ».

■ **Quatre niveaux géographiques et de gouvernance** sur lesquels doit s'exercer de manière cohérente l'action de la France : le niveau **mondial**, le niveau **européen**, le niveau **national** et le niveau **territorial**. La commission estime en effet qu'il faut considérer les collectivités territoriales comme des acteurs majeurs de la politique énergétique, dans le cadre des principes qui régissent la décentralisation. Nombre de mesures tant conjoncturelles que structurelles qui peuvent être envisagées, notamment en matière de consommation et de maîtrise de l'énergie, s'inscrivent

désormais, en tout ou partie, dans les domaines de compétence des collectivités territoriales : infrastructures routières, services publics de transport, maîtrise des sols et d'aménagement de l'espace, formation, pour ne retenir que des compétences qui seront mobilisées par certaines propositions de la commission.

Par ailleurs, il va de soi que l'ampleur des efforts nécessaires pour répondre aux défis de la politique énergétique nécessite **une mobilisation sociale** qui ne pourra pas être obtenue par la simple décision politique des pouvoirs publics, mais exige un assentiment des citoyens et une action volontariste de leur part.

## 2 Le cadre conceptuel : une problématique de développement durable

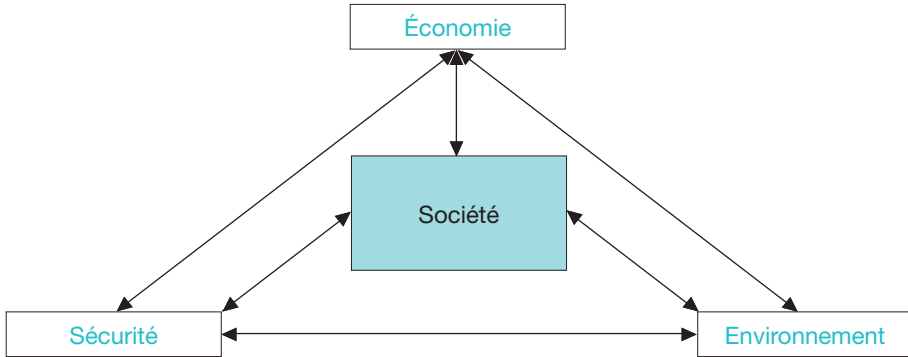
La lettre de mission invitait la commission à situer sa réflexion prospective sur la politique énergétique au cœur des trois problématiques (voir la figure n° 1) :

- de *sécurité énergétique*, tenant compte de l'état des ressources et des perspectives géostratégiques induisant des dépendances ;
- de *compétitivité économique*, la croissance et l'emploi devant être assurés durablement malgré une énergie plus chère ou plus rare ;
- de *contrainte environnementale*, la menace du changement climatique imposant des choix drastiques immédiats pour réduire les risques encourus.

Cependant, c'est bien l'homme et la société qui sont au cœur de cette problématique de développement durable, puisqu'ils en sont à la fois les acteurs et la finalité. Le pavé intitulé « Société » dans la figure n° 1 recouvre en fait de multiples préoccupations, au premier rang desquelles :

- *la satisfaction des besoins* impliquant des consommations d'énergie, dans les meilleures conditions de coût, de sécurité, d'équité et de solidarité ;
- *l'acceptabilité et la gestion sociales* des évolutions qui seront nécessaires pour répondre au mieux, sur la durée, aux nouveaux défis énergétiques et environnementaux ;
- *la recherche de l'implication de tous* dans la mise en œuvre des politiques indispensables sur la base d'une compréhension des enjeux et de leur bien-fondé.

Figure n° 1 : Énergie et développement durable : le cadre conceptuel



#### Remarque importante

Dans les chapitres qui suivent, les analyses concernant le changement climatique portent, selon les cas ou les données disponibles, sur l'ensemble des gaz à effet de serre (GES) ou spécifiquement sur le gaz carbonique (CO<sub>2</sub>) rejetés du fait des activités humaines. Pour la France, en 2005, la contribution des rejets de CO<sub>2</sub> aux émissions totales de GES est de l'ordre de 73 % ; pour l'Union européenne, ce pourcentage est de 83 %.

S'agissant d'un rapport consacré au domaine énergétique, les analyses sont principalement centrées sur les émissions de CO<sub>2</sub>, d'une part parce que les autres gaz à effet de serre ne sont pas aussi directement impliqués dans les émissions liées à la production, au transport et à l'utilisation des différentes formes d'énergie, d'autre part parce que le CO<sub>2</sub> est, en tout état de cause, largement majoritaire. On gardera cependant présent à l'esprit que certains objectifs européens (« paquet Énergie ») ou nationaux (loi programme d'orientation de juillet 2005) sont exprimés exclusivement en termes de gaz à effet de serre.

**Dans l'ensemble de ses réflexions et de ses propositions, la commission Énergie s'est essentiellement préoccupée des émissions de CO<sub>2</sub> liées directement ou indirectement à la satisfaction des besoins énergétiques.**

## LA POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE FACE AUX DÉFIS PLANÉTAIRES

### 1 Selon les scénarios tendanciels de long terme, la poursuite des errements actuels en matière de consommation énergétique est incompatible avec un développement durable au niveau planétaire

Il n'y a pas lieu de s'attarder sur l'examen détaillé de scénarios prospectifs réputés « tendanciels », dès lors qu'ils mettent précisément en évidence les catastrophes à éviter à tout prix ou qu'ils portent en eux-mêmes des contradictions leur ôtant toute vraisemblance. Néanmoins, leurs résultats et les mécanismes qui les sous-tendent, même obscurcis par l'opacité des modèles mis en œuvre, donnent à réfléchir et il n'a pas semblé possible de faire l'économie d'un bref rappel sur certains points essentiels.

Comme il sera fait appel à plusieurs reprises, dans la suite de ce rapport, aux travaux de l'Agence internationale de l'énergie (AIE), il a paru pertinent d'illustrer ce propos en se référant au scénario *Baseline* pour 2050 présenté dans une étude de cette agence intitulée *Energy Technology Perspectives 2006*.

Le point de départ de la réflexion est constitué par un jeu d'hypothèses sur l'évolution des populations et le développement économique des différentes « régions » de la planète. Les taux de croissance retenus résultent d'une extrapolation raisonnée des tendances actuelles. S'agit-il pour autant, au vu des taux de croissance des PNB par habitant des différentes régions, d'un scénario de croissance acceptable au plan géopolitique ? Cette question sera laissée ouverte.

La modélisation des pratiques actuelles en matière de consommations énergétiques permet d'associer à ces perspectives de croissance économique des perspectives de consommations énergétiques par région et par énergie primaire. La consommation d'énergie primaire doublerait entre 2003 et 2050 ; son taux de croissance moyen annuel (+ 2,1 %) serait tout à fait comparable à celui de la croissance économique mondiale par habitant (+ 2 %), traduisant le maintien à un niveau approximativement constant de l'intensité énergétique globale. La consommation de charbon triplerait sur la même période : il est utilisé massivement pour la production d'électricité et, en fin de période, pour la production de carburants de synthèse. Les énergies renouvelables se développeraient significativement, sans pour autant jouer un rôle déterminant dans



l'évolution du bilan énergétique mondial. Le nucléaire et l'hydraulique seraient « dans l'épaisseur du trait ». La consommation des pays en développement deviendrait majoritaire dans la consommation mondiale d'énergie primaire.

### Des taux de croissance de la population et du PNB contrastés entre les régions

Sur la période 2003-2050, la population mondiale passerait de 6,4 milliards à 9,1 milliards d'habitants (taux de croissance moyen annuel : + 0,9 %). Le taux de croissance du PNB mondial est supposé être en moyenne de 2,9 % par an sur la même période.

Les hypothèses retenues sont cependant très contrastées d'une zone géographique à l'autre.

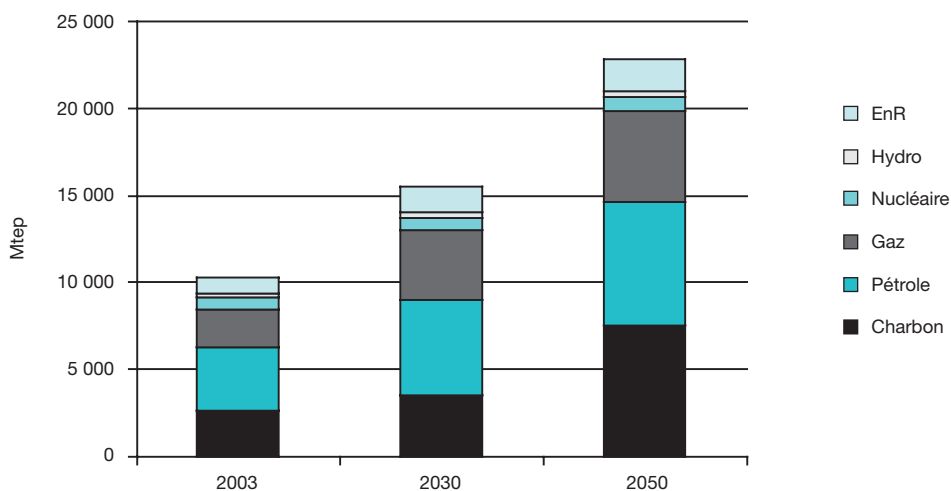
**Tableau n° 1 : Taux de croissance de la population et du PNB**

Taux de croissance moyen annuel 2003-2050 (%/an)	Population	PNB	PNB par habitant
OCDE Amérique du Nord	0,7	2,1	1,4
OCDE Europe	- 0,3	1,5	1,8
OCDE Pacifique	- 0,1	1,8	1,9
Économies en transition	- 0,2	3,6	3,8
Chine	0,3	4,5	4,2
Inde	0,9	4,2	3,3
Autres pays d'Asie	1,1	3,7	2,6
Moyen-Orient	1,9	3,0	1,1
Amérique latine	0,9	3,0	2,1
Afrique	1,9	3,7	1,8
<b>Monde</b>	<b>0,9</b>	<b>2,9</b>	<b>2,0</b>

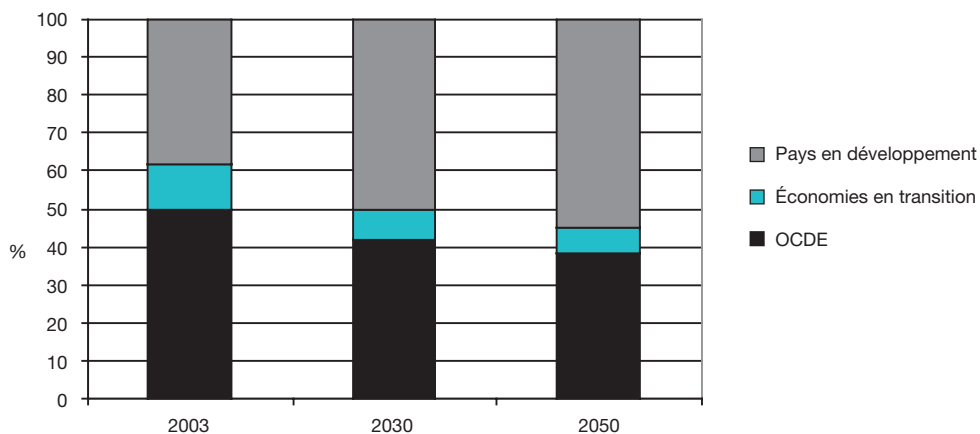
Source : Agence internationale de l'énergie

### Graphiques n° 1 et n° 2 : Consommations mondiales en énergie

**Dans le scénario tendanciel de l'AIE, la consommation mondiale d'énergie primaire double entre 2003 et 2050, tandis que la consommation de charbon est multipliée par trois...**



**...et que la part des pays en développement dans la consommation d'énergie primaire passe de 38 % à 55 %.**

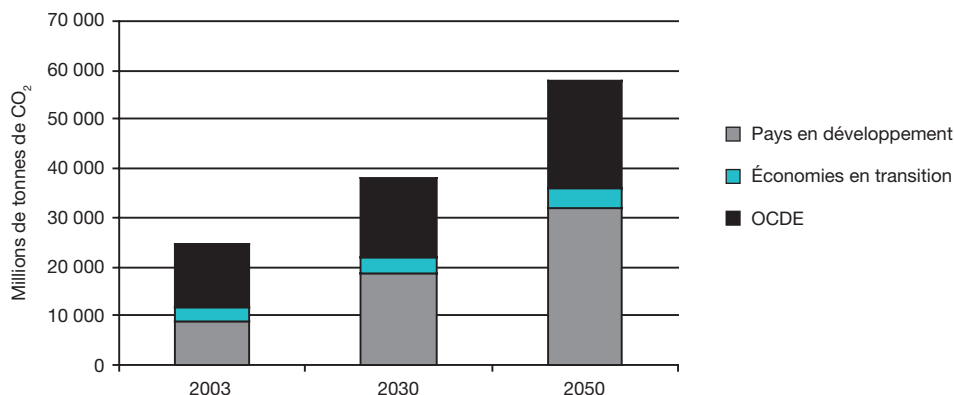


Source : Agence internationale de l'énergie

La conséquence mécanique de ces évolutions est une croissance des émissions de CO<sub>2</sub> encore plus rapide que la croissance des consommations énergétiques.

### Graphique n° 3 : Émissions mondiales de CO<sub>2</sub>

**Dans le scénario tendanciel de l'AIE, les émissions de CO<sub>2</sub> sont multipliées par 2,3 entre 2003 et 2050.**



Source : Agence internationale de l'énergie

Sans qu'il y ait lieu de quantifier ici la suite du raisonnement, on sent bien qu'avec les pratiques actuelles en matière de consommations énergétiques, un scénario de développement économique, sans doute à peine suffisant pour répondre aux attentes des populations les plus défavorisées de la planète, va se heurter tôt ou tard, et très probablement avant 2050, à des obstacles majeurs qui révéleront ses contradictions internes.

**L'épuisement rapide des ressources fossiles les moins coûteuses, les déséquilibres en matière d'approvisionnement énergétique, les risques géopolitiques majeurs qui en résultent et, on le sait depuis quelques années, les conséquences en termes de changement climatique que pourraient avoir de tels niveaux d'émission de gaz à effet de serre enlèvent toute vraisemblance au caractère durable d'un tel scénario.**

Cette dernière considération, parce qu'elle fait référence à une problématique relativement nouvelle et sans doute très prégnante, mérite une réflexion approfondie qui fait l'objet du chapitre suivant.

## 2 Les incertitudes qui subsistent dans la modélisation des phénomènes climatiques militent en faveur d'une stratégie séquentielle

Cette stratégie « séquentielle » consiste fondamentalement à s'adapter, au fur et à mesure de l'amélioration de la connaissance, pour tenter de maîtriser au moindre coût socio-économique le risque climatique.

### 2.1 Le quatrième rapport du GIEC (2007) lève les derniers doutes sur les causes et les perspectives du changement climatique, en dépit de grandes incertitudes quantitatives résiduelles

Les conclusions essentielles du quatrième rapport d'évaluation du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC)<sup>2</sup> ont été rendues publiques au cours du premier semestre 2007<sup>3</sup>.

Ces conclusions, par rapport à celles des exercices précédents (1990, 1995 et 2001), sont plus assurées quant au rôle des émissions anthropiques dans le changement climatique et procèdent de progrès significatifs en matière de modélisation des phénomènes climatiques. Mais il subsiste des fourchettes d'incertitude importantes au niveau de la quantification des réponses à certaines questions-clés. Plus précisément, ces conclusions permettent :

- de conforter et préciser un certain nombre d'analyses rétrospectives concernant l'évolution des concentrations de l'atmosphère en gaz à effet de serre, le rôle des émissions anthropiques dans ces évolutions, les conséquences climatiques qui peuvent leur être attribuées ;
- de mieux cerner, grâce au progrès des modèles climatiques, les relations complexes qui lient sur le long terme les émissions humaines de gaz à effet de serre et l'évolution des conditions climatiques tant en moyenne au niveau de la planète, qu'au niveau des grandes zones géographiques ;
- d'apprécier le caractère significatif des analyses rétrospectives et des résultats des projections à long terme par la présentation systématique « d'intervalles de confiance » et, le cas échéant, par le constat de divergences d'appréciation entre les experts qui ont participé à ces travaux.

Notre annexe I apporte des précisions sur ces trois thèmes. Ne sont reprises à ce stade que les principales conclusions qui déterminent les orientations données au présent rapport.

#### ■ **Des éléments d'analyse rétrospective prouvés et préoccupants**

Le climat de la Terre évolue sous l'influence de causes naturelles qui ont toujours existé : variations d'exposition de notre planète au rayonnement solaire dans sa rotation, existence de cycles de rayonnement solaire (présence de taches), activité volcanique. Les activités humaines ont, depuis le début de l'ère industrielle, ajouté à ces causes naturelles de nouvelles causes de variation liées au changement de

2 - En anglais : International Panel on Climate Change (IPCC)

3 - On se réfère ici aux « Résumés à l'intention des décideurs : bilan 2007 des changements climatiques », établis par les groupes de travail I, II et III du GIEC et présentés :

- le 2 février 2007 à Paris pour le groupe I (« Les bases scientifiques physiques ») ;
- le 6 avril 2007 à Bruxelles pour le groupe II (« Impacts, adaptation et vulnérabilité ») ;
- le 4 mai 2007 à Bangkok pour le groupe III (« L'atténuation des changements climatiques »).

la composition de l'atmosphère qu'elles induisent : l'augmentation observée de la concentration en gaz ayant la propriété d'absorber le rayonnement infrarouge (principalement le dioxyde de carbone, le méthane et le protoxyde d'azote) a pour effet de diminuer le rayonnement que la Terre émet dans l'espace, ce qui augmente progressivement sa température puisqu'elle perd moins d'énergie qu'elle n'en reçoit ; de nouveaux équilibres sont atteints, traduisant **l'effet de serre**.

L'origine de la variation observée de la composition de l'atmosphère est suggérée par la coïncidence entre l'augmentation brutale relevée et les débuts de l'ère industrielle. Parmi les gaz à effet de serre, **le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>)** mérite la plus grande attention car c'est celui qui provoque le réchauffement le plus important (la contribution du méthane ne représente que 30 % de celle du gaz carbonique, celle du protoxyde d'azote 10 %) et celui dont l'action dure le plus longtemps. Sa concentration dans l'atmosphère s'est accrue, depuis sa valeur préindustrielle, de plus de 35 % en deux siècles et demi. Son émission est intimement liée à la production d'énergie dans le monde dont 80 % proviennent de la combustion du charbon, du pétrole et du gaz, extraits de manière irréversible du sous-sol. **Le méthane (CH<sub>4</sub>)**, d'origine essentiellement biologique, a connu une augmentation encore plus notable (près de + 150 % durant la même période), même si des anomalies récentes sont intervenues dans cet accroissement sans qu'une explication valable ait été aujourd'hui avancée.

**L'augmentation de la teneur en CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère et le réchauffement du système climatique, variable selon les zones géographiques, sont donc sans équivoque.**

#### **Contribution des différents gaz à effet de serre au réchauffement global : le pouvoir de réchauffement global (PRG)**

Cet indicateur vise à regrouper sous une seule valeur l'effet additionné de toutes les substances contribuant à l'accroissement de l'effet de serre. Conventionnellement, on se limite pour l'instant aux gaz à effet de serre direct et plus particulièrement aux six gaz pris en compte dans le protocole de Kyoto, à savoir le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), le méthane (CH<sub>4</sub>), le protoxyde d'azote (N<sub>2</sub>O), les hydrofluoro-carbures (HFC), les perfluoro-carbures (PFC) et l'hexafluorure de soufre (SF<sub>6</sub>).

Cet indicateur est exprimé en « équivalent CO<sub>2</sub> » du fait que, par définition, l'effet de serre attribué au CO<sub>2</sub> est fixé à 1, celui des autres substances étant fixé relativement au CO<sub>2</sub>. L'indicateur est calculé sur la base d'un horizon défini à 100 ans afin de tenir compte de la durée de séjour des différentes substances dans l'atmosphère.

Les PRG de ces différents gaz à masse égale, tels que définis par le GIEC, sont ceux de 1995, selon les décisions prises à ce jour par la Conférence des Parties :

CO<sub>2</sub> = 1 ; CH<sub>4</sub> = 21 ; N<sub>2</sub>O = 310

HFC = variables de 140 à 11 700 selon les molécules considérées (valeur pondérée : 5 334 en 1990, 7 734 en 1993 et 1 669 en 2004)

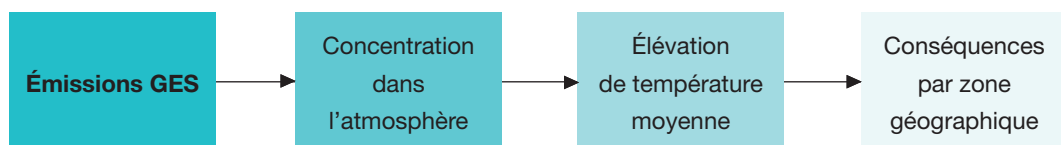
PFC = variables de 6 500 à 9 200 selon les molécules considérées (valeur pondérée : 7 317 en 1990, 7 508 en 1994 et 7 104 en 2004)

SF<sub>6</sub> = 23 900.

Source : CITEPA / CORALIE / format SECTEN mise à jour 23 février 2006

### ■ Des perspectives de changements climatiques futurs alarmantes

L'exercice mené par le GIEC s'appuie sur des simulations sur le long terme visant à mettre en corrélation les perspectives d'émissions de gaz à effet de serre et leurs conséquences sur les évolutions climatiques des grandes régions de la planète.



L'annexe I détaille les conditions dans lesquelles a été élaboré un grand nombre de scénarios en fonction des hypothèses utilisées. La conclusion essentielle est que, en l'absence d'actions volontaristes, les émissions de gaz carbonique devraient croître dans les prochaines décennies, provoquant **une augmentation alarmante de sa concentration dans l'atmosphère** : divers scénarios vraisemblables sont présentés pour de telles évolutions tendancielle non interventionnistes, conduisant à des taux allant de 550 à 1 000 parties par millions (ppm), contre 380 ppm actuellement et 280 ppm au XVIII<sup>e</sup> siècle. Les projections d'évolution de température à la surface du globe se situeraient entre + 0,6 °C et + 4 °C d'ici à la fin du XXI<sup>e</sup> siècle par rapport à la fin du siècle dernier, celles d'élévation du niveau de la mer entre 20 et 60 centimètres sur la période de référence.

Dans cette perspective, le quatrième rapport d'évaluation du GIEC, notamment celui d'avril 2007 du groupe de travail II « Impacts, adaptation et vulnérabilité », met en évidence de multiples conséquences physiques et biologiques (fonte de glaciers, dénâturation de zones côtières et immersion de basses plaines, floraisons, migration d'oiseaux, phénomènes parasitaires, ressources en eau, etc.). Celles-ci font déjà redouter des prolongements alarmants de nature sociale, voire géopolitique (santé publique, famines, migrations « écologiques », creusement des déséquilibres Nord-Sud selon les facultés d'adaptation des différents pays, etc.), porteurs de déshérence économique et de conflits.

### ■ Des intervalles de confiance resserrés mais de grandes incertitudes résiduelles

Un aspect original de la démarche suivie par les experts du GIEC réside dans le soin avec lequel sont traités les éléments de fiabilité des projections, donc de crédibilité des conclusions : précisions sur les intervalles de confiance et analyse de la sensibilité climatique.

Au-delà de ces investigations très sophistiquées subsistent des incertitudes fondamentales portant notamment sur les effets d'amplification ou de modération des phénomènes. L'annexe I précise quelques facteurs d'imprévisibilité, qui ne remettent pas en cause les conclusions qualitatives du document final du GIEC.

## Les incertitudes mises en évidence par les travaux du GIEC militent pour une approche séquentielle de la problématique du changement climatique dans l'élaboration des politiques énergétiques

Une stratégie est faite pour être révisée en fonction des réactions de l'adversaire ou de l'acquisition de l'information quand on joue « contre la nature ». Dans le cas de la problématique du changement climatique, portant sur des horizons très longs et dont les mécanismes sous-jacents sont excessivement complexes et non encore totalement élucidés, la nécessité de bien expliciter à la fois les incertitudes et le caractère séquentiel de l'approche qu'elles impliquent est une évidence.

Un exemple illustre cette affirmation. Si l'on résume une politique mondiale de limitation des émissions de CO<sub>2</sub> par le niveau des émissions en 2050<sup>4</sup>, deux visions s'affrontent :

- l'AIE considère comme admissible un scénario qui ramènerait les émissions en 2050 aux environs de leur niveau actuel ;
- d'autres experts, en particulier ceux de la Commission européenne, pensent qu'il faudrait diviser par deux les émissions mondiales de CO<sub>2</sub> à ce même horizon.

En l'état actuel de nos connaissances, tel que l'expose avec beaucoup d'honnêteté le rapport du GIEC, est-il possible de départager dans l'absolu ces deux points de vue ? Probablement non. On peut, en effet, supposer qu'ils reposent explicitement ou implicitement sur :

- *la prise en compte d'un niveau de réchauffement qu'il ne serait pas prudent de dépasser.* Plus que des considérations socio-économiques, c'est sans doute le risque de voir s'enclencher des phénomènes amplificateurs mal élucidés et mal maîtrisables qui pèse sur la fixation de ce seuil ; mais alors 2 °C ou 3 °C ?
- *une relation entre le scénario d'émission et ce niveau de réchauffement.* L'analyse des travaux du GIEC montre bien l'étendue de la plage d'incertitude qui affecte cette relation, en l'état actuel de nos connaissances.

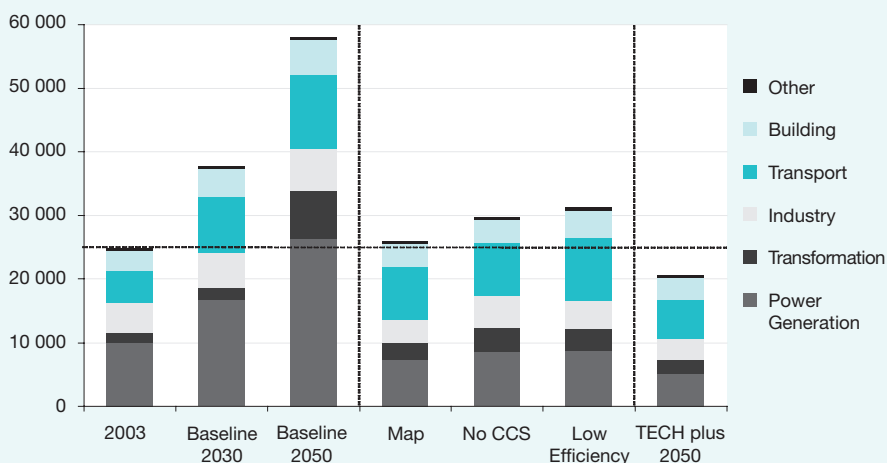
En fait, le problème est mal posé. Il n'y a pas nécessité à décider aujourd'hui au niveau mondial des émissions en 2050. **Il faut engager avec détermination des actions qui, à moyen terme, nous placeront sur une trajectoire permettant de faire face à différentes hypothèses plausibles aujourd'hui (en particulier la division par deux des émissions mondiales en 2050)**, hypothèses qui ne pourront être départagées que grâce à l'acquisition de connaissances, voire à des « retours d'expérience », qui pourraient nécessiter de longues années. Il faut aussi engager les actions, notamment en matière de développement des technologies, qui nous permettront le moment venu de faire face – à un coût plus ou moins élevé – aux diverses hypothèses envisageables.

4 - Ce qui est évidemment très caricatural puisque, compte tenu de la durée de vie du CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère, la concentration en 2050 dépend du profil des émissions sur toute la période 2007-2050.

### 2.3 Les scénarios de l'AIE constituent un ensemble en apparence cohérent, mais qui ne présente pas la flexibilité suffisante pour faire face aux incertitudes des mécanismes du changement climatique

L'Agence internationale de l'énergie (AIE) estime, dans son dernier rapport *Energy Technology Perspectives 2006*, que la stabilisation des émissions peut être atteinte en 2050 en utilisant toutes les possibilités des technologies – existantes ou en développement – considérées comme économiquement acceptables sur la base d'une valorisation du CO<sub>2</sub> à 25 dollars/tonne. Le scénario de l'AIE qui aboutit à la plus forte réduction d'émission de GES (« Tech plus 2050 ») conduit ainsi en 2050 à une baisse de 16 % des émissions par rapport à leur niveau de 2003.

**Graphique n° 4 : Émissions mondiales de CO<sub>2</sub> dans différents scénarios élaborés par l'AIE** (*Baseline*, 3 scénarios *ACT/Accelerated technology*, *Tech plus*)



CCS = Carbon capture & storage (captage et stockage géologique du CO<sub>2</sub>)

Source : Agence internationale de l'énergie

Le scénario *Baseline* (tendanciel de base) correspond à la poursuite des errements actuels. Il aboutit en 2050 à un niveau d'émissions inadmissible. Le scénario *Map* suppose la mise en œuvre réussie des technologies dont on peut raisonnablement penser disposer à horizon 2050. Le scénario *No CCS* (capture et stockage du carbone non disponibles) permet de mesurer l'impact d'un échec du développement des techniques de capture/séquestration du carbone. Le scénario *Low efficiency* (basse efficacité) correspond à une moins bonne amélioration de l'efficacité énergétique. Enfin, le scénario *Tech plus* suppose le développement important de nouvelles technologies (pile à combustible, photovoltaïque, hydrogène), hypothèse loin d'être assurée à cet horizon.



L'AIE a produit par ailleurs, dans le cadre de son rapport *World Energy Outlook 2007*, deux scénarios à horizon 2030 : un scénario tendanciel et un scénario alternatif (voir les tableaux n° 2 à n° 5).

### Les scénarios de l'Agence internationale de l'énergie pour 2030 (WEO 2006)

Le 7 novembre 2006, l'AIE a rendu public son rapport sur les perspectives énergétiques mondiales. Intitulé *World Energy Outlook 2006* (WEO 2006), il présente deux scénarios à horizon 2030.

Ces deux scénarios ont en commun un certain nombre d'hypothèses : population mondiale de 8,1 milliards d'habitants en 2030 (contre 6,4 à la mi-2004), croissance soutenue du PIB mondial (+ 3,4 % par an en moyenne dont + 5,5 % par an pour la Chine), croissance modérée des prix du pétrole (55 \$/bl en 2030) et du gaz (6,5 \$/MBtu en 2030), stabilité du prix du charbon.

- **Le scénario de référence** est, comme il est usuel dans ce genre d'exercice, un **scénario tendanciel**. La consommation mondiale d'énergie primaire croît de 53 % entre 2004 et 2030 et, en dépit d'un recours fortement accru au charbon, les consommations de pétrole et de gaz sont en forte croissance.

**Tableau n° 2 : Consommation mondiale d'énergie primaire selon le scénario de référence**

<i>Consommation mondiale d'énergie primaire en Mtep (scénario de référence)</i>	<i>2004</i>	<i>2030</i>	<i>Variation 2004-2030</i>	<i>Variation annuelle moyenne 2004-2030</i>
Charbon	2 773	4 441	+ 60 %	+ 1,8 %
Pétrole	3 940	5 575	+ 41 %	+ 1,3 %
Gaz	2 302	3 869	+ 68 %	+ 2,0 %
Nucléaire	714	861	+ 21 %	+ 0,7 %
Hydraulique	242	408	+ 69 %	+ 2,0 %
Biomasse, déchets et autres renouvelables	1 233	1 941	+ 57 %	+ 1,8 %
<b>Total</b>	<b>11 204</b>	<b>17 095</b>	<b>+ 53 %</b>	<b>+ 1,6 %</b>

Source : Agence internationale de l'énergie

Dans ce scénario, **les émissions mondiales de CO<sub>2</sub>** croissent de 55 % entre 2004 et 2030. Elles doublent approximativement entre 1990 et 2030. Par rapport aux scénarios de référence récents de l'AIE, les émissions de CO<sub>2</sub> des

pays en développement dépassent celles des pays OCDE nettement plus tôt, entre 2010 et 2015, au lieu de 2025. Un tel scénario conduirait clairement à une impasse en matière de maîtrise du changement climatique et pourrait poser des problèmes majeurs de sécurité d'approvisionnement en hydrocarbures en raison de la très forte croissance de la demande qu'il impliquerait.

**Tableau n° 3 : Émissions de CO<sub>2</sub> selon le scénario de référence**

Émissions de CO <sub>2</sub> dues à l'énergie, en MtCO <sub>2</sub>	2004	2030	Variation 2004-2030	Variation annuelle moyenne 2004-2030
OCDE	12 827	15 495	+ 21 %	+ 0,7 %
<i>États-Unis</i>	5 769	7 138	+ 24 %	+ 0,8 %
<i>Union européenne</i>	3 847	4 216	+ 10 %	+ 0,4 %
Pays en transition	2 560	3 193	+ 25 %	+ 0,9 %
Pays en développement	10 171	21 111	+ 108 %	+ 2,8 %
<i>Chine</i>	4 769	10 425	+ 119 %	+ 3,1 %
Soutes	521	621	+ 19 %	+ 0,7 %
<b>Total</b>	<b>26 079</b>	<b>40 420</b>	<b>+ 55 %</b>	<b>+ 1,7 %</b>

Source : Agence internationale de l'énergie

- **Le scénario de « politique alternative »** proposé par l'AIE repose, pour l'essentiel, sur la mise en œuvre de politiques d'utilisation rationnelle de l'énergie dont la rentabilité économique est assurée par l'évolution des prix des énergies. La consommation mondiale d'énergie primaire est, en 2030, inférieure de 10 % seulement à celle du scénario de référence et la croissance des consommations d'hydrocarbures reste forte.

**S'agissant des émissions de CO<sub>2</sub>**, la restructuration du mix énergétique restant limitée et les techniques de séquestration du carbone n'étant pas supposées disponibles, les progrès par rapport au scénario de référence restent modestes : - 16 % en 2030. Les émissions sont en hausse de 31 % par rapport à aujourd'hui et de 67 % par rapport aux émissions de 1990.

**Tableau n° 4 : Consommation mondiale d'énergie primaire selon le scénario alternatif**

<i>Consommation mondiale d'énergie primaire, en Mtep (scénario alternatif)</i>	<b>2004</b>	<b>2030</b>	<i>Variation 2004-2030</i>	<i>Variation annuelle moyenne 2004-2030</i>
Charbon	2 773	3 512	+ 27 %	+ 0,9 %
Pétrole	3 940	4 955	+ 26 %	+ 0,9 %
Gaz	2 302	3 370	+ 46 %	+ 1,5 %
Nucléaire	714	1 070	+ 50 %	+ 1,6 %
Hydraulique	242	422	+ 74 %	+ 2,2 %
Biomasse, déchets et autres renouvelables	1 233	2 076	+ 68 %	+ 2,0 %
<b>Total</b>	<b>11 204</b>	<b>15 405</b>	<b>+ 37 %</b>	<b>+ 1,2 %</b>

Source : Agence internationale de l'énergie

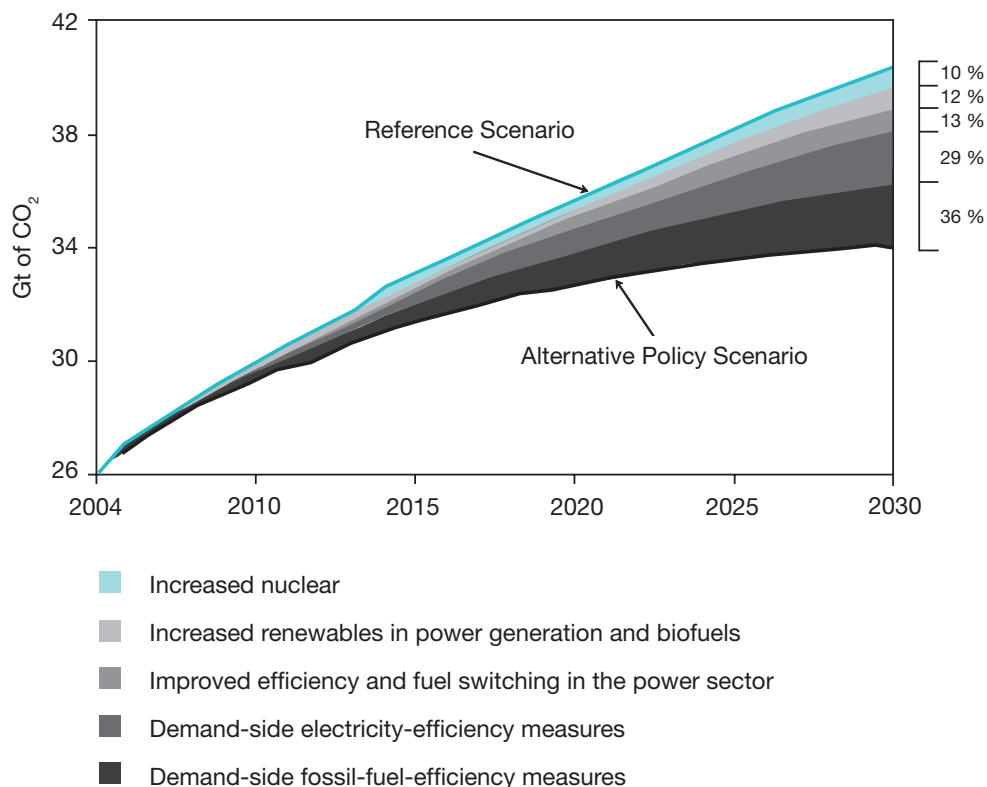
**Tableau n° 5 : Émissions de CO<sub>2</sub> selon le scénario alternatif**

<i>Émissions de CO<sub>2</sub> dues à l'énergie dans le scénario alternatif en MtCO<sub>2</sub></i>	<b>2004</b>	<b>2030</b>	<i>Variation 2004-2030</i>	<i>Variation annuelle moyenne 2004-2030</i>
OCDE	12 827	13 184	+ 3 %	+ 0,1 %
<i>États-Unis</i>	5 769	6 266	+ 9 %	+ 0,3 %
<i>Union européenne</i>	3 847	3 465	- 10 %	- 0,4 %
Pays en transition	2 560	2 786	+ 9 %	+ 0,3 %
Pays en développement	10 171	17 550	+ 73 %	+ 2,1 %
<i>Chine</i>	4 769	8 801	+ 85 %	+ 2,4 %
Soutes	521	560	+ 7 %	+ 0,3 %
<b>Total</b>	<b>26 079</b>	<b>34 080</b>	<b>+ 31 %</b>	<b>+ 1 %</b>

Source : Agence internationale de l'énergie

Les scénarios précédents sont schématisés comme suit :

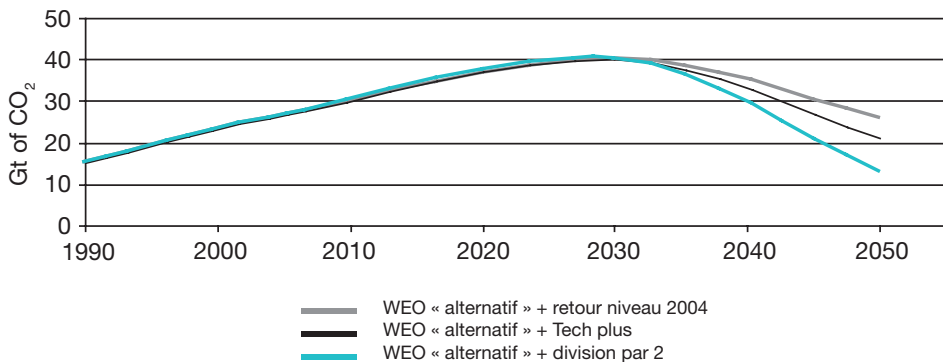
**Graphique n° 5 : Écart des émissions de CO<sub>2</sub> entre scénario de référence et scénario alternatif**



Source : World Energy Outlook 2006, Agence internationale de l'énergie

Le graphique n° 6 suggère que le raccord entre les perspectives 2030 et un scénario de limitation des émissions à leur niveau actuel en 2050 est plausible, mais que, dans l'hypothèse où l'on se serait engagé sur une trajectoire WEO 2006 alternatif, la découverte, disons en 2020, qu'il est impératif de diviser par deux en 2050 le niveau d'émissions de 2004 conduit à une réduction totalement incompatible avec les inerties du système énergétique mondial.

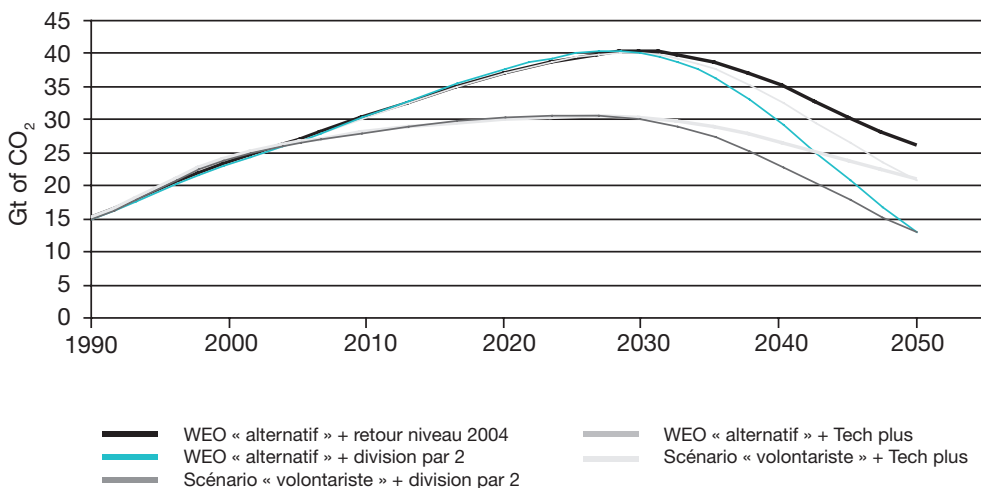
**Graphique n° 6 : Émissions de CO<sub>2</sub> dans différents scénarios (A)**



Sources : AIE et commission Énergie

En revanche, un scénario volontariste, plus ambitieux dès maintenant que le WEO alternatif, permettrait de réaliser des évolutions beaucoup plus lisses (cf. graphique n° 7), quel que soit le niveau de la contrainte 2050 qui se révélerait par exemple vers 2020.

**Graphique n° 7 : Émissions de CO<sub>2</sub> dans différents scénarios (B)**



Sources : AIE et commission Énergie

### 3

#### Face à l'extrême gravité du défi climatique, les incertitudes dans la quantification des conséquences des émissions de gaz à effet de serre ne devraient en aucun cas dissuader les responsables d'agir avec détermination

Il convient tout d'abord d'engager des actions immédiates utilisant tous les leviers disponibles susceptibles de porter effet à moyen terme, afin de se placer sur une trajectoire permettant de faire face aux divers scénarios envisageables à long terme. Il s'agit, simultanément, de se préparer aux défis du long terme, en lançant des politiques – tels l'aménagement du territoire, les évolutions sociétales ou les politiques de recherche – qui ne pourront avoir d'effet que sur la longue durée.

#### 3.1

#### Les actions à entreprendre ou à intensifier dans l'immédiat devraient viser à réduire substantiellement les émissions de GES à moyen terme sans compromettre le développement économique des différentes parties du monde

Les leviers utilisables dans cette perspective reposent sur la mise en œuvre rationnelle des technologies actuellement disponibles.

■ **Le levier quantitativement le plus important et le plus rapide à mettre en œuvre est, comme le souligne l'AIE, l'amélioration de l'efficacité énergétique au niveau de l'utilisation finale dans tous les secteurs et dans tous les pays**

Pour la plupart des pays, la réduction du coût d'approvisionnement de leur économie en énergie justifie, à elle seule, des politiques énergétiques susceptibles de jouer un rôle majeur dans la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

■ **La réduction des émissions liées à la production d'électricité est également un enjeu majeur pour nombre de pays et au niveau mondial**

À cet égard, au-delà de l'amélioration de l'efficacité énergétique des filières existantes grâce au remplacement progressif des installations anciennes par des installations modernes de meilleur rendement (l'enjeu mondial, rien que pour les centrales à charbon, est de l'ordre de 1 ou 2 Gt de CO<sub>2</sub> par an), la solution réside dans la restructuration du « mix énergétique » par utilisation, dans des conditions économiques satisfaisantes, de techniques de production émettant peu ou pas du tout de gaz à effet de serre (hydraulique, nucléaire, éolienne, biomasse dans certains cas). Le regain d'intérêt actuel pour le nucléaire dans certains pays est significatif à cet égard.

À moyen terme, de grands espoirs reposent également sur le captage et le stockage du CO<sub>2</sub> (CSC) pour assurer une production d'électricité « décarbonée » à partir de la ressource abondante et fiable que constitue le charbon.

■ **Le secteur des transports, en forte croissance et dépendant aujourd'hui très majoritairement des produits pétroliers, mérite une attention toute particulière**

Dans les pays industrialisés, l'héritage du passé en matière d'aménagement du territoire et d'organisation des transports terrestres pèse lourdement. Des actions de court terme, telles que la taxation des carburants, ou de moyen long terme, telles que le développement de nouveaux services et de nouvelles infrastructures, peuvent favoriser une approche plus rationnelle de la satisfaction des besoins de transport : réduction des déplacements superflus pour les personnes, optimisation de la logistique pour les marchandises, reports intermodaux pour le transport des personnes et des marchandises. Mais la recherche d'une maîtrise des besoins de transport par une approche intégrée des problématiques de transport et d'aménagement du territoire, pour nécessaire qu'elle soit, ne pourra porter ses fruits qu'à très long terme. Dans ces conditions, le transport routier continuant à occuper une place prépondérante, les actions qui seront menées concernant le parc de véhicules (introduction aussi rapide que possible de véhicules peu consommateurs de carburant et peu émetteurs de CO<sub>2</sub> comme les véhicules hybrides et, demain sans doute, les véhicules hybrides rechargeables) et les carburants (utilisation de biocarburants) sont appelées à jouer un rôle décisif. Grâce à des technologies parfaitement maîtrisées, elles devront permettre des économies d'émissions importantes par rapport aux scénarios tendanciels.

Les transports internationaux aériens et maritimes posent un problème crucial commun à l'ensemble des pays du monde : leur développement extraordinairement rapide comme celui des consommations d'énergie et des émissions de gaz à effet de serre associées. Des progrès sont certes en cours de réalisation ou attendus, tant dans le domaine aérien (rationalisation de l'exploitation, réduction des consommations, augmentation du nombre de passagers transportés) que dans le domaine maritime (rationalisation de l'exploitation et de la logistique, progrès techniques en matière de propulsion, utilisation de biocarburants). Des substituts partiels aux déplacements professionnels de personnes existent grâce à la télématique, mais il est clair que les tendances actuelles en matière de déplacements privés, de transport de matières premières pondéreuses ou de produits manufacturés ne sauraient être durablement prolongées.

### 3.2 Pour répondre aux problématiques de long terme, dont la maîtrise du risque climatique, il faudra disposer d'un ensemble de technologies de plus en plus performantes

Les scénarios « soutenables » à long terme resteraient à l'état de vœu pieux si l'on ne disposait pas des technologies nécessaires en temps voulu, à l'échelle industrielle et à un coût raisonnable. Comme le souligne l'AIE, *aucune technologie ne saurait, à elle seule, apporter une réponse suffisante à la question cruciale que constitue la maîtrise des émissions de gaz à effet de serre*. L'objectif doit donc être de disposer, à terme, d'un « portefeuille » de technologies variées permettant de traiter au mieux les problèmes spécifiques des différents secteurs économiques.

**De nombreuses voies de progrès technologiques sont aujourd'hui explorées dans divers pays.** Elles concernent aussi bien la consommation que la production

d'énergie et, à l'interface entre les deux, le stockage. Ces trois aspects sont d'ailleurs parfois très liés, par exemple dans les transports, où l'introduction des biocarburants nécessite la mise au point d'une filière technologique cohérente, de la production des plantes à la mise au point des véhicules. Certaines de ces voies de progrès ont directement pour objet de réduire la production de gaz à effet de serre ; d'autres visent à économiser l'énergie et donc aussi, directement ou indirectement, à réduire les émissions de gaz à effet de serre. Les avancées procèdent autant des progrès continus des technologies existantes que du développement de technologies plus futuristes pour lesquelles la période de gestation, voire la faisabilité, est plus incertaine et, en tout état de cause, souvent longue (voir encadré ci-après).

**Pour les années à venir, on peut s'attendre davantage à une succession de progrès « évolutifs » offerts par un bouquet technologique très diversifié qu'à l'émergence quasi miraculeuse de quelques technologies nouvelles qui détrôneraient toutes les autres.**

À titre d'exemple, l'automobile individuelle offre de réelles perspectives de réduction de consommation d'énergie fossile, sans révolution technologique majeure (diésélisation du parc, injection directe, suralimentation, distribution variable, biocarburants, etc.). Parallèlement, avec les véhicules hybrides thermiques-électriques, l'électricité est appelée à participer à la propulsion, l'énergie récupérée au freinage ou en phase de décélération et en descente étant restituée pour la traction par un moteur électrique d'appoint<sup>5</sup>. La prochaine étape pourrait être la mise au point de *véhicules hybrides rechargeables* par branchement sur le secteur, donc avec une contribution accrue de l'électricité à la propulsion. Mais cette évolution – et plus encore le développement de la voiture « tout électrique » – est liée aux progrès attendus des performances des batteries en matière d'autonomie, de durée de vie (nombre de cycles admissibles sans perte exagérée de performances) et surtout de rapidité de leur recharge (batteries lithium-ion, etc.)<sup>6</sup>. Les perspectives offertes par la pile à combustible embarquée et l'hydrogène, s'agissant du développement massif des véhicules de l'avenir, demeurent hypothétiques, voire fantasmatiques selon certains experts, en raison de la complexité technique et surtout des contraintes majeures de sécurité liées à une utilisation « grand public » extensive de l'hydrogène.

L'encadré suivant résume l'état actuel des connaissances sur les probabilités et les horizons auxquels les différentes technologies pourraient être disponibles (c'est-à-dire industrialisables à un coût compatible avec les conditions économiques du moment).

5 - À titre de repère, on notera que l'état achevé de la technique hybride (*full hybride*) peut proposer à terme des motorisations hybride-diesel HDI dont la consommation (perspective : 3,4 litres/100 km en cycle mixte) et l'émission de CO<sub>2</sub> (perspective : 90 g CO<sub>2</sub>/km) seraient en réduction de près de 30 % par rapport aux performances des meilleurs moteurs diesel actuels, avec l'espoir d'atteindre 50 % par l'utilisation complémentaire de carburants émettant peu de gaz carbonique. La mise sur le marché européen de tels véhicules pourrait intervenir à l'horizon 2010-2012 pour les véhicules de performances supérieures.

6 - S'agissant de la France, la recherche et développement en ce domaine (motopropulsion à transmission hybride, allègements, pneumatiques) bénéficie du soutien public puisque le développement du véhicule hybride diesel-électrique (VHD) a été retenu début juillet 2006 comme sixième programme mobilisateur par l'Agence de l'innovation industrielle (AI).



## État actuel des connaissances sur la disponibilité des technologies

Le groupe de travail 3 (Évolutions technologiques) a effectué un examen systématique des évolutions technologiques susceptibles d'apporter à court, moyen et long termes des contributions significatives à la résolution des problèmes énergétiques, du côté de l'offre comme de la demande. On trouvera ici un inventaire des technologies qui, avec des probabilités d'occurrence variées, pourraient être disponibles à différents horizons. Cet inventaire est présenté selon les trois stades de maturité suivants : *quasi sûr* (horizon à court terme), *probable* (horizon à moyen terme, pas avant 2020), *possible* (horizon de long ou très long terme, pas avant 2040-2050).

Il reste entendu que cette présentation se fonde autant sur la perspective de progrès continus dans tous les domaines que sur celle de sauts technologiques qui impliquent naturellement des étapes intermédiaires avant la mise en service industrielle en vraie grandeur (mise en place de prototypes industriels). Il s'agit donc seulement, à ce jour, d'un **pronostic sur la possibilité de disposer de ces technologies à un stade industriel**. Leur viabilité économique et, dans certains cas, leur acceptabilité sociale, n'ont pas été évaluées. Par ailleurs, les délais nécessaires pour la prise des décisions administratives et politiques – en particulier les délais attachés aux procédures d'autorisation – ne sont pas pris en compte. Ils sont parfois considérables, supérieurs à dix ans dans le cas des procédures d'autorisation de création ou d'extension de stockages de gaz souterrains. Dans d'autres cas (hydrogène par exemple), les contraintes majeures de sécurité et les conditions d'acceptabilité sociale peuvent rendre très problématiques, voire illusoire, les perspectives de généralisation de certaines techniques.

### Charbon

- *Quasi sûr (2015-2020)*
  - Amélioration du rendement des centrales (de 30 % à 50 %)
  - Captage du CO<sub>2</sub> par post-combustion
  - Combustion supercritique, hypercritique
- *Probable (2015-2020)*
  - Captage du CO<sub>2</sub> par oxy-réduction
- *Possible (après 2015-2030)*
  - Stockage géologique du CO<sub>2</sub> après captage

### Pétrole et gaz

- *Quasi sûr (d'ici à 2015)*
  - Amélioration des performances de prospection géologique et des rendements d'exploitation des gisements (en cours)
  - Amélioration du rendement des centrales à gaz (jusqu'à 60 %) (2010-2015)
- *Possible (après 2020)*
  - Récupération assistée des hydrocarbures par sources à haute température

#### Éolien

- *Quasi sûr (d'ici à 2015)*
  - Amélioration légère des coûts à terre par effet de masse
  - Amélioration des rendements et des coûts pour la production offshore

#### Solaire photovoltaïque

- *Quasi sûr*
  - Amélioration des coûts et des rendements en technologie actuelle (silicium cristallin)
- *Probable*
  - Amélioration des coûts et des rendements par technologie silicium couches minces
- *Possible*
  - Utilisation des matériaux organiques comme semi-conducteurs à la place du silicium

**Solaire thermique (pour mémoire) :** progrès continus sur fabrication industrielle

#### Nucléaire

- *Quasi sûr (2015-2030)*
  - Amélioration des performances de la génération III (type EPR) de l'ordre de 15 %
- *Probable (2020)*
  - Traitement et recyclage de davantage de déchets nucléaires à vie longue
- *Possible (2040)*
  - Réacteurs très avancés (gain d'un facteur 50 sur l'utilisation de l'uranium)

#### Biomasse

- *Quasi sûr (2010-2015)*
  - Développement des biocarburants de première génération (incorporation jusqu'à 7 % dans les carburants traditionnels, comme le prévoit la loi d'orientation agricole du 5 janvier 2006 modifiant la loi de programme dite « POPE » du 13 juillet 2005)
- *Probable (2015-2030)*
  - Biocarburants de deuxième génération (valorisation de l'ensemble de la plante)

#### Hydrogène

- *Probable (2010-2030 ?)*
  - Hydrogène comme moyen de stockage de l'énergie électrique
  - Stockage industriel sous pression (370-700 bars)
  - Moteurs thermiques à hydrogène
  - Piles à combustibles de petite taille pour applications portables

- *Possible (2025-2040)*
  - Production massive (thermochimie, nucléaire, électrolyse haute température, solaire haute température)
  - Réseaux de distribution grand public
  - Technologie de la pile à combustible à oxyde solide (*solid oxide fuel cell*, SOFC)

#### **Véhicules automobiles**

- *Quasi sûr (2010-2015)*
  - Développement du véhicule hybride
  - Réduction de la consommation et des émissions de CO<sub>2</sub> de 30 % par rapport aux performances actuelles (technologie hybride diesel HDI)
- *Probable (2015-2020)*
  - Développement du véhicule hybride rechargeable
- *Possible*
  - Développement du véhicule à pile à combustible

#### **Urbanisme/habitat**

- *Quasi sûr*
  - Bâtiments neufs de performances proches de celles liées à l'objectif facteur 4 (50 kWh/m<sup>2</sup> pour un surcoût de l'ordre de 10 %)
- *Probable*
  - Conception de bâtiments à énergie positive économiquement acceptable
- *Possible*
  - Nouvelle conception énergétique de la ville

### 3.3

#### **Un arbitrage est à trouver entre les actions apportant des résultats relativement rapides et les efforts de recherche, développement, démonstration et industrialisation de nouvelles technologies**

Cet arbitrage, qui concerne en particulier l'utilisation des fonds publics, ne peut être le même pour tous les pays. Par exemple, les États-Unis, pour qui s'approprier un « leadership » mondial en matière technologique constitue un objectif majeur et réaliste, pourraient avoir la tentation – bien que des signes contraires commencent à se manifester aujourd'hui – de s'investir massivement sur le développement technologique, au risque de négliger les actions de portée immédiate, et de se trouver face à un problème de mutation accélérée de leur système énergétique si certaines hypothèses très contraignantes sur les émissions de gaz à effet de serre devenaient réalité. Pour la France et plus généralement pour l'Europe, la problématique se pose en des termes sensiblement différents. En ce qui concerne la France, cette question sera abordée dans le chapitre consacré à la politique énergétique nationale (chapitre 4).

### 4

#### **L'après-2012 (Kyoto) ne débouche pas spontanément sur des mécanismes de gouvernance mondiale permettant d'assurer la convergence d'approches différentes de la maîtrise du risque climatique, même si des coopérations entre États sont les bienvenues**

Des coopérations se nouent ou se noueront, qui feront progresser la question. Mais, tôt ou tard, ce sont tous les États qui devront réagir. Ceux qui auront su anticiper subiront moins que les autres les conséquences d'une révision parfois déchirante des politiques énergétiques.

S'il est vrai que les préoccupations géopolitiques concernant les marchés du pétrole et du gaz continuent de jouer un rôle de premier plan sur la scène internationale, de nouvelles relations prennent place pour répondre aux défis planétaires que constituent le risque climatique et la préparation de l'après-pétrole. Elles s'établissent entre les grands pays selon deux voies interdépendantes :

- les négociations internationales autour du protocole de Kyoto et la préparation de l'après-2012 ;
- l'instauration de partenariats visant à maîtriser les technologies-clés pour l'avenir. Ces partenariats concernent quatre thèmes majeurs : l'amélioration de l'efficacité énergétique, la technologie électronucléaire, le captage/stockage du CO<sub>2</sub> et enfin la préparation de la transition dans les transports, en particulier par le recours aux carburants de synthèse à partir du gaz, du charbon et de la biomasse.

### 4.1

#### **Les accords internationaux sur la lutte contre le changement climatique devraient constituer le cadre de cohérence d'une politique de maîtrise des émissions de gaz à effet de serre au niveau mondial**

Il faudra, à cette fin, surmonter les difficultés résultant des priorités attribuées par les différents pays aux problématiques du développement économique, du développement des technologies ou d'une réduction dès le moyen terme des émissions de gaz à effet de serre.

S'agissant du protocole de Kyoto, l'Union européenne, rejointe notamment par la Russie, a fait preuve d'une forte détermination, mais elle a accepté, pour obtenir un accord, que ne soit demandé aucun engagement de réduction des émissions de gaz à effet de serre aux pays émergents, au premier rang desquels la Chine et l'Inde. À la différence des États-Unis et de l'Australie, ces pays n'ont donc eu aucune difficulté à ratifier le protocole. C'est pour l'après-2012 que la question de leurs engagements se pose.

Ce n'est pas pour autant que les pays qui n'ont pas ratifié le protocole ou qui n'ont pas été amenés à prendre, dans ce cadre, des engagements quantitatifs, sont restés inactifs, au plan national comme en matière de coopération internationale. Le partenariat Asie-Pacifique – réunissant l'Australie, la Chine, la Corée du Sud, les États-Unis, l'Inde et le Japon<sup>7</sup> – vise ainsi à dégager une stratégie commune s'appuyant à la fois sur des réformes industrielles et sur l'utilisation de nouvelles technologies moins polluantes, qui permettraient de concilier maîtrise du risque climatique et maintien du développement économique.

Il n'en demeure pas moins que l'harmonisation au niveau mondial des efforts en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre, dans le cadre d'accords internationaux réunissant le maximum de signataires parmi les principaux pays émetteurs de gaz à effet de serre, reste indispensable, en termes à la fois d'efficacité et d'équité. Afin de passer de l'idéal à l'action, l'étape la plus urgente consisterait *a minima* à établir un premier accord mondial « post-2012 » avec les grands États émetteurs, qu'ils soient développés ou en développement. À titre d'exemple, les dix principaux États ou groupes d'États émetteurs représentaient 73 % des émissions mondiales de gaz à effet de serre en 2000. Une telle action devient primordiale car si les efforts en matière de lutte contre le risque climatique sont répartis de façon inéquitable et entraînent des distorsions de concurrence, des mesures protectionnistes présentant d'autres inconvénients à long terme<sup>8</sup> seront prises inévitablement.

La France, seule ou par son action au sein de l'Union européenne, est en situation, pour de multiples raisons, de jouer dans la recherche de cette convergence un rôle plus important que ne le justifierait son seul poids dans l'économie mondiale, sous réserve d'être elle-même exemplaire en matière de lutte contre le risque climatique.

## 4.2 Les États-Unis entendent affirmer leur leadership technologique en matière de maîtrise des émissions de gaz à effet de serre

Les États-Unis, mettant à profit les différents partenariats technologiques qui s'organisent aujourd'hui, expriment des ambitions fortes dans le domaine de l'énergie, par le biais d'une stratégie technologique mondiale très pragmatique. Ils cherchent notamment à vendre leurs futurs savoir-faire et leurs techniques dans les pays en développement.

- La loi de programmation sur l'énergie du 8 août 2005 affirme la primauté de la technologie américaine et se donne pour ambition d'utiliser cette technologie pour être leader mondial dans les techniques d'économie d'énergie.
- Le récent programme américain *Advanced Energy Initiative* (AEI) affiche les objectifs poursuivis à court et moyen terme. Ce programme vise à promouvoir les nouvelles technologies énergétiques pour réduire la dépendance des États-Unis aux hydrocarbures importés<sup>9</sup>, pour protéger l'environnement et stimuler la croissance économique. Ce programme AEI se focalise en particulier sur la

7 - Ces pays émettent 50 % des gaz à effet de serre et représentent la moitié du PIB mondial.

8 - Voir la discussion sur le principe de création d'une « taxe extérieure carbone » dans la section 3.3 du chapitre 3.

9 - En 2005, ces importations représentent 11,8 Mb/j (215 milliards de dollars par an) soit 54 % de la consommation totale contre 23 % en 1970.

substitution des carburants fossiles des véhicules et sur le basculement des modes de la production électrique vers une utilisation accrue du charbon propre, du nucléaire, du solaire et de l'éolien.

- Le programme *Energy Star* sur l'efficacité énergétique des appareils est désormais de portée internationale, à travers des partenariats avec l'Union européenne et le Japon.
- Les initiatives des États-Unis en matière de nucléaire<sup>10</sup> laissent entrevoir le rôle-clé que pourrait jouer cette technologie dans le monde à moyen/long terme.

### 4.3 Les programmes de coopération se multiplient entre les grandes régions du monde

Les accords expriment une volonté de partager les risques, les investissements et les technologies. Les principaux acteurs en sont les États-Unis, l'Union européenne, le Japon, la Russie, la Chine et l'Inde.

#### ■ **Nucléaire**

Dix pays sont regroupés au sein du forum GIF (Generation IV International Forum) pour développer les réacteurs de quatrième génération. En 2005, le Canada, la France, la Corée, le Japon, la Suisse, le Royaume-Uni et les États-Unis ont signé un accord qui définit le mode de collaboration. Six concepts de réacteurs ont fait l'objet de programmes collaboratifs de R & D destinés à approfondir les concepts en cours, sous forme de contrats bilatéraux, et à réaliser des démonstrateurs à échéance 2015-2020.

Plusieurs autres initiatives substantielles ont récemment été lancées par les États-Unis et la Russie pour contrôler l'accès à l'enrichissement de l'uranium et au retraitement des combustibles usés.

#### ■ **Partenariat UE-Russie**

Établi lors du sommet bilatéral le 30 octobre 2000 à Paris, ce dialogue permet d'évoquer toutes les questions d'intérêt commun relevant du secteur énergétique, y compris l'instauration d'une coopération en matière d'économie d'énergie et de rationalisation des infrastructures de production et de transport, des possibilités d'investissements européens, ainsi que des relations entre pays producteurs et consommateurs.

10 - On peut citer, par exemple :

- *International Nuclear Energy Research Initiative*, en partenariat avec de nombreux pays. En 2002 : Corée, France, consortium entre Nuclear Regulatory Commission et OCDE regroupant une dizaine de pays. En 2003 : Union européenne, Brésil, Canada, Japon. En 2005, nouveaux accords avec le Japon, la Corée, le Brésil ; en projet : Afrique du Sud, Royaume-Uni.

- Accord de coopération nucléaire avec l'Inde.

## ■ Partenariat UE-Chine

L'Union européenne et le gouvernement chinois renforcent leur coopération énergétique. Ils ont signé en 2006 un protocole d'accord sur les technologies de production d'électricité à très faibles émissions. Ce protocole renforce les travaux menés dans les cadres du plan d'action UE-Chine pour le charbon propre et pour la coopération industrielle en matière d'efficacité énergétique et d'énergies renouvelables, du dialogue UE-Chine sur les stratégies en matière d'énergie et de transports ou, enfin, dans le cadre de l'accord de coopération scientifique et technologique et du programme UE-Chine pour l'énergie et l'environnement.

## 5 La croissance de la demande en hydrocarbures restera soutenue à court/moyen terme, renforçant le poids des considérations géopolitiques dans la maîtrise des ressources

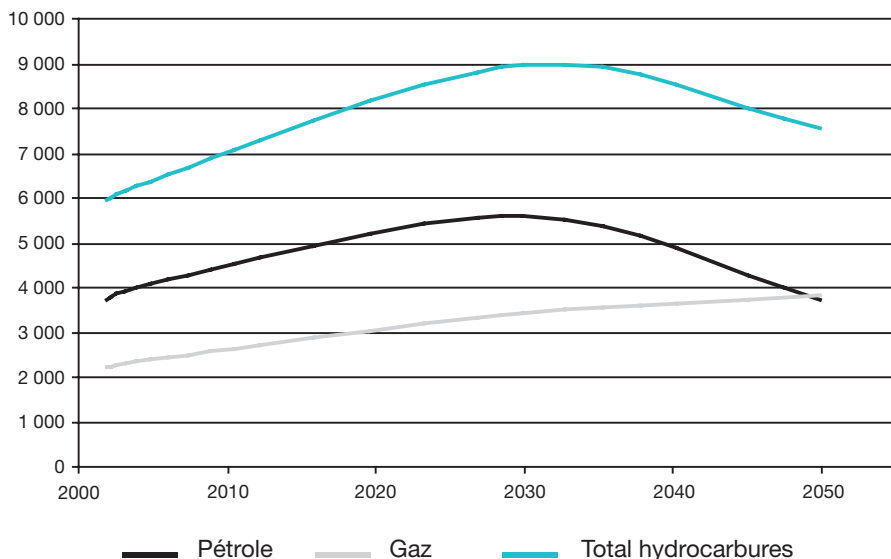
Dans un contexte mondial lourd de périls, la maîtrise des ressources en hydrocarbures sera une arme politique et économique souvent déterminante. Les considérations géopolitiques continueront donc de jouer un rôle majeur dans les conditions d'accès aux énergies.

### 5.1 À l'horizon 2020 – voire 2030 –, la croissance de la demande d'hydrocarbures restera soutenue, même si les actions nécessaires à la maîtrise des émissions de CO<sub>2</sub> sont convenablement engagées

La maîtrise des émissions de CO<sub>2</sub> suppose à long terme une réduction importante des consommations d'hydrocarbures, repoussant d'autant les perspectives d'épuisement des réserves. Cependant cette réduction ne pourra être effective dans les toutes prochaines années, même si des politiques de maîtrise des émissions de CO<sub>2</sub> sont engagées avec détermination. En effet, si un plafonnement – voire une décroissance – de l'appel aux hydrocarbures est envisageable à brève échéance dans les pays de l'OCDE, une telle hypothèse ne peut être retenue pour les pays émergents ou en développement sans compromettre gravement leurs perspectives de croissance économique à moyen terme.

À titre d'exemple, dans le scénario « Alternatif » du WEO 2006 de l'AIE – il est vrai assez peu ambitieux – prolongé par le scénario « Tech plus » à horizon 2050, la consommation mondiale d'hydrocarbures passe par un maximum seulement après 2030.

**Graphique n° 8 : Consommations d'hydrocarbures dans les scénarios de l'AIE (« Alternatif » prolongé par « Tech plus »)**



Source : AIE

## 5.2

### La très inégale répartition géographique des réserves est au cœur de la problématique de l'approvisionnement de l'économie mondiale en hydrocarbures

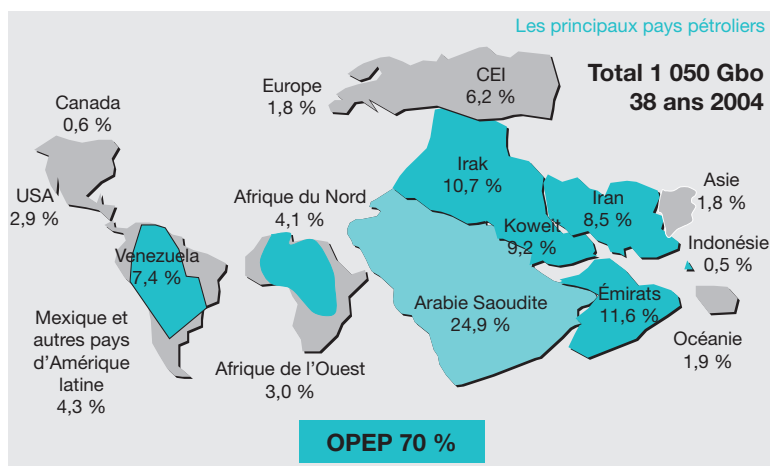
Dans ce contexte d'une croissance de la demande en hydrocarbures à un rythme soutenu pendant encore de nombreuses années, les aspects géopolitiques de l'approvisionnement en pétrole et en gaz risquent de prendre un tour de plus en plus aigu<sup>11</sup>.

La concentration des réserves d'hydrocarbures dans un nombre limité de pays, dont la stabilité politique n'est pas toujours assurée, soulève un défi redoutable à court/moyen terme. Le Moyen-Orient apparaît comme une véritable anomalie géologique. Sur la base d'une estimation moyenne des réserves de pétrole de 1 050 milliards de barils (Gb), il recèle plus des deux tiers des réserves mondiales de pétrole conventionnel, dont un quart pour la seule Arabie saoudite. Les pays de l'OPEP, qui ne représentent que 30 % de la production pétrolière mondiale, contrôlent plus de 70 % des réserves.

<sup>11</sup> - André Giraud, ancien ministre de l'Industrie, avait coutume de dire : « Le pétrole est une matière première à forte valeur militaire et diplomatique, dans une moindre mesure fiscale, et accessoirement énergétique ». Il n'échappe à personne que l'on pourrait en dire autant du gaz aujourd'hui...



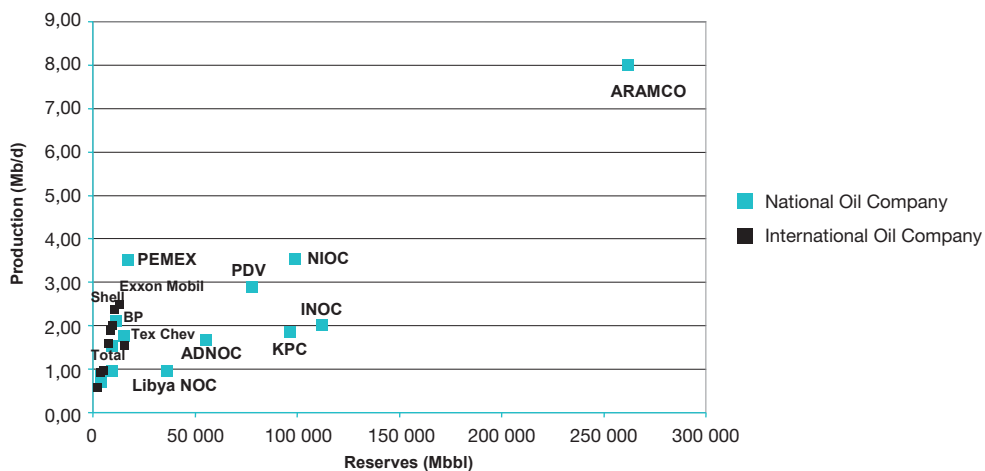
## Graphique n° 9 : Réserves et ressources mondiales de pétrole



Source : Institut français du pétrole, BP Statistical

Ces réserves sont entre les mains d'un nombre limité de compagnies pétrolières de pays producteurs de pétrole. Le graphique n° 10 illustre la répartition des réserves et de la production entre compagnies nationales (NOC) et compagnies internationales (IOC). Ces dernières ne contrôlèrent que 15 % des réserves mondiales<sup>12</sup>.

## Graphique n° 10 : Répartition des réserves mondiales de pétrole par compagnie

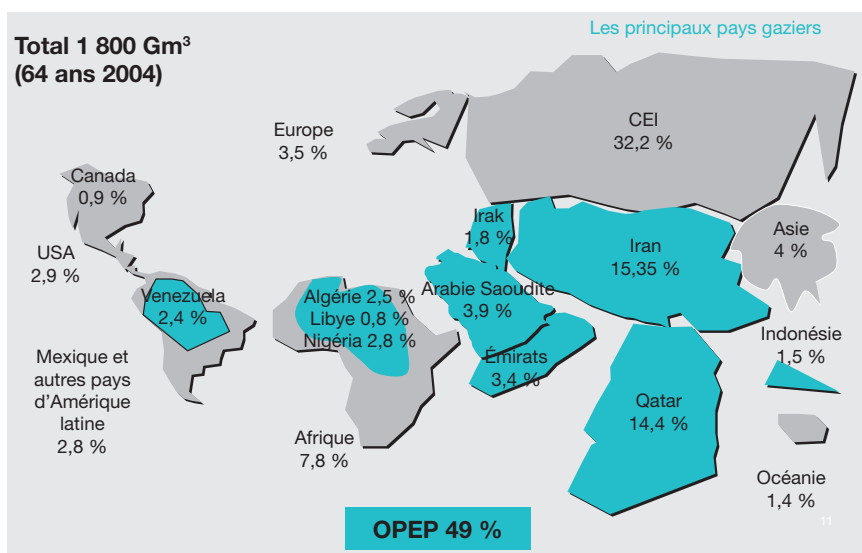


Source : Institut français du pétrole

12 - On peut s'interroger sur le montant des réserves des compagnies nationales. Le débat s'ouvre à peine et les informations sur l'état des gisements des pays producteurs sont encore insuffisantes. Quoiqu'il en soit, les incertitudes inhérentes au montant des réserves d'hydrocarbures ne changent rien aux défis géopolitiques liés à leur inégale répartition géographique et à la dépendance accrue des approvisionnements mondiaux vis-à-vis de zones dont la stabilité n'est pas assurée.

Il est courant de lire que les réserves de gaz naturel sont mieux distribuées que celles du pétrole. Cette affirmation est plus que contestable. S'il est vrai que la part du Moyen-Orient dans les réserves mondiales de gaz est inférieure à sa part pour le pétrole, il n'en reste pas moins que l'OPEP contrôle environ 50 % des réserves mondiales et que l'OPEP et la Russie détiennent à elles seules les trois quarts des réserves mondiales de gaz, tout comme elles détiennent les trois quarts des réserves de pétrole.

**Graphique n° 11 : Réserves et ressources en gaz**



Source : Institut français du pétrole, BP statistical

### 5.3 Quatre défis géopolitiques majeurs pour les hydrocarbures

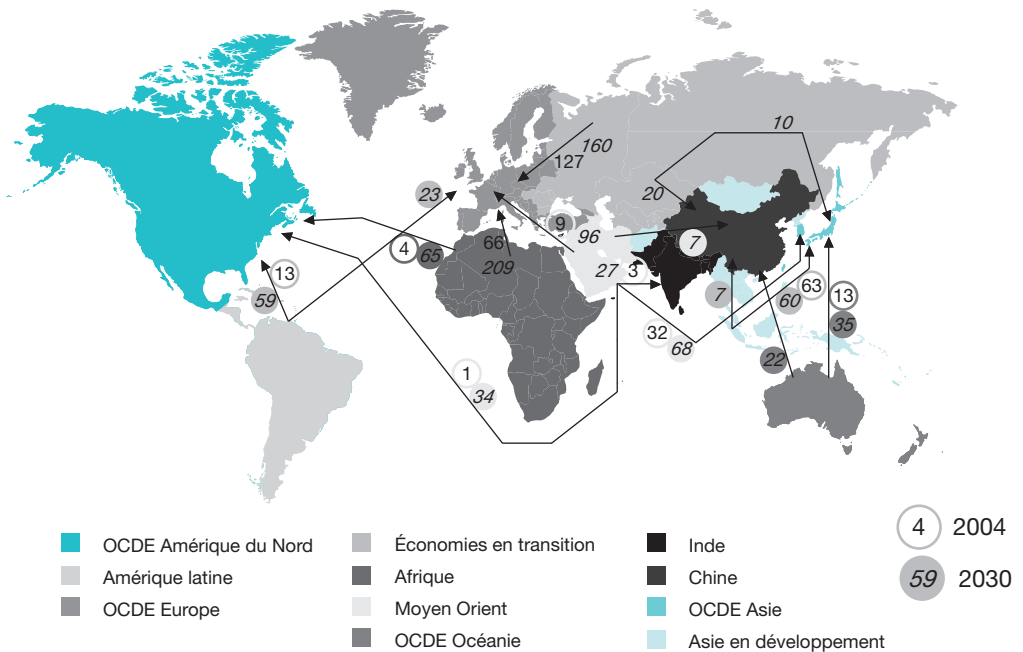
Les défis géopolitiques des hydrocarbures sont au nombre de quatre : la croissance du commerce mondial, l'ampleur des investissements, la diminution des souplesses et les points chauds que sont l'Arabie saoudite, l'Irak, l'Iran, le Venezuela et la Russie. Les facteurs géopolitiques, notamment au Moyen-Orient, ont un impact majeur sur la scène énergétique en général, pétrolière en particulier. À court terme, ces aléas affecteront un marché pétrolier déjà très tendu. À long terme, l'économie mondiale dépendra de façon croissante d'un nombre limité de pays producteurs.

■ **Premier défi : le commerce international du pétrole pourrait doubler d'ici à 2030, la majeure partie de cette croissance venant du Moyen-Orient.** Ce commerce s'effectuera essentiellement par voie maritime : le pétrole devra de plus en

plus utiliser les voies maritimes stratégiques, notamment le détroit d'Ormuz : 20 % du pétrole y transitent aujourd'hui, proportion qui sera de 33 % en 2030 ; de même, le rôle stratégique du détroit de Malacca, du canal de Suez et du Bosphore ne fera que s'accroître.

**La croissance du commerce international du gaz sera plus forte encore d'ici à 2030, puisqu'il pourrait être multiplié par trois.** La vulnérabilité résultant du lien rigide qui s'établit entre le producteur et l'importateur dans le cas du transport par gazoduc, aggravée par le risque de prise en otage de la fourniture par des pays tiers traversés, est une question réelle. Elle a récemment suscité des inquiétudes, même si cette rigidité peut créer aussi une dépendance réciproque qui constitue un facteur de sécurité. Le transport du GNL (gaz naturel liquéfié) par voie maritime n'est pas non plus exempt de risques : la problématique des voies et passages stratégiques se pose ici en dans des termes assez comparables à ceux évoqués pour le pétrole.

**Carte n° 1 : Évolution entre 2004 et 2030 des principaux circuits commerciaux interrégionaux concernant le gaz naturel selon le scénario de référence AIE**



■ **Deuxième défi : les investissements à réaliser sont considérables** et portent aussi bien sur la production que sur la transformation, le transport et la distribution du pétrole et du gaz. Alors que, au cours des trente dernières années, ces investissements se sont concentrés dans les pays de l'OCDE, l'urgence concerne aujourd'hui des pays extérieurs à l'OCDE. Il est impossible de savoir si les investissements atteindront un niveau suffisant et dans les délais requis. Faute de cela, les tensions perdureront

durablement. À court terme, le plafonnement de la production pourrait venir d'un manque d'investissements, bien avant que ne se pose le problème d'un manque de réserves.

■ **Troisième défi : le système d'approvisionnement en hydrocarbures a perdu l'essentiel de ses éléments de souplesse.** Les chocs pétroliers en 1973 et 1979 avaient conduit à une réduction de la consommation de pétrole, créant des surcapacités tout au long de la chaîne pétrolière. Ces surcapacités ont permis de faire face aux aléas climatiques ou géopolitiques. Elles se sont progressivement réduites et aujourd'hui, les capacités excédentaires des pays de l'OPEP ne dépassent pas 2 à 3 millions de barils par jour, soit environ 2 % de la consommation mondiale. Les capacités de raffinage sont saturées. Les stocks des pays consommateurs ont diminué : pour l'ensemble de l'OCDE, ils sont passés de 61 jours en 1991 à environ 50 jours en 2005. Ainsi, les ouragans qui ont touché les États-Unis à l'automne 2005 ont conduit à une flambée des prix.

On peut se demander si cette perte de marge de manœuvre au plan mondial va persister, dans la mesure où les augmentations récentes des prix des produits pétroliers et leurs perspectives de hausse – encore à prouver sur le long terme – peuvent induire des comportements d'économie de consommation ou de substitution susceptibles de favoriser la reconstitution progressive de surcapacités.

#### Quelques éléments de prospective concernant le marché du pétrole

Des experts estiment que seule la vision d'un marché durablement tendu est aujourd'hui raisonnablement envisageable, pour diverses raisons :

- La situation d'aujourd'hui est différente de celle observée il y a trente ans. En 1973, la demande de pétrole était tirée par le fuel-oil lourd pour la production d'électricité : la hausse des prix a permis de développer en cinq à dix ans les alternatives disponibles à l'époque, à savoir la production d'électricité d'origine nucléaire ou à partir du charbon. Aujourd'hui, la demande est tirée par le transport : dans ce secteur, par ailleurs à faible élasticité, il n'y a pas d'alternative massive à court terme, l'utilisation attendue des biocarburants restant à confirmer et ayant ses propres limites. Ces limites (mobilisation des sols, recherche pour la conversion de la plante entière, restrictions d'usage de produits chimiques liées à des productions extensives, approvisionnement en eau, etc.) empêchent d'espérer voir les biocarburants jouer le rôle du nucléaire ou du charbon après le premier choc pétrolier.
- L'intensité pétrolière des pays de l'OCDE a été divisée par trois depuis 1973. L'« amortisseur fiscal » dans la plupart de ces pays joue un rôle anesthésiant. L'intensité pétrolière des pays émergents est assez faible, beaucoup plus faible que celle du Japon ou de la Corée il y a trente ans (ils dépendent plus du charbon). Dans ces conditions, la demande pétrolière est aujourd'hui robuste et devrait continuer à croître, sauf en cas de crise économique mondiale tout à fait envisageable – et par nature imprévisible –, mais qui ne serait en tout état de cause pas directement liée aux prix élevés de l'énergie.

- Du côté de l'offre, on ne voit pas émerger de nouvelles provinces non-OPEP à la dimension de celles qui s'annonçaient en 1973 : mer du Nord, Mexique, golfe de Guinée, Sibérie occidentale... Il y a certes l'« *ultra deep offshore* », les sables asphaltiques et les sables bitumineux (*tar sands* et *shale oil*). Mais cela prendra du temps et les gigantesques contraintes environnementales se chargeront d'imposer des limites à ces projets.
- La situation géopolitique au Moyen-Orient semble plus inquiétante que celle qui prévalait dans les années 1970 et cette situation semble hélas durable.
- La plupart des pays de l'OPEP ont gaspillé leurs chances d'assurer un développement durable de leur économie grâce aux prix élevés des années 1970. Ils ont compris que les prix élevés depuis 2004 n'avaient pas détruit la demande de pétrole mondiale. Dans ces conditions, ils ont tous décidé de ne pas surinvestir pour éviter de peser sur le marché. La surcapacité passée est le résultat d'une situation conjoncturelle : il est donc douteux qu'elle réapparaisse, même si des périodes de détente relative et à court terme peuvent être envisagées en fonction de l'évolution des investissements nouveaux ou de renouvellement.

Tout bien pesé, **le marché mondial risque de rester durablement tendu**, sauf en cas de crise économique mondiale, seule hypothèse de nature à modifier fondamentalement cette analyse. Mais les origines d'une telle crise, non souhaitable et imprévisible, n'auront probablement que très peu de liens directs avec les aléas du secteur énergétique.

■ **Quatrième défi : comme en 1973, le pétrole est une arme géopolitique ; le gaz est en train d'en devenir une. Mais alors que, dans les années 1970, le pétrole était un enjeu entre pays de l'OCDE et OPEP, on assiste aujourd'hui à une globalisation des enjeux, la Russie et la Chine étant de plus en plus présentes dans ce domaine.**

- La Chine représente 8,2 % de la consommation mondiale et sera à l'origine de 20 % de la hausse de la demande d'énergie à l'horizon 2030. La consommation énergétique par tête est équivalente à celle enregistrée au Japon en 1955 et il est probable que, au moins à l'est du pays, elle connaîtra la même évolution, c'est-à-dire une multiplication par sept en quarante ans. Pour s'y préparer, les autorités créent des stocks stratégiques et lancent leurs compagnies nationales à travers le monde : elles se sont d'ores et déjà implantées en Afrique noire, en Algérie et au Moyen-Orient et concurrencent les compagnies internationales.
- L'Arabie saoudite concentre près de 25 % des réserves de pétrole et 13 % de la production. Mais sa stabilité peut être remise en cause par le contexte de déstabilisation profonde et durable du Proche et du Moyen-Orient.
- L'Irak possède 10,7 % des réserves mondiales. Avant l'intervention militaire de la Coalition au printemps 2003, on estimait que la production irakienne augmenterait de 50 % en trois ans, puis doublerait à nouveau d'ici à 2010. Depuis, la production a baissé pour s'établir à un niveau inférieur de 30 % à celui de la fin de la présidence de Saddam Hussein. Les incertitudes relatives à la stabilité du pays nuisent aux investissements et risquent même de peser sur toute la production du Moyen-Orient, si elles conduisent à une véritable guerre civile.

- L'Iran, avec 8,5 % des réserves de pétrole et 15,3 % des réserves de gaz, est en position de brandir l'arme énergétique. La menace nucléaire pourrait aussi déclencher une déstabilisation de toute la région, avec des conséquences considérables sur la production d'énergie.
- Le Venezuela détient 6,5 % des réserves de pétrole et assure 12 % des importations des États-Unis. Il est aussi très riche en pétrole non conventionnel. Depuis quelque temps, le président Chavez utilise le pétrole comme arme diplomatique.
- La Russie utilise désormais l'énergie comme instrument de puissance, après avoir pris, en quelques années, le contrôle de toute la chaîne pétrolière et gazière.

### 5.4 Les restructurations récentes des marchés pétroliers, le poids de certains acteurs sur des marchés gaziers qui restent largement régionalisés, vont peser à court/moyen terme sur les mécanismes de formation des prix des hydrocarbures

■ **S'agissant du pétrole**, le marché mondial est aujourd'hui caractérisé, comme on l'a vu, par l'affaiblissement de la position des grandes compagnies internationales au profit de compagnies nationales entre les mains des différents États producteurs. Ceux-ci seront donc, *a priori*, en situation favorable pour gérer au mieux de leurs intérêts les marchés pétroliers, en cherchant à obtenir des prix élevés et orientés à la hausse. Politique peu risquée, puisque les évolutions récentes du prix du pétrole ont bien montré que l'économie des pays développés ou émergents, gros consommateurs d'hydrocarbures, pouvait résister, sans qu'il en résulte un essoufflement significatif de la croissance mondiale, à un prix du pétrole de 60 dollars le baril, voire sensiblement plus. Il est cependant peu probable que cette régulation soit bien maîtrisée et l'on peut penser qu'existeront, dans les années à venir, de fortes variations erratiques liées aux événements géopolitiques, aux cycles d'investissement ou aux divergences d'intérêts entre les pays producteurs.

La question de la date et des circonstances dans lesquelles la production de produits pétroliers connaîtra, soit un maximum avant de commencer sa décroissance (*peak oil*), soit plus probablement un « plateau », reste controversée. Le *peak oil* s'apprécie en fonction des prévisions de production de pétrole et des prévisions de consommation. Dans le passé, toutes ces prévisions ne se sont pas réalisées – loin s'en faut ! Il y a trente ans, l'idée la plus répandue était qu'il ne restait plus que trente ans de production de pétrole, alors qu'aujourd'hui nous aurions devant nous quarante ans de consommation... Tant l'offre que la demande de pétrole dépendent de son prix pendant une période suffisamment longue pour que les investissements rendus rentables produisent leurs effets (cas de la hausse) ou se réduisent fortement (cas de la baisse), aussi bien pour la production que pour la consommation. C'est ainsi que les chocs pétroliers des années 1970 ont engendré des améliorations d'efficacité énergétique, des substitutions aux produits pétroliers,

d'autres sources d'énergie et la découverte de nouvelles réserves. Le *peak oil* s'en est trouvé repoussé de nombreuses années.

Si l'on tient compte de la contrainte nouvelle imposée par la nécessité de réduire les émissions de gaz à effet de serre et donc de réduire la consommation d'hydrocarbures, en bonne logique économique, *c'est la réduction de la demande de produits pétroliers qui devrait constituer le fait générateur du peak oil.*

Mais il n'est nullement exclu, surtout si ces politiques tardent à se mettre en place, que ce soit le comportement des pays producteurs qui, par volonté délibérée ou par insuffisance d'investissement, constitue le goulet d'étranglement conduisant à une telle situation. Rappelons enfin qu'une crise *a priori* sans rapport avec les réserves et leur exploitation peut créer un tel goulet (menace terroriste, évolution du marché de l'assurance, évolution du transport maritime, etc.) et que ces crises, dont la survenance est certaine, sont quasi imprévisibles dans leur origine et parfois dans leurs conséquences...

### Un scénario probable de prix élevés des énergies pour les décennies à venir

L'observation du passé et les caractéristiques du secteur (phases d'investissement en perspective de cycle haut, investissements réduits en période de prix bas) montrent *un comportement cyclique* des prix qui se superpose à une tendance haussière liée à la raréfaction progressive des ressources et des matières premières. Les prix du pétrole – comme, sans doute, ceux d'autres formes d'énergie – réagissent en effet à *des signaux géopolitiques aléatoires* qui n'ont pas grand chose à voir avec les fondamentaux de coûts ou d'équilibre offre/demande.

À court terme, le prix du pétrole réagit comme une commodité selon un équilibre offre/demande, sous le contrôle de l'OPEP devenue très vigilante sur les évolutions à la baisse. Les cinq prochaines années devraient bénéficier de l'ajout récent de capacités de production. Ensuite, survient une période d'incertitude correspondant au pic de production des pays non-OPEP. Puis, au-delà de 2020-2030, le prix devrait être dirigé en fonction des substituts vers une valeur estimée à 100 dollars par baril.

Dans une vision à plus long terme, la limitation indispensable des émissions de CO<sub>2</sub> (*climate risk*) devrait entraîner des actions coûteuses qu'il faudra financer mais qui conduiront à réduire la consommation d'hydrocarbures, préparant un nouveau cycle de stabilisation ou de baisse des prix.

*Extrait des conclusions du groupe 2 (Perspectives de l'offre et de la demande mondiales) de la commission Énergie.*

■ **S'agissant du gaz**, ses prix resteront sans doute assez longtemps indexés sur les prix du pétrole, dans le cadre de contrats à moyen long/terme, compte tenu de sa substituabilité relativement aisée aux produits pétroliers. Mais au-delà de ces mécanismes d'indexation explicites ou implicites, les conditions contractuelles dépendront largement du pouvoir de marché des producteurs dominants dans les différentes zones

géographiques, tant qu'un véritable marché mondial du gaz, fondé sur le développement déjà largement amorcé du gaz naturel liquéfié (GNL), ne sera pas réalisé.

### 5.5 À moyen terme, les risques concernant la disponibilité du charbon et de l'uranium paraissent modérés, même si certaines évolutions récentes ou prévisibles incitent à la vigilance

■ **Le prix du charbon** est aujourd'hui essentiellement déterminé par ses coûts de production et de transport. Compte tenu de l'importance des réserves et des capacités de production des grands pays producteurs et exportateurs, les hausses de prix sont restées modérées même dans les périodes de forte tension sur les prix des hydrocarbures. À long terme, il n'est pas assuré que cette situation perdure, compte tenu de l'intégration croissante des différents marchés énergétiques.

Pour le moyen terme, **la problématique de l'utilisation du charbon est davantage dominée par la maîtrise des émissions de CO<sub>2</sub> que par les risques de difficulté d'approvisionnement ou de dérives importantes de prix.** Il n'est cependant pas exclu qu'apparaissent des tensions sur les capacités de production et de transport compte tenu des perspectives de développement de la demande à un rythme extrêmement soutenu. On risque même paradoxalement de voir apparaître des situations nouvelles de dépendance de pays consommateurs vis-à-vis de pays producteurs de charbon, ce qui posera problème du point de vue environnemental tant que l'utilisation propre du charbon dans la génération électrique ne sera pas généralisée.

■ **S'agissant enfin de l'approvisionnement en uranium naturel**, un certain nombre de circonstances peuvent donner le sentiment globalement justifié d'une situation sans risque majeur en termes d'approvisionnement. Les ressources d'uranium identifiées, accessibles à moins de 130 dollars/kg U (gisements existants et leurs extensions) – soit 4,7 Mt – peuvent couvrir soixante-dix ans de consommation au rythme actuel. Elles peuvent être très sensiblement augmentées, au-delà de 130 dollars/kg U, l'uranium étant une substance très largement répandue dans la nature. Une réserve ultime de 4 000 Mt existe dans l'eau de mer. Or le prix de l'uranium naturel ne représente qu'une faible part du coût de la production du kWh nucléaire.

Les réserves identifiées à moins de 40 dollars/kg U, soit 2,8 Mt d'uranium, sont par ailleurs assez bien réparties géographiquement (37 % en Australie, 16 % au Kazakhstan, 15 % au Canada, 8 % au Niger, 7 % en Afrique du Sud, etc.).

Des progrès considérables sont enfin attendus à long terme en matière d'utilisation plus complète du potentiel énergétique de l'uranium grâce à la quatrième génération de réacteurs.

En ce qui concerne la sécurité d'approvisionnement, elle est augmentée, dans le cas de l'uranium, étant donné qu'il est tout à fait possible de constituer des stocks représentant plusieurs années de consommation.



Les évolutions récentes du prix de l'uranium naturel incitent cependant à **une certaine vigilance** mais elles n'auront pas d'incidence appréciable sur la compétitivité économique du nucléaire. Il n'empêche que **le maintien de capacités de production** en adéquation avec l'évolution des besoins est tout aussi nécessaire que dans le cas des combustibles fossiles.

## 6 Face à ces défis mondiaux, seul ou dans le cadre de l'Union européenne, notre pays a un rôle à jouer bien plus important que celui que lui conférerait son poids dans la population ou l'économie mondiales

Comme on l'a suggéré, la France, seule ou par son action au sein de l'Union européenne, est en situation, pour de multiples raisons, de jouer un rôle beaucoup plus important dans la recherche d'une harmonisation au niveau mondial des efforts en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre et dans la recherche de convergences internationales en matière de sécurité d'approvisionnement, d'efficacité et d'équité.

L'originalité de la politique énergétique menée historiquement, la qualité particulière du mix énergétique actuel et l'influence diplomatique, notamment en direction des pays en voie de développement, sont de nature à positionner la France de manière intéressante au plan mondial. Elle devra toutefois se montrer exemplaire en matière de réduction des émissions des gaz à effet de serre et devra s'insérer dans une problématique et une action européennes susceptibles de donner du poids à certaines de ses initiatives.

## LA POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE FRANÇAISE ET L'EUROPE : OPPORTUNITÉS ET CONTRAINTES ENTRE NÉCESSAIRES COOPÉRATIONS ET IMPOSSIBLE INTÉGRATION

### 1 Le besoin d'une politique européenne de l'énergie ne conduit pas nécessairement à une refonte des traités

#### 1.1 Quelle pourrait être une politique européenne de l'énergie ?

Il est de bon ton de déclarer que l'Europe, n'ayant pas de politique énergétique, devrait en avoir une. S'il est vrai que le traité instituant la Communauté économique européenne (CEE) n'offre pas de bases juridiques à une politique communautaire intégrée de l'énergie, qui se substituerait ou se superposerait aux compétences des États membres, comme dans d'autres domaines, la réalité est néanmoins celle de segments dont l'addition finit par constituer une politique européenne. Faut-il aller plus loin ? Les tentatives n'ont pas manqué, depuis la signature du traité CECA, de construire une Europe de l'énergie. La CECA offre elle-même un modèle possible de construction communautaire dans le secteur – intégration de la production sous le contrôle de la Commission, contrôle des investissements et des prix, allocation de quotas, etc. –, modèle qui est resté largement théorique. La signature en 1991 de la charte de l'énergie donne un autre exemple d'initiative communautaire, dont la postérité reste sujette à caution.

La synthèse de l'état actuel de développement des instruments de politique énergétique peut sans doute être regardée comme ayant été opérée par le projet de traité constitutionnel pour l'Europe, qui ne comportait qu'un article dans ce domaine, dont le texte est éclairant :

« ARTICLE III-256

*1. Dans le cadre de l'établissement ou du fonctionnement du marché intérieur et en tenant compte de l'exigence de préserver et d'améliorer l'environnement, la politique de l'Union dans le domaine de l'énergie vise :*

*a) à assurer le fonctionnement du marché de l'énergie ;*

b) à assurer la sécurité de l'approvisionnement énergétique dans l'Union ;

c) à promouvoir l'efficacité énergétique et les économies d'énergie ainsi que le développement des énergies nouvelles et renouvelables.

**2. Sans préjudice de l'application d'autres dispositions de la Constitution, la loi ou loi-cadre européenne établit les mesures nécessaires pour atteindre les objectifs visés au paragraphe 1. Elle est adoptée après consultation du Comité des régions et du Comité économique et social.**

*La loi ou loi-cadre européenne n'affecte pas le droit d'un État membre de déterminer les conditions d'exploitation de ses ressources énergétiques, son choix entre différentes sources d'énergie et la structure générale de son approvisionnement énergétique, sans préjudice de l'article III-234, paragraphe 2, point c). »*

On constate que ce texte, contesté pour sa trop grande timidité ou au contraire pour son excessive intégration, se bornait à donner acte de l'état des compétences effectivement exercées par la Communauté et du rôle qu'aucun État n'était prêt à abandonner.

**En matière de politique extérieure de l'énergie**, les développements récents incitent à une très grande prudence dans la réception des déclarations des gouvernements sur la nécessité d'une « politique énergétique européenne ». Quel État est prêt, demain, à confier à un négociateur européen la politique d'achat de gaz en Russie, les relations avec l'Algérie ou l'ouverture de nouvelles relations d'approvisionnement avec telle ou telle puissance du Moyen-Orient ou d'Amérique latine ? Les propositions de la Commission européenne pour une meilleure harmonisation des politiques, la mise en commun des moyens de parer aux crises constituent sans doute l'extrême limite des concessions que les États peuvent faire aujourd'hui. Tout au plus peut-on espérer le développement de coopérations ou de coordinations facilitant la mise en commun des positions.

**Sur le plan intérieur**, de même, la plus grande prudence doit être mise à affirmer la possibilité (quoi qu'on pense par ailleurs de la nécessité) d'une plus grande intégration – au-delà des effets déjà considérables de l'ouverture des marchés et de la politique environnementale. Les préoccupations d'indépendance nationale et d'autosuffisance, la très grande sensibilité des opinions publiques aux choix de bouquet énergétique et, plus généralement, un relatif désenchantement des opinions publiques envers l'idéal européen rendent peu probable la négociation à court terme de nouvelles stipulations conventionnelles dont l'effet serait, par exemple, de soumettre à des décisions européennes prises à la majorité qualifiée la politique nucléaire française, le sort du charbon allemand ou l'indépendance énergétique des pays ayant récemment adhéré.

Sauf initiative politique majeure parvenant à mobiliser l'opinion – et qui ne reposerait sans doute pas d'abord sur la thématique de l'énergie –, il paraît donc raisonnable, pour ne pas arrêter les développements possibles en l'état des compétences, de s'en tenir à l'approfondissement de celles-ci et à leur meilleur exercice. Les suggestions qui suivent, sans rien diminuer de la conviction partagée de l'impérative action européenne intégrée pour peser sur la scène mondiale, s'inscrivent dans la perspective de ce constat peu enthousiaste mais lucide : par le biais du marché, de l'environnement, des réseaux, la Commission, et donc la Communauté, disposent d'instruments

efficaces qui sont ceux – et les seuls – que les États manient en commun, et que le projet de traité constitutionnel proposait de pérenniser. Il est raisonnable de penser que c'est, pour les années à venir, le cadre juridique dans lequel se décidera, *de facto* ou *de jure* (à traités constants ou dans un nouveau cadre institutionnel) la politique communautaire de l'énergie.

### 1.2 À travers les politiques de la concurrence, de l'environnement, du marché intérieur, une politique énergétique existe de fait

D'ores et déjà, l'Union européenne (UE) est devenue un acteur de plus en plus présent et incontournable en matière de politique énergétique. Elle intervient essentiellement à travers l'organisation et la libéralisation des marchés et la protection de l'environnement. Elle est parfaitement légitime à le faire, étant entendu que ces voies ne sauraient porter atteinte aux compétences conservées par les États en matière énergétique. Cette position est encore confortée par le rôle qu'elle joue en matière de développement durable, avec l'assentiment de ses membres, en lui permettant une réflexion globale sur les trois piliers d'une politique énergétique que sont **la compétitivité, la sécurité d'approvisionnement et l'environnement**.

Le positionnement des États membres, et en particulier de notre pays, par rapport à cette prise de pouvoir progressive, relève souvent de problématiques complexes. Impossible de ne pas reconnaître dans le domaine de l'énergie, comme dans d'autres, les vertus d'une réelle intégration européenne, d'un pouvoir de réglementation et de normalisation qu'aucun État membre n'a la possibilité d'exercer isolément. Impossible également de ne pas voir que l'Europe, sur la scène mondiale, est un acteur de poids chaque fois qu'il lui est possible de fédérer les volontés et les moyens de ses membres et qu'elle constitue ainsi un levier puissant pour promouvoir des idées et défendre des intérêts partagés. En contrepartie, ces opportunités supposent l'acceptation de certaines contraintes, de certaines évolutions, lesquelles doivent être gérées au niveau de chaque État avec toutes les précautions nécessaires pour éviter les ruptures économiques et, plus encore, sociales.

## 2 Électricité et gaz : l'amélioration du fonctionnement des marchés contribuera à atteindre certains objectifs de politique énergétique, mais ne saurait répondre à tous les défis

S'appuyant sur les principes fondateurs de l'Union européenne que sont l'économie de marché et l'interdépendance économique des États membres (traité de Rome), la construction européenne a toujours été animée par une conviction forte : l'achèvement de l'intégration économique européenne suppose, chaque fois que cela est possible,

la mise en place de mécanismes concurrentiels à l'échelle européenne. Les États membres doivent cependant veiller à la gestion des transitions nécessaires par des mesures temporaires adéquates, tout en s'inscrivant dans la logique commune à laquelle ils ont adhéré. Le marché de l'électricité européen est aujourd'hui une réalité, même s'il est encore loin du marché unique et si son fonctionnement doit être amélioré sur de nombreux points. C'est beaucoup moins le cas s'agissant du marché du gaz, du fait notamment des modalités d'approvisionnement de l'Union européenne : pour l'essentiel, des fournitures, à des prix pratiquement identiques, par un petit nombre de producteurs, sur la base de contrats à très long terme avec les opérateurs historiques, ne laissent guère de place à la concurrence.

## 2.1

### **Les dysfonctionnements qui persistent après la mise en place des mécanismes d'ouverture et de régulation des marchés de l'électricité et du gaz invitent à s'interroger sur le degré de compétition réelle entre acteurs du marché**

Les directives de 1996 pour le marché de l'électricité et de 1998 pour le marché du gaz, complétées par les directives de 2003, n'ont posé que des principes généraux : suppression des monopoles nationaux de production et de vente de l'électricité et du gaz, libre accès des utilisateurs aux réseaux pour permettre, à terme, à tout consommateur de choisir son fournisseur, indépendance des gestionnaires de réseaux – d'abord fonctionnelle, puis juridique avec la deuxième directive –, mise en place dans chaque pays d'une instance de régulation pour veiller à l'accès libre et non discriminatoire aux réseaux et régler les différends.

Restait donc un large champ libre dans le cadre de la transposition des directives dans les différents droits nationaux. Restait également un large champ d'initiative pour les acteurs du marché, au premier rang desquels les régulateurs et les gestionnaires de réseaux, pour harmoniser les conditions et les tarifs d'accès, définir des règles de fonctionnement et de bonne conduite, sous l'œil vigilant de la Commission. Il faut également rappeler que la création des marchés de court terme et des marchés à terme associés (Powernext, EEX, par exemple, pour l'électricité), qui servent de référence aujourd'hui sur les marchés de gros, a été le fait de démarches volontaires d'un certain nombre d'acteurs qui souhaitaient mettre fin à l'anarchie et à l'opacité des transactions qui régnaient au début de l'ouverture des marchés.

Subsistent pourtant, en matière de prix de l'électricité, deux interrogations plus fondamentales, compte tenu des spécificités du système électrique français.

#### **■ Les prix de marché ne sont-ils pas trop élevés du fait d'une concurrence insuffisante entre les grands opérateurs ?**

Les grands consommateurs qui ont pu, les premiers, faire jouer leur éligibilité ont bénéficié durant quelques années de prix particulièrement favorables, dans un système électrique européen globalement surcapacitaire. La structuration des marchés, les décisions prises par les producteurs de déclasser ou de mettre « sous cocon » leurs équipements de production les moins performants (dont le maintien en exploitation n'était plus justifié compte tenu du niveau des prix de marché) ainsi

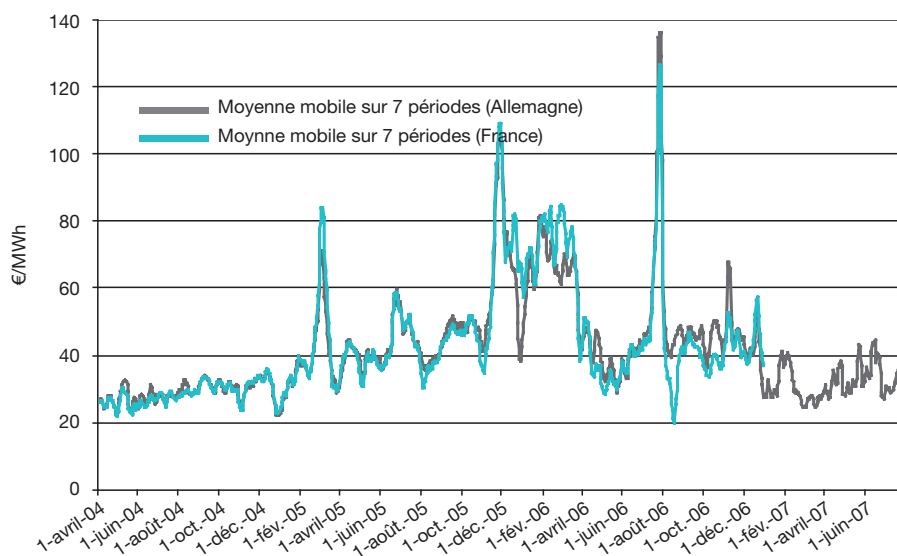
que l'augmentation de la demande en Europe ont ensuite conduit à un redressement rapide des prix « spot » (prix instantanés du marché) et à terme. Les évolutions récentes du prix des hydrocarbures (voir graphique n° 12) et la répercussion partielle des premières cotations des droits d'émission de CO<sub>2</sub> ont encore très fortement amplifié ce redressement.

Sans doute y aurait-il beaucoup à dire – et la Commission européenne elle-même le signale dans les derniers documents publiés – sur les imperfections du fonctionnement actuel du marché, sur son caractère oligopolistique, sur le rôle rigidifiant que joue, sur le marché à terme, une agence de cotation en situation de quasi-monopole. Ainsi la représentativité déjà peu importante des échanges publics sur Powernext au regard des seuls volumes d'échanges est d'autant plus limitée que la liquidité du marché est faible. Ceci conduit à considérer que le prix affiché sur Powernext ne constitue pas une référence robuste pour les ventes à terme et que le rôle directeur que joue ce prix semble d'autant moins justifié que l'échéance de livraison est éloignée.

Il convient cependant de garder présents à l'esprit deux points de repère :

- L'interconnexion entre la France et l'Allemagne n'étant que rarement congestionnée, soit grâce au bon fonctionnement des marchés, soit du fait de la stratégie des opérateurs dominants, l'alignement quasi permanent des prix de court terme d'une part et des prix à terme d'autre part sur les marchés français et allemands est la conséquence logique d'un fonctionnement normal des marchés.
- Si les prochains investissements de centrales de base devaient se réaliser avec des centrales à combustibles fossiles, le prix de base du kilowattheure pourrait être de l'ordre de 50 à 60 euros dans le contexte actuel.

**Graphique n° 12 : Évolution des prix « spot » en base sur Powernext et EEX (moyenne glissante sur sept jours)**



Sources : EEX et Powernext

### ■ Les prix de vente au consommateur final doivent-ils être obligatoirement calés sur les prix de marché de gros ?

Cette question peut paraître saugrenue en bonne orthodoxie économique. Pourtant, elle se pose avec acuité. D'une part, il n'est pas acquis que les signaux des marchés reflètent une concurrence parfaite ; d'autre part, pour la majorité des grands producteurs européens en place, dont EDF, les prix de revient moyens du MWh seront sans doute sensiblement inférieurs à des prix de marché qui refléteraient le coût de développement – CO<sub>2</sub> compris – d'une unité de production moderne brûlant du charbon. Si les prix de vente étaient calés sur les prix de marché de gros, il en résulterait des profits substantiels, sans réelle justification économique, pour les producteurs en place et des hausses importantes de prix pour le consommateur final, pénalisantes pour les entreprises soumises à la concurrence internationale et difficilement acceptables socialement par les consommateurs domestiques. *A contrario*, le maintien à grande échelle de tarifs administrés significativement inférieurs aux prix de marché – pratique qui n'est pas spécifiquement française – distord le jeu de la concurrence et interdit une ouverture réelle des marchés. En d'autres termes, ils font disparaître les bénéfices attendus de l'instauration de la concurrence en termes d'efficacité économique et de pertinence des signaux de prix.

## 2.2 Les mécanismes de marché ne règlent pas le problème de la sécurité d'approvisionnement

■ **Dans le cas de l'électricité**, énergie secondaire, la sécurité d'approvisionnement est tributaire de la sécurité d'approvisionnement en énergie primaire ; au-delà :

- *La réalisation d'un marché électrique européen* mieux intégré que naguère a mis en évidence l'existence de surcapacités inutiles et coûteuses. Elle permet donc, en principe, d'obtenir à court terme une meilleure sécurité de fourniture à moindre coût. Mais l'ouverture à la concurrence de l'activité de production, l'évolution de sa composition et la séparation entre production et réseaux qui en est le corollaire ont compliqué l'exploitation d'un système de plus en plus complexe par rapport à une situation antérieure où l'exploitant en situation de monopole pilotait simultanément et directement la gestion en temps réel, sur son territoire, des moyens de production et des réseaux. Plus que jamais, une étroite coordination des gestionnaires de réseau est indispensable pour tirer avantage de l'intégration du système électrique européen, sans courir le risque de black-out hautement dommageable et qui ne manquerait pas d'être imputé, à tort ou à raison, à la nouvelle organisation du marché. À cette fin, la Commission européenne propose la création d'un *centre européen de coordination de l'électricité* chargé d'harmoniser les règles de fonctionnement des échanges transfrontaliers et de garantir la sûreté de fonctionnement du système électrique européen.

- À moyen terme, *la sécurité d'alimentation* suppose que les équipements de production et de transport nécessaires pour faire face, avec les marges de sécurité convenables, aux évolutions de la demande soient mis à la disposition du système européen de production et de transport en quantité et en temps voulus. Or, pour différentes raisons qu'il n'y a pas lieu de détailler ici, les prix de marché ne donnent

que des signaux faibles et imprécis sur la nécessité d'investir pour assurer la sécurité du système<sup>13</sup>. Les directives électriques ont bien identifié ce problème puisqu'elles laissent aux États membres la possibilité d'organiser des appels d'offres pour la réalisation de capacités de production considérées comme nécessaires pour la sécurité d'alimentation dans le cas où le marché ne les générerait pas spontanément.

Mais là encore, une coordination efficace est indispensable. C'est pourquoi il est proposé dès maintenant que soient établis *a minima*, dans chaque pays et selon des méthodes homogènes, *des bilans prévisionnels sur l'équilibre production/consommation à long terme* destinés à être consolidés au niveau communautaire. Un groupe formel de gestionnaires de réseaux serait chargé de définir les spécifications techniques relatives à la sécurité des systèmes électriques.

Dans le même esprit, il est proposé que soit élaborée *une programmation pluriannuelle des investissements (PPI) dans les réseaux de transport de gaz et d'électricité d'intérêt européen* qui contribuent à la solidarité entre réseaux, au bon fonctionnement du marché intérieur et à la sécurité des approvisionnements.

■ **Dans le cas du gaz**, le marché européen est encore largement dominé par les pratiques historiques : des contrats d'approvisionnement de très longue durée, en « *take or pay* », entre, d'une part, un petit nombre de fournisseurs – les plus importants étant situés hors de l'Union européenne, en Russie, Norvège et Algérie – et, d'autre part, des opérateurs historiques dominant leur marché national. Les prix de ces contrats sont indexés sur les prix des produits pétroliers rendus chez le consommateur, et les grandes artères de transport servent essentiellement à l'acheminement du gaz faisant l'objet de ces contrats. Les prix du gaz rendu dans chaque pays sont sensiblement égaux puisque les prix des produits pétroliers le sont eux-mêmes.

Cette organisation laisse peu de place à la concurrence. Le seul marché qui fonctionne est celui de la Grande-Bretagne où s'échangent principalement les productions locales. La sécurité d'approvisionnement est recherchée pays par pays dans l'adaptation des contrats de long terme à la demande prévisible. Les quantités disponibles de « gaz concurrentiel » – c'est-à-dire de gaz acquis à des prix suffisamment attractifs en dehors des contrats de long terme – sont faibles et dépendantes des écarts de prix entre l'Amérique du Nord et l'Europe. Le passage récent de la Grande-Bretagne de la qualité d'exportateur à celle d'importateur a aggravé la situation.

Tant que ce contexte existe, les mécanismes de marché ne peuvent jouer qu'un rôle négligeable, voire nul, pour assurer la sécurité d'approvisionnement.

13 - Qui pourrait dire en regardant la courbe de l'encadré précédent ou même les cotations à terme correspondantes, qu'il est nécessaire pour la sécurité du système électrique européen de disposer de nouvelles capacités de production dans trois ans et qu'elles seraient mieux placées en Allemagne qu'en France, ou l'inverse ?



## 3 Le marché des droits d'émission de CO<sub>2</sub> doit devenir efficace sans dégrader la compétitivité européenne

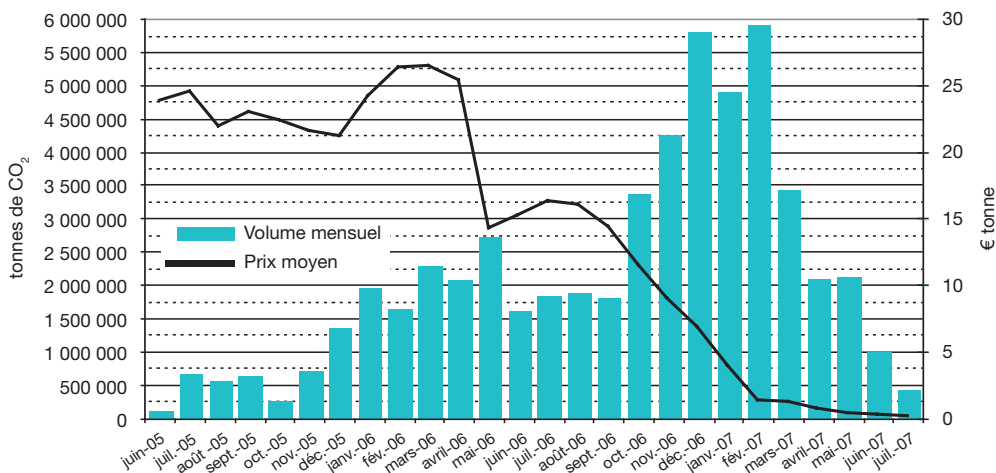
L'extension de mécanismes de marché à de nouvelles problématiques, telles que la maîtrise dans les meilleures conditions d'efficacité économique des émissions de gaz à effet de serre, a été ressentie comme allant de soi.

Les difficultés rencontrées lors de la première période de fonctionnement de ce marché trouvent leur origine non dans son principe même, mais bien dans des modalités de mise en œuvre dans le cadre d'une application beaucoup trop extensive du principe de subsidiarité.

### 3.1 Les débuts du fonctionnement du marché se sont révélés peu significatifs, les prix reflétant les erreurs commises plus que l'économie du secteur

- Un marché étroit, spéculatif et volatil : il ne concerne actuellement que cinq secteurs et une quarantaine d'acteurs ; entre août 2005 et août 2006, les échanges journaliers ont été en moyenne de l'ordre de 8 000 tonnes de CO<sub>2</sub> seulement.
- Un calage initial des quotas globalement inadéquat : lorsqu'on a pu faire plus précisément la comparaison des quotas avec les émissions réelles, le marché s'est brusquement effondré en avril 2006, le prix de la tonne de CO<sub>2</sub> chutant de près de 27 euros à 15 dollars en quelques jours pour remonter ensuite quelque peu et se stabiliser durant quelques mois aux environs de 15-16 euros, malgré une contrainte globale faible (voir graphique n° 13). Il a ensuite atteint, début 2007, des niveaux historiquement bas (moins d'un euro, les cotations s'opérant à deux ou trois chiffres après la virgule). Il faut sans doute y voir la conséquence des possibilités très limitées de transfert des quotas d'une « période » du dispositif à la suivante : à l'approche de l'échéance d'une période, les quotas tendent à perdre leur valeur ou au contraire à devenir très chers.

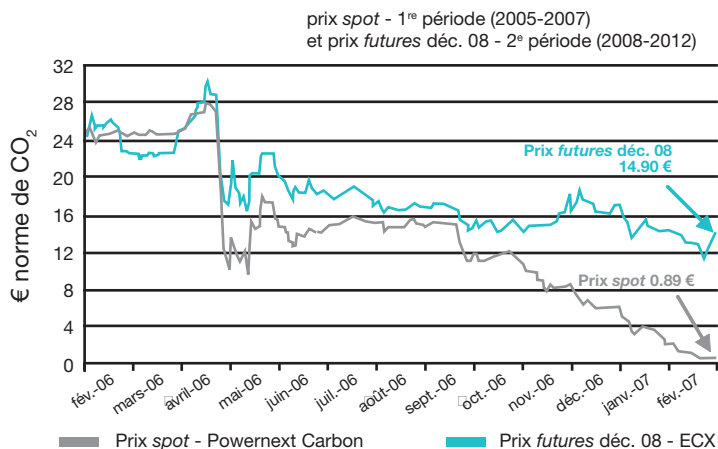
**Graphique n° 13 : Évolution du volume des transactions et du prix moyen de la tonne de carbone sur le marché CO<sub>2</sub> (juin 2005-juillet 2007)**



Source : Powernext Carbon Statistics, 25 juillet 2007

- Une absence de visibilité à moyen terme : c'est ainsi, par exemple, que l'évolution des prix des *futures* pour décembre 2008 entre février 2006 et septembre 2006 a été pratiquement calquée sur l'évolution des prix *spot* sur la même période.

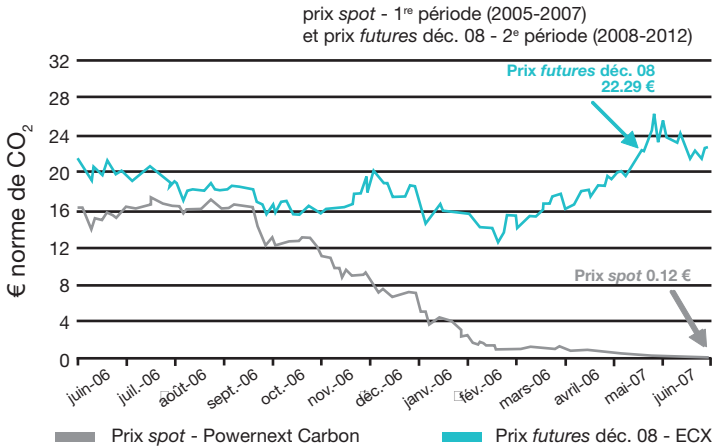
**Graphique n° 14 : Évolution des prix *spot* et *futures* du CO<sub>2</sub> (février 2006-février 2007)**



Source : « Tendances carbone » (Powernext Carbon ; Mission climat de la Caisse des dépôts et consignations)

On trouvera ci-après, à titre d'information, le même graphique actualisé jusqu'en juin 2007.

**Graphique n° 15 : Évolution des prix *spot* et *futures* du CO<sub>2</sub> (juin 2006-juin 2007)**



Source : « Tendances carbone » (Powernext Carbon ; Mission climat de la Caisse des dépôts et consignations)

### 3.2 Les pratiques actuelles ont des effets pervers

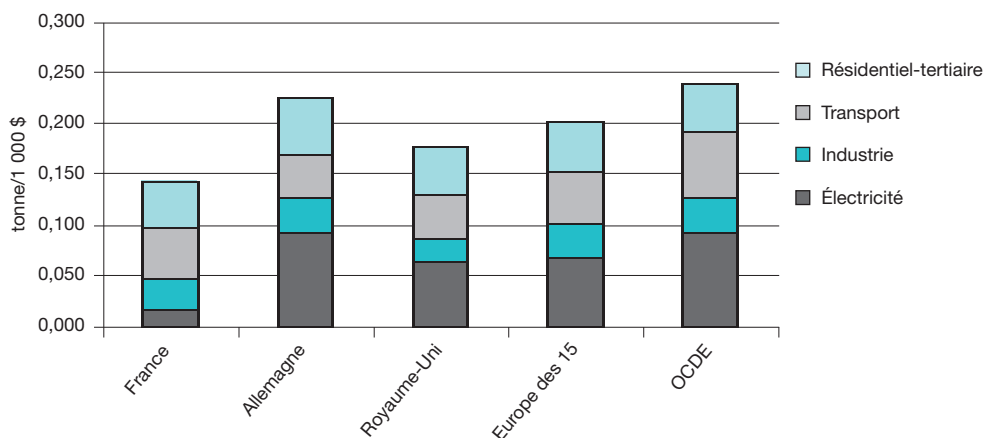
- Après une période pendant laquelle le prix du CO<sub>2</sub> n'était que partiellement ajouté au prix *spot* de l'électricité, on a observé sur les marchés organisés une répercussion à peu près intégrale. Nombre de producteurs d'électricité, même fortement émetteurs de CO<sub>2</sub>, ont reçu des droits d'émission gratuits (cas de l'Allemagne et, dans une moindre mesure, de la France) et bénéficient d'une « rente de situation » injustifiée, d'autant plus importante qu'ils sont plus pollueurs en CO<sub>2</sub>.

Dans le cas de la France, grâce à l'hydraulique et au nucléaire, les émissions de CO<sub>2</sub> dues à la production d'électricité sont beaucoup plus faibles que la moyenne (voir graphique n° 16). Est-il normal que nos concitoyens, qui ont accepté la réalisation d'un programme nucléaire sans équivalent en Europe, soient pénalisés dès aujourd'hui ou à terme, en tant que consommateurs, par un prix de marché de gros de l'électricité, surchargé d'un coût de CO<sub>2</sub> calé sur le coût des émissions des plus mauvaises centrales européennes ? On peut légitimement penser qu'une correction s'impose. Elle pourrait consister en un mécanisme visant à déduire de la facture d'électricité des consommateurs finaux situés en France et qui ont exercé leur éligibilité la part du prix de gros de l'électricité correspondant à l'impact dans le prix de marché des permis d'émission de CO<sub>2</sub><sup>14</sup>. Telle n'est cependant pas la voie empruntée par la France, qui

14 - Le calcul de la déduction pourrait être confié à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) et viendrait en déduction de la redevance (CSPE) acquittée par les consommateurs concernés pour contribuer au mécanisme de compensation des charges de service public de l'électricité.

a préféré privilégier les tarifs réglementés, avec l'inconvénient de méconnaître les principes d'ouverture du marché et de réduire au passage les trop modestes effets de la concurrence étrangère en France.

**Graphique n° 16 : Émissions de CO<sub>2</sub> rapportées au PNB en 2005**



Source : Agence internationale de l'énergie

- Le marché du CO<sub>2</sub> européen risque, même après 2008, de n'avoir qu'un impact limité sur les décisions d'investissement, notamment dans le secteur électrique. Au-delà du manque global de lisibilité à moyen terme déjà signalé – l'après-2012 (Kyoto) est une période de totale incertitude qui rend impossible d'anticiper les décisions d'investissement nécessaires –, l'usage abusif du principe de subsidiarité risque de donner lieu à des anomalies flagrantes induisant distorsions de concurrence et quasi-neutralisation du signal prix que pourrait donner le marché européen du CO<sub>2</sub>, même imparfait. C'est ainsi qu'en Allemagne, une centrale au charbon fonctionnant en base pourrait, dans le prolongement des errements actuels, bénéficier d'une allocation de permis d'émission gratuits durant quatorze ans et que, dans l'hypothèse de son renouvellement, la nouvelle unité bénéficierait, quelles que soient ses performances, d'un transfert de quatre années d'allocation de droits d'émission gratuits !

Il est donc absolument nécessaire, sans renoncer au principe d'une régulation par le marché, de revoir en profondeur le dispositif actuel. Cette refonte du marché devrait obéir aux principes suivants, qui pourraient inspirer la position française tant au plan européen que dans les nécessaires négociations de l'après-2012 (Kyoto) :

- Les mécanismes de quotas de CO<sub>2</sub> doivent pouvoir s'appliquer à d'autres secteurs de l'économie ; l'exonération de certains secteurs est inexplicable

à l'opinion comme aux professionnels et rend illusoire l'atteinte des objectifs fixés. Cet élargissement doit être progressif et susciter la vigilance quant à ses conséquences économiques et sociales ; mais son principe, inéluctable, doit être affirmé de façon réaliste mais résolue.

- Les normes communautaires obligent à l'allocation gratuite d'au moins 90 % des quotas. L'absence de valeur de ces quotas – que reflètent désormais les prix de marché – devrait inciter à la révision de ces règles. En tout état de cause, *il est impératif de s'engager, dans toute l'Union européenne, dans la vente des 10 % possibles*, en ciblant soigneusement les secteurs et en portant les prix initiaux à des niveaux assurant l'efficacité de l'instrument comme vecteur de décisions d'investissement économisant le CO<sub>2</sub> (sous réserve qu'il ne soit pas possible d'y échapper par une délocalisation).
- *L'affichage des objectifs de long terme* et la possibilité de reporter les quotas d'une période sur l'autre (ce qui permet de développer le stockage des quotas et de valoriser cette épargne) constituent des améliorations substantielles.

### 3.3

#### **L'intégration du coût des droits d'émission en Europe risque de dégrader la compétitivité économique des entreprises européennes et impose de se prémunir contre les risques de dumping environnemental qui avantagent les industries des pays ne partageant pas cette discipline**

Il est clair que le coût des droits d'émission incorporés, directement ou indirectement, dans les biens produits sur le territoire de l'UE détériore la compétitivité des entreprises européennes sur les marchés internationaux, dès lors que n'existent pas de contraintes juridiques ou de mécanismes de taxation équivalents dans les pays concurrents. Au-delà de ses effets macroéconomiques globaux, cette distorsion de concurrence, qui est évidemment d'autant plus importante que le « contenu en émissions de CO<sub>2</sub> » des produits en cause – pour autant qu'il soit possible de l'évaluer – est élevé, pourrait conduire, dans certains secteurs sensibles, à des délocalisations et à des pertes d'emplois.

La bonne réponse serait l'existence d'un marché mondial des droits d'émission qui, s'il fonctionnait correctement, aurait la vertu non seulement de gommer les distorsions de concurrence, mais aussi d'assurer une meilleure cohérence au niveau mondial des politiques de maîtrise des émissions de gaz à effet de serre. Reste que tous les pays ne sont pas prêts à entrer dans cette logique...

La question d'**une taxe extérieure sur le carbone** (TEC) ou de dispositions similaires qui ne pourraient être définies qu'au niveau de l'Union européenne, peut donc légitimement être posée, comme l'avait déjà fait en 2006 le groupe de travail relatif à la division par quatre des émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2050, présidé par Christian de Boissieu (dit groupe Facteur 4).

Les avis sont partagés sur la compatibilité de ce type de dispositif avec les règles de l'Organisation mondiale du commerce (OMC). Quand bien même il serait reconnu licite, cela ne diminue pas la difficulté de sa mise en place (l'évaluation du contenu

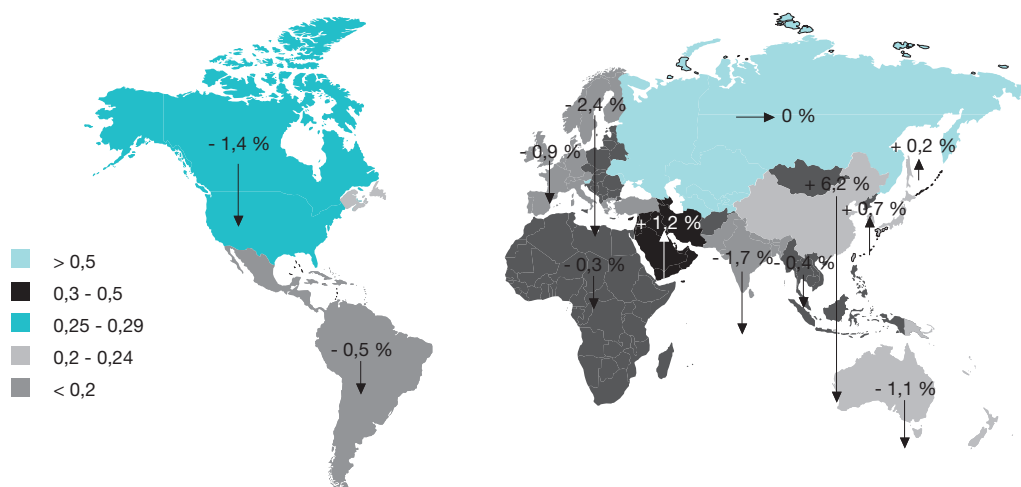
en carbone est complexe) et le risque d'oppositions difficiles à surmonter. Il est préférable – à en juger par les craintes exprimées par les pays non encore engagés dans la lutte contre les GES – de convenir, au sein de l'Union européenne, de clauses de sauvegarde et de demandes d'arbitrage pour lutter contre les abus de position compétitive d'un pays qui jouerait de la non-incorporation dans ses coûts de ceux du CO<sub>2</sub> pour pratiquer un dumping environnemental concernant des produits à fort contenu énergétique.

### 4 Face aux défis énergétiques mondiaux, le « paquet Énergie » de janvier 2007 propose aux membres de l'UE des objectifs ambitieux ; leur concrétisation suppose une répartition des efforts et la mise en place d'instruments qui restent largement à définir

#### 4.1 Le constat : une situation énergétique raisonnable comparée à celle d'autres parties du monde, mais qui s'améliore moins vite qu'ailleurs

■ Globalement, l'Europe occidentale peut apparaître comme relativement vertueuse en termes d'intensité énergétique, mesurée ici – ce qui est imparfait mais suffisant pour notre propos – par le ratio *énergie primaire consommée/PNB*. En revanche, l'évolution de cette intensité a été moins favorable entre 1990 et 2002 (- 0,9 % par an) que celle relevée dans d'autres parties du monde – y compris en Chine (- 6,2 % par an) et en Amérique du Nord (- 1,4 % par an) – qui bénéficient, il est vrai, de marges de manœuvre significatives.

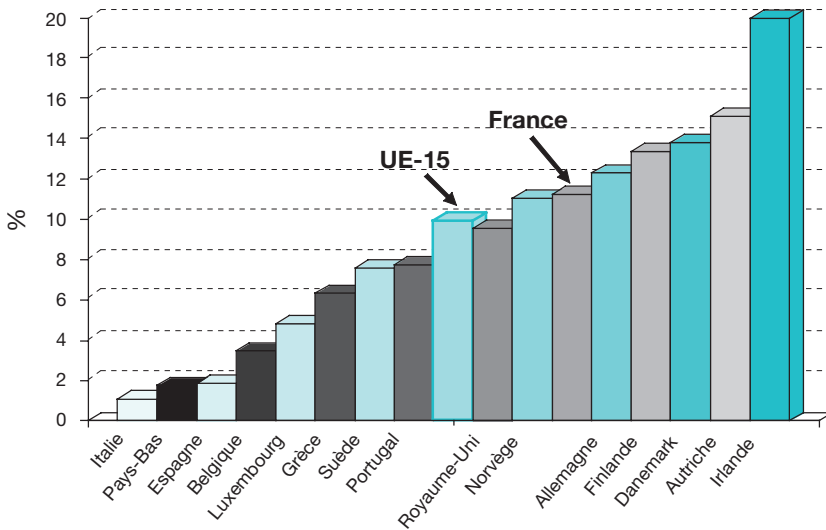
Carte n° 2 : Évolution de l'intensité énergétique entre 1990 et 2002



Source : Enerdata et ADEME / Conseil mondial de l'énergie

Entre 1990 et 2003, l'intensité énergétique des pays de l'UE s'est améliorée de quelque 10 %, mais avec des disparités importantes entre les États membres. La France a fait un peu mieux que la moyenne européenne.

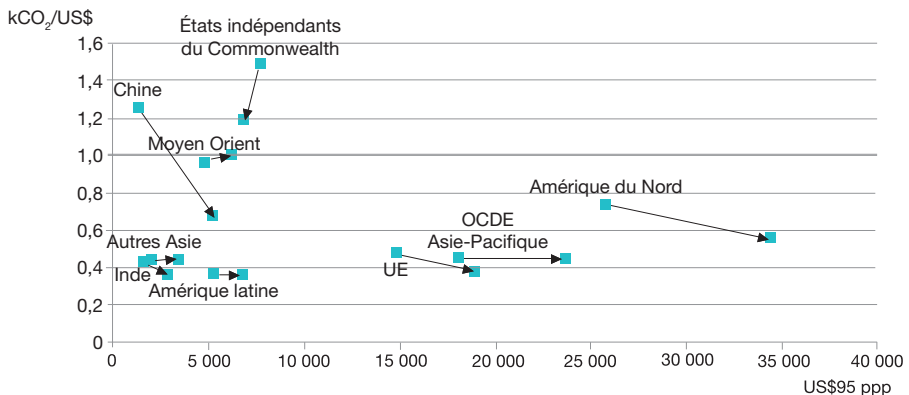
**Graphique n° 17 : L'efficacité énergétique s'est accrue dans tous les États membres (1990-2003)**



Source : ADEME / Projet européen Odyssée – MURE

■ S'agissant de l'intensité  $CO_2$ , mesurée par le ratio tonnes de  $CO_2$  émises/PNB, le constat est similaire : partant d'un niveau situé parmi les meilleurs, l'Europe progresse (réduction de quelque 10 % sur la période), mais moins rapidement que la Chine ou l'Amérique du Nord. Surtout, la bonne performance de l'Europe à 25 en émissions de GES (- 4,9 % de 1990 à 2005) doit être nuancée par l'observation de la même donnée dans l'Europe à 15 (- 0,8 % seulement, et même + 0,3 % en 2003 et 2004).

**Graphique n° 18 : Intensité  $CO_2$  (1990-2005)**



Source : GIEC / ADEME

### 4.2 Le « paquet Énergie » de janvier 2007 propose des objectifs ambitieux en matière de limitation des émissions de gaz à effet de serre, de maîtrise de l'énergie, de développement des énergies renouvelables et d'économies d'énergie

La Commission européenne a présenté, le 10 janvier 2007, ses propositions pour une politique de l'énergie construite à partir des trois axes majeurs que sont : la lutte contre le réchauffement climatique, le renforcement de la sécurité d'approvisionnement et la protection de la compétitivité de l'industrie européenne.

Les orientations formulées sont actuellement en discussion avec les États membres et devraient donner lieu à des propositions législatives avant la fin de 2007. Le tableau n° 6 résume les objectifs de l'Union européenne issus du « paquet Énergie » du 10 janvier 2007, les objectifs existants de l'Union étant rappelés pour mémoire.

#### ■ *La clé de voûte des propositions du « paquet Énergie » du 10 janvier 2007 et des décisions du Conseil de mars 2007 : s'engager à réduire de 20 % les émissions de GES dans l'Union européenne d'ici à 2020*

La Commission européenne a proposé de réduire suffisamment, en Europe, les émissions de gaz à effet de serre (GES), dont le CO<sub>2</sub>, pour limiter la hausse des températures à 2 °C en 2050. Elle a souhaité, à cette fin, « transformer l'Europe en une économie à haut rendement énergétique et à faible taux d'émission de CO<sub>2</sub>, en favorisant une nouvelle révolution industrielle ».

Lors du Conseil européen de mars 2007, les chefs d'État ont décidé de réduire les émissions de GES de l'Union européenne d'au moins 20 % d'ici à 2020 par rapport à leur niveau de 1990 et de porter à 20 % en 2020 la part des énergies renouvelables (EnR) dans le bilan énergétique final européen (elle est actuellement de 9 %) et à 10 % la part des biocarburants dans les transports, aujourd'hui presque nulle. La Commission européenne précise que la réalisation de cet objectif ambitieux implique l'adoption d'objectifs adaptés au potentiel et aux priorités spécifiques de chaque État membre. Chaque État doit donc fixer ses objectifs pour chaque filière d'EnR et la Commission s'assurera, par la suite, de la réalisation de l'objectif global.

Par ailleurs, la Commission propose de défendre, dans les négociations internationales, une réduction de 30 % des émissions des GES des pays industrialisés d'ici à 2020, par rapport à leur niveau de 1990.

Elle propose enfin d'autres objectifs incitatifs :

- Atteindre 20 % d'économies d'énergie en 2020 par rapport à la tendance projetée à cette échéance (soit 13 % par rapport à 2006) ; le plan d'action pour l'efficacité énergétique identifie 75 mesures spécifiques dans dix domaines prioritaires à mettre en œuvre sur une période de six ans, dont les principales sont les suivantes :
  - soutenir le développement des transports publics et des véhicules consommant moins de carburant ;



**Tableau n° 6 : Objectifs de l'Union européenne issus du « paquet Énergie » de janvier 2007 (pour mémoire : objectifs de l'UE existants)**

Thèmes	Textes	Objectifs
Émissions de gaz à effet de serre (GES)	« paquet Énergie »	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Objectif contraignant de 20 % de réduction des GES d'ici à 2020</b> (base 1990*)</li> <li>• <b>Effort à répartir entre les États membres</b></li> <li>• Extension à - 30 % d'ici à 2020 en cas d'accord international post-Kyoto</li> <li>• - 50 % proposés d'ici à 2050 (base 1990) pour tous les pays industrialisés</li> </ul> <p><i>Cette réduction globale des émissions de gaz à effet de serre implique pour l'UE de réduire d'au moins 20 % le volume de CO<sub>2</sub> occasionné par sa consommation d'énergie : d'où une confusion entre objectif de réduction de GES et objectif de réduction de CO<sub>2</sub>, confusion accentuée par le fait que l'unité de mesure commune des GES est la tonne équivalent CO<sub>2</sub>. Les conclusions du Conseil européen de mars 2007 portent exclusivement sur les GES.</i></p>
Énergies renouvelables	« paquet Énergie »	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Objectif global de porter à 20 % la part des sources d'énergie renouvelables dans la consommation intérieure brute d'ici 2020.</b></li> <li>• Objectif souhaité <b>contraignant</b> par la Commission européenne et accepté par les États membres lors du Conseil européen de mars 2007.</li> <li>• Modalités d'application (objectifs sectoriels ou non) et de répartition de l'effort entre États membres (<i>burden sharing</i>) non définies à ce stade.</li> </ul>
	« Énergie pour l'avenir : les sources d'énergie renouvelables - Livre blanc établissant une stratégie et un plan d'action communautaires » COM(97) 599	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Objectif <b>indicatif</b> de 12% d'énergies renouvelables dans la consommation intérieure brute à l'horizon 2010.</li> </ul>
	<i>Directive 2001/77/CE du 27 septembre 2001 relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Objectif indicatif UE de 21 % en 2010 (part de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables dans la consommation brute d'électricité).</b></li> <li>• <b>Effort réparti en objectifs indicatifs nationaux différents selon les États membres.</b></li> </ul>
Économies d'énergie	« paquet Énergie »	Réaffirmation de l'objectif du plan d'action pour l'efficacité énergétique annoncé par la Commission en octobre 2006.
	Plan d'action pour l'efficacité énergétique : réaliser le potentiel (octobre 2006)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Objectif indicatif de réalisation du potentiel d'économies, estimé à 20 % de la consommation annuelle d'énergie primaire de l'UE par rapport aux projections pour l'année 2020.</b></li> </ul> <p><i>Si rien n'est fait, la consommation totale de l'UE atteindra 1 900 Mtep en 2020. L'objectif, grâce à une économie d'énergie de 20 %, est de ramener cette consommation au niveau de 1990, soit environ 1 520 Mtep.</i></p>
	<i>Directive 2006/32/CE relative à l'efficacité énergétique dans les utilisations finales et aux services énergétiques</i>	<i>Objectif indicatif de 9 % (ou plus au niveau national) d'économies d'énergie entre 2006 et 2015 (Résultat des économies d'énergie annuelles cumulées et réalisées pendant les neuf années de la période d'application de la directive).</i>
Transports (biocarburants)	« paquet Énergie »	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Objectif minimal d'incorporation des biocarburants à hauteur de 10 % de la consommation totale d'essence et de gazole dans les transports en 2020.</b></li> <li>• Objectif <b>souhaité contraignant</b> par la Commission européenne et accepté par les États membres lors du Conseil européen de mars 2007.</li> </ul>
	<i>Directive 2003/30/CE visant à promouvoir l'utilisation de biocarburants ou autres carburants renouvelables dans les transports</i>	<i>Objectifs indicatifs nationaux afin de remplacer des volumes de carburant utilisés dans les transports par des biocarburants sur la base de valeur de référence :</i> - 2 % d'ici à 2005, - 5,75 % d'ici à 2010.

\* L'année de base pour le CO<sub>2</sub>, le CH<sub>4</sub> et le N<sub>2</sub>O est 1990 pour tous les États membres ; pour les gaz fluorés, douze États membres ont choisi 1995 comme année de base, alors que l'Autriche, la France et l'Italie ont choisi 1990.

- assurer que les consommateurs supportent les coûts réels des transports individuels ;
- renforcer les normes de consommation et l'étiquetage des appareils et équipements ;
- améliorer la performance des bâtiments existants et prévoir des normes « très basse énergie » pour la construction de nouveaux bâtiments ;
- améliorer l'efficacité de la production, du transport et de la distribution de chaleur et d'électricité ;
- conclure un nouvel accord international sur l'efficacité énergétique dans le cadre de l'OCDE afin de restreindre l'utilisation de produits qui ne satisfont pas à des normes minimales.

- Accroître l'effort de recherche, grâce à l'élaboration en 2007 d'un plan stratégique européen de R & D sur l'énergie.

- Développer les technologies de captage et stockage du CO<sub>2</sub>. La Commission considère que l'Union doit jouer un rôle de premier plan dans ce domaine. Elle souhaite donc engager, dès 2007, l'étude d'un plan stratégique européen de R & D sur l'énergie en vue, notamment, de construire et d'exploiter, d'ici à 2015, dix à douze centrales thermiques de démonstration avec captage et stockage du carbone (CSC) et de voir à quel horizon ces systèmes pourront être généralisés.

La Commission européenne constate qu'un tiers de l'électricité et 15 % de l'énergie consommée dans l'Union proviennent du nucléaire et que la filière électronucléaire est, de ce fait, un instrument efficace de réduction des émissions de CO<sub>2</sub>.

Elle rappelle toutefois que le choix du mix énergétique appartient aux États membres. Et en même temps, elle souligne qu'une éventuelle baisse de la part de l'électronucléaire dans l'Union supposerait l'introduction concomitante d'autres sources d'énergie aussi peu émettrices de CO<sub>2</sub> afin d'atteindre les objectifs fixés en matière de réduction des émissions de CO<sub>2</sub>.

■ **Le deuxième pilier du « paquet Énergie » est le renforcement de la sécurité des approvisionnements en énergie**

Sur le plan des approvisionnements extérieurs, la Commission propose :

- d'adopter une politique énergétique internationale qui défende activement les intérêts de l'Europe ;
- d'approfondir le dialogue avec les pays producteurs et les pays de transit ;
- de coordonner efficacement les objectifs des États membres afin de parler « d'une seule voix » ;
- de mettre en œuvre un véritable partenariat stratégique dans l'énergie entre l'Europe et les régions voisines ;
- de diversifier les approvisionnements et les routes d'acheminement ;
- de développer de nouvelles infrastructures énergétiques (infrastructures de transport d'électricité et de gaz, stockages stratégiques, infrastructures GNL, etc.) ;
- de renforcer les mécanismes de solidarité en cas de crise, grâce notamment au réseau de « correspondants énergie » et au groupe de coordination pour le gaz, prévu par la directive relative à la sécurité d'approvisionnement dans le gaz ;
- de mettre à l'étude la création de stocks stratégiques pour le gaz.

À l'intérieur de l'Europe, la Commission souhaite renforcer les mécanismes de solidarité en cas de crise et notamment d'améliorer la gestion des stocks stratégiques européens de pétrole coordonnés avec ceux des autres pays de l'OCDE dans le cadre de l'AIE, et de créer des stocks stratégiques de gaz.

La Commission propose que des bilans prévisionnels pluriannuels sur l'équilibre offre/demande d'électricité et de gaz soient établis pour chaque État membre et consolidés à l'échelle de l'Union européenne pour anticiper les pénuries et construire à temps les nouvelles infrastructures de production, de transport et de stockage.

Par ailleurs, la Commission prône l'adoption d'un plan d'interconnexion prioritaire afin, notamment, de répertorier les infrastructures manquantes, de nommer des coordinateurs européens pour contribuer à la progression des projets d'interconnexion d'intérêt européen en difficulté et d'encadrer les délais des procédures pour réaliser de tels projets.

L'harmonisation des règles de sécurité passerait par la création d'une structure européenne des gestionnaires de réseaux de transport, chargée de proposer des règles de sécurité communes à toute l'Union, opposables après approbation dans le cadre de la comitologie européenne (mise en place par l'article 30 de la directive de 2003 sur le gaz et l'article 13 du règlement n° 1223-2003 sur les échanges transfrontaliers d'électricité) et de mieux coordonner la gestion des réseaux.

■ ***Enfin, troisième pilier des propositions, l'amélioration de la compétitivité du marché européen, dans le droit fil de la Stratégie de Lisbonne, emprunterait plusieurs voies***

- *Renforcement de la séparation entre réseaux et production* dans l'électricité et le gaz (selon deux options, la première ayant la préférence de la Commission : soit la séparation de propriété entre les entreprises de réseaux et les entreprises de production et de commercialisation, soit la création d'un opérateur de réseau indépendant).
- *Renforcement de l'efficacité de la régulation*, en étudiant trois options :
  - le renforcement de la coopération entre les régulateurs nationaux, l'extension de leur mission à certains objectifs communautaires et l'introduction d'un mécanisme d'approbation, par la Commission européenne, des mesures ayant un impact sur le marché intérieur de l'énergie ;
  - le renforcement des compétences de l'ERGEG (European Regulators' Group for Electricity and Gas) qui aurait le pouvoir d'encadrer les décisions relatives aux échanges transfrontaliers des régulateurs nationaux et des acteurs des marchés (option dite « ERGEG+ ») ;
  - la création d'un régulateur européen ayant le pouvoir de réglementer tous les mécanismes afférents aux échanges transfrontaliers.
- *Renforcement de la transparence des marchés* (par la publication de la liste minimale des informations qui devraient être publiées par les opérateurs).

### 4.3 Les voies et moyens de l'atteinte de ces objectifs doivent être précisés et renforcés pour éviter les déceptions de la période récente

- *En ce qui concerne l'objectif de réduction des GES de 20 % à 30 % en 2020 par rapport à 1990, dont on a dit la difficulté qu'il représente, son affirmation et son caractère contraignant doivent être renforcés et son atteinte dominer l'ensemble des autres objectifs, qui ne doivent être que de second rang.*

Pour l'avenir, il convient de s'interroger sur la pertinence de la référence au niveau d'émission de gaz à effet de serre relatif à l'année 1990. La disparité des situations des différents États membres à cette époque rend nécessaire de difficiles négociations afin d'apprécier l'effort que chacun doit réaliser pour respecter l'objectif global de réduction. **Il serait plus simple et plus équitable de retenir un objectif unique d'émission de GES par habitant (ou par unité de produit intérieur brut), pour l'ensemble des États membres, à un horizon à fixer, et d'imposer un pourcentage commun à tous de réduction de l'écart avec l'objectif.**

Dans l'immédiat, l'enjeu majeur sera celui du remède aux dysfonctionnements du marché du CO<sub>2</sub>, abordés ci-dessus, notamment par la nécessaire extension aux secteurs actuellement non concernés, en premier lieu le transport aérien.

- *En ce qui concerne l'objectif d'énergies renouvelables (EnR) affiché, il aurait été préférable de lui substituer un objectif de sources de production n'émettant pas de GES lors de leur fonctionnement. La France – avec les pays qui partagent les avantages d'un parc comportant du nucléaire – milite pour que la composante « absence d'émission de GES » des parcs soit prise en compte plutôt que la seule variable « EnR », qui favorise abusivement, en perdant de vue l'objectif global recherché de diminution des émissions de GES, certains pays européens dont la vertu en « renouvelables » tend à masquer des rejets massifs de CO<sub>2</sub> par habitant ou par unité de PIB. Les conclusions du sommet du Conseil européen de la mi-mars 2007 vont d'ailleurs en ce sens. En tout état de cause, la proposition « 20 % d'EnR en 2020 dans la consommation d'énergie finale » apparaît ambitieuse, mais pas hors de portée comme le montrent les scénarios examinés dans le cadre du groupe 5 de la commission consacré aux scénarios énergétiques (en France, elle nécessite une forte pénétration des biocarburants et un développement massif de l'éolien, lequel sera difficile à gérer en termes d'exploitation du système électrique, indépendamment de sa recevabilité par l'opinion).*

Il manque sur la période un plan d'action européen visant – *via* la politique de **normalisation** où sa plus-value est réelle et garantit l'égalité des conditions de concurrence sur les marchés – le retrait progressif des matières, matériaux, matériels et équipements les plus consommateurs d'énergie. Il serait possible, dans l'immédiat, d'interdire par exemple les matériels dont la position « veille » ne peut être interrompue, ou de retirer du marché les appareils les plus consommateurs (au demeurant souvent importés de pays ne souscrivant aucun engagement en matière de réduction des GES). Des débats analogues sont en cours pour abaisser les normes d'émission des véhicules particuliers, qui opposent les industries automobiles des divers pays

(particulièrement ceux disposant de fabricants de grosses cylindrées), montrant tout l'intérêt – et la difficulté – de l'intervention européenne à ce stade. Un calendrier de réduction des émissions des véhicules sur longue période aiderait sans doute les constructeurs à orienter leurs investissements.

**Le principe de subsidiarité** devrait conduire à privilégier, pour la mise en œuvre de l'objectif majeur de réduction des GES, **la liberté de choix nationale** quant aux mesures les mieux adaptées, là où la fixation d'objectifs communautaires n'apporte pas de valeur ajoutée décisive. L'UE donnerait ainsi plus de chance à chacun d'atteindre les objectifs fixés dans des conditions économiquement et socialement acceptables. La principale interrogation demeure celle des effets sur la compétitivité de l'Europe et les moyens de la préserver. Moins ambitieux et au demeurant très réalistes, **les objectifs en matière de sécurité d'approvisionnement** ne suscitent pas de réserve autre que sur les moyens de parvenir aux buts énoncés. La Commission européenne partage le constat des imperfections du marché pour garantir les investissements nécessaires. Elle appelle une généralisation du système déjà existant en France de *bilan prévisionnel des investissements de capacité* pour l'électricité et un meilleur développement des réseaux. L'utilisation des pouvoirs de la Commission en matière de concurrence, pour s'assurer de l'honnêteté de la compétition sur le marché et de la réalité du bon fonctionnement des signaux de prix du marché, compléterait utilement ces orientations. De même, l'attention sur les capacités de production permettant de faire face aux pointes européennes de consommation pourrait être satisfaite si l'on se donnait les moyens de réduire ces pointes de consommation. Enfin, la répétition depuis dix ans de l'importance des réseaux devrait finir par déboucher sur la mise en place de procédures coordonnées transfrontalières qui se substitueraient aux procédures nationales, notamment lorsqu'elles ont pour objet de réduire les émissions de GES, en imaginant *une utilité publique environnementale européenne* permettant de surmonter les oppositions des contextes locaux ou nationaux à des infrastructures dont le défaut est chaque jour plus criant.

## 5 La politique européenne des transports à la recherche de la mobilité durable

### 5.1 Le réexamen en 2006 du Livre blanc de 2001 conduit à une inflexion significative des objectifs prioritaires

La Commission européenne a présenté en 2001 un Livre blanc sur la politique des transports, intitulé *La Politique européenne des transports à l'horizon 2010 : l'heure des choix*, afin de rechercher la mise en œuvre d'une politique de mobilité durable en répondant à quatre défis :

- l'augmentation continue du transport de marchandises et de passagers ;
- la congestion des grands itinéraires européens ;
- la pollution causée par les transports ;
- les problèmes liés à la sécurité et à la qualité de vie.

Pour y répondre, le Livre blanc de la Commission établissait plusieurs objectifs :

- découpler l'augmentation constante de la mobilité et la croissance économique ;
- renverser l'équilibre entre les modes de transport d'ici à 2010, en diminuant la demande dans le secteur des transports routiers grâce à des mécanismes de tarification, en revitalisant les autres modes de transport comme les transports ferroviaire, maritime et fluvial et en développant l'intermodalité ;
- adopter un système de taxation qui reflète le véritable coût du transport, y compris les coûts externes comme ceux des dommages causés à l'environnement, la congestion du trafic ou les accidents aux personnes ;
- rendre les systèmes de transport plus efficaces et plus sûrs.

Le 22 juin 2006, la Commission européenne a publié l'examen à mi-parcours du Livre blanc intitulé *Pour une Europe en mouvement – mobilité durable pour notre continent*. Quatre infléchissements méritent d'être notés :

■ **La prise en compte des effets environnementaux** : la Commission met en avant la nécessité de découpler l'évolution des transports de personnes et de marchandises de leurs conséquences négatives, en particulier de leurs impacts environnementaux, alors que le Livre blanc de 2001 établissait comme principal objectif de « *découpler l'augmentation constante de la mobilité et des besoins de transport et la croissance économique* ».

■ **Le transfert modal** : la priorité du document initial était de rééquilibrer les modes de transport d'ici à 2010, en diminuant la demande dans le secteur des transports routiers grâce à des mécanismes de tarification et en revitalisant les autres modes de transport comme les transports ferroviaire, maritime et fluvial. La Commission maintient le « transfert modal » comme une priorité, mais elle semble mettre davantage l'accent sur la « co-modalité », ou l'utilisation optimale de tous les modes de transport. La co-modalité peut être obtenue en facilitant le passage d'un mode de transport à l'autre grâce à l'harmonisation des standards entre les transports routier, maritime, ferroviaire et fluvial et l'intégration de différents modes de transport dans des chaînes logistiques efficaces. Il s'agit de l'objectif d'un plan d'action sur la logistique que la Commission doit adopter en 2007.

■ **L'efficacité énergétique** : le transport représente 71 % de la consommation de pétrole et 26 % des émissions de CO<sub>2</sub> de l'Europe. Afin de réduire sa dépendance vis-à-vis du pétrole et de rendre les transports plus « durables », la Commission déclare qu'elle présentera en 2007 un plan stratégique sur la consommation énergétique dans les transports et qu'elle lancera en 2009 un programme sur « les véhicules à propulsion écologique ».

■ **L'amélioration de la tarification** : la Commission indique qu'elle présentera d'ici à 2008 une méthodologie servant de base à une tarification des infrastructures selon l'évaluation de tous les coûts externes ainsi qu'une analyse d'impact de l'internalisation des coûts externes pour tous les modes de transport.

## 5.2 La politique européenne des transports préconisée par la Commission européenne cherche à développer une mobilité durable qui rejette moins de gaz à effet de serre et consomme moins de pétrole

Pour décliner une telle politique des transports, la Commission européenne agit dans cinq directions :

■ **La réduction des émissions de gaz à effet de serre** : pour les véhicules particuliers, la Commission a lancé dès 1995 une stratégie communautaire sur la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> pour les voitures, reposant sur :

- un accord volontaire de l'industrie automobile pour réduire les émissions moyennes de CO<sub>2</sub> des voitures neuves ;
- un système de taxation des voitures qui tienne davantage compte des émissions de CO<sub>2</sub> : la Commission a proposé une directive en ce sens en 2005 qui n'a pas encore été adoptée ;
- une meilleure information du consommateur sur les performances des véhicules en termes d'émissions de CO<sub>2</sub> (directive de 1999 imposant l'étiquetage des émissions de CO<sub>2</sub> par kilomètre pour les véhicules mis en vente chez tous les distributeurs).

■ L'adaptation à la nouvelle donne énergétique en améliorant l'**efficacité énergétique** et en encourageant le développement des carburants alternatifs.

■ **L'utilisation rationnelle des transports dans leur meilleur domaine de pertinence** : il s'agit d'encourager le report modal de la route vers les autres modes de transport là où ce transfert est réaliste et économiquement justifié. La Commission donne ainsi priorité à la réalisation de corridors spécifiquement dédiés au fret dans le cadre des réseaux transeuropéens de transport, à la navigation intérieure, aux « autoroutes de la mer ».

■ L'utilisation des nouvelles technologies pour promouvoir le **transport intelligent** ; la Commission soutient ainsi le développement des deux programmes technologiques que sont Galileo et Sesar.

■ **Le développement des transports collectifs urbains**. 80 % des Européens vivent en milieu urbain. Or le transport urbain génère quelque 40 % des émissions de CO<sub>2</sub> imputables au transport routier et jusqu'à 70 % des autres polluants rejetés par les transports. Au-delà de l'initiative Civitas, pour laquelle elle a déjà investi plus de 100 millions d'euros dans 36 villes européennes, la Commission devrait présenter à l'automne 2007 un Livre vert sur les transports urbains.

## 5.3 Les propositions récentes de la Commission européenne s'appuient essentiellement sur l'utilisation des biocarburants, l'harmonisation de la TIPP pour le gazole professionnel, la limitation des émissions de CO<sub>2</sub> pour les véhicules particuliers

Dans le domaine des transports, trois initiatives de la Commission conduisent à des évolutions depuis le début de l'année 2007 :

#### ■ Les biocarburants

Lors de son sommet des 7 et 8 mars 2007, le Conseil européen a réaffirmé la détermination à long terme de la Communauté de poursuivre au-delà de 2010 le développement des énergies renouvelables dans l'ensemble de l'Union européenne. Il a donc approuvé l'objectif consistant à fixer une proportion minimale contraignante de 10 % de biocarburants dans la consommation totale d'essence et de gazole destinés au transport au sein de l'Union, cet objectif devant être réalisé d'ici à 2020 par tous les États membres, et ce à un coût raisonnable. Il a ajouté que le caractère contraignant de ce seuil se justifiait, sous réserve que la production ait un caractère durable, que des biocarburants de deuxième génération soient mis sur le marché et que la directive sur la qualité des carburants soit modifiée en conséquence, pour prévoir des niveaux de mélange adéquats.

#### ■ La proposition d'une harmonisation de la TIPP pour le gazole professionnel

À la suite de la consultation qu'elle a menée en 2006, la Commission européenne a adopté le 13 mars 2007 une proposition de directive visant à réduire les écarts de taux de droits d'accise sur le gazole professionnel en relevant les taux minimum en deux étapes (de 302 à 380 euros pour 1 000 litres d'ici à 2014, avec un taux intermédiaire à 359 euros), avec pour objectif :

- de permettre à tous les États membres de ramener la taxation du gazole professionnel en deçà des niveaux respectifs enregistrés à la date du 1<sup>er</sup> janvier 2003, pourvu que les minima soient respectés et que la charge fiscale reste la même, grâce à l'introduction de redevances routières ;
- que les droits d'accise sur le gazole non professionnel et l'essence sans plomb ne puissent être inférieurs à ceux pratiqués pour le gazole professionnel.

#### ■ La limitation des émissions de CO<sub>2</sub> pour les véhicules particuliers

En 1998, l'Association des constructeurs européens d'automobiles (ACEA) s'est engagée auprès de la Commission à atteindre un seuil d'émission de 140 g/km de CO<sub>2</sub> pour les véhicules neufs d'ici à 2008-2009 et de 120 g/km d'ici à 2012. Toutefois, en 2005, les voitures émettaient encore en moyenne 162 g/km et les progrès attendus semblent largement insuffisants pour atteindre l'objectif de 2012 envisagé par la Commission.

Dans ces conditions, la Commission a annoncé dans une communication de février 2007 son intention de promouvoir une approche contraignante pour atteindre l'objectif de 120 g/km de CO<sub>2</sub> d'ici à 2012. Elle proposera un cadre législatif si possible en 2007 et, au plus tard, d'ici à mi-2008 afin de réaliser l'objectif de l'UE de 120 g/km de CO<sub>2</sub>, centré :

- sur des réductions obligatoires des émissions de CO<sub>2</sub> pour atteindre l'objectif de 130 g/km pour la moyenne du parc des voitures neuves par le biais d'améliorations technologiques sur les moteurs ;
- sur une réduction supplémentaire de 10 g/km par le biais d'autres améliorations technologiques et par un usage accru des biocarburants, spécifiquement :



- fixation d'exigences minimales de rendement énergétique pour les systèmes de climatisation ;
- présence obligatoire de systèmes précis de surveillance de la pression des pneus ;
- fixation de limites maximales de résistance au roulement des pneumatiques au niveau de l'UE, pour les pneus équipant les voitures particulières et les véhicules utilitaires légers ;
- utilisation d'indicateurs de changement de vitesse, dans la mesure où les consommateurs utilisent de tels dispositifs dans les conditions réelles de conduite ;
- amélioration du rendement énergétique des véhicules utilitaires légers (camionnettes) avec pour objectif d'atteindre 175 g/km de CO<sub>2</sub> d'ici à 2012 et 160 g/km d'ici à 2015 ;
- utilisation accrue des biocarburants optimisant la performance environnementale.

Les mesures ci-dessus devront être mesurables sans cumuler les exigences de réductions de CO<sub>2</sub>. La Commission reconnaît qu'il conviendra de concevoir le cadre législatif pour la moyenne du parc des voitures neuves de manière à assurer des objectifs de réduction neutres du point de vue de la concurrence et équitables socialement. Compte tenu de la diversité des constructeurs européens d'automobiles, une attention particulière devra être portée aux risques de distorsions de concurrence injustifiées entre constructeurs.

## 6 La France doit jouer un rôle moteur pour faire adopter par l'Union européenne la décision de diviser par quatre ses émissions de gaz à effet de serre en 2050 par rapport à celles de 1990, en assignant à chaque État membre une limite correspondant à la même émission par habitant de l'Union européenne

### 6.1 L'Union européenne doit diviser par quatre en 2050 ses émissions de gaz à effet de serre

Un objectif de division par quatre des émissions de gaz à effet de serre de l'Union européenne en 2050 par rapport aux émissions de 1990 s'inscrirait logiquement dans l'objectif de division par deux des émissions mondiales de gaz à effet de serre, qui apparaît nécessaire pour limiter la hausse des températures autour de 2 °C d'ici à 2050 par rapport aux niveaux de l'ère préindustrielle. Cet objectif est plus ambitieux que celui envisagé pour 2050 par la Commission européenne dans son « paquet Énergie » de janvier 2007, lequel se limite à une réduction de 50 % pour les pays industrialisés.

Sachant qu'il faut beaucoup de temps pour infléchir profondément une politique énergétique et les conséquences qu'elle engendre en matière d'émissions de GES, l'Union européenne devrait se fixer cet objectif sans attendre, pour se placer le plus rapidement possible sur une trajectoire vertueuse. Il est cependant clair qu'atteindre

effectivement un tel objectif ne serait guère concevable, voire n'aurait guère de sens, si d'autres grands émetteurs de gaz à effet de serre – qu'il s'agisse de pays développés (Amérique du Nord) ou en développement (Chine, Inde, etc.), dont la consommation de charbon et d'hydrocarbures est prépondérante – ne s'engageaient pas dans des démarches similaires.

### 6.2 L'UE devrait viser pour 2050 un objectif unique d'émissions de gaz à effet de serre par habitant (ou par unité de produit intérieur brut)

C'est l'Union européenne, et non chaque État membre, qui négocie le protocole de Kyoto et ses suites. La référence à 1990, utilisée jusqu'à présent dans ces négociations, n'a aucune raison de s'imposer pour définir les objectifs impartis à chaque État membre pour respecter les engagements pris par l'Union européenne.

*On ne voit pas, en effet, pourquoi les émissions de gaz à effet de serre échapperaient à la logique de convergence à long terme sous-jacente aux différentes politiques européennes en matière économique, environnementale ou sociale. La recherche d'une telle convergence répond à la fois à une exigence d'équité et aux caractéristiques d'une négociation multipartenaire menée à très long terme, en plusieurs étapes, vers un objectif commun.*

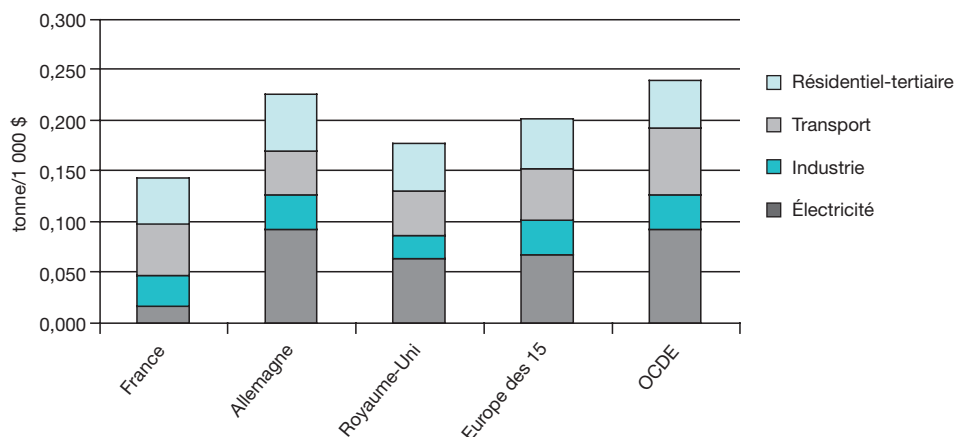
Quel serait le critère de convergence le plus pertinent ? Dans une vision à très long terme, si l'on considère que l'intégration économique européenne a pour objectif de conduire à un rapprochement progressif des niveaux de développement des pays de l'Union, le choix entre un critère de *convergence par habitant* ou un critère de *convergence par unité de produit intérieur brut (PIB)* est *a priori* indifférent, puisque les niveaux de développement économique des différents États membres ont vocation à s'uniformiser. Le critère d'émission par habitant présente cependant deux avantages : d'une part, il n'oblige pas à faire un pari plus ou moins arbitraire sur les taux de croissance des différentes économies ; d'autre part, il est moins contraignant à court/moyen terme pour les nouveaux États membres – dont le niveau de développement économique est aujourd'hui plus ou moins éloigné de celui des « quinze » – qu'une approche fondée sur le rapport des émissions par unité de PIB.

### 6.3 La France émet moins de CO<sub>2</sub> que ses principaux partenaires européens du seul fait de ses faibles émissions dans la production d'électricité ; elle n'est pas spécialement plus efficace dans les autres domaines et il y a peu de chances qu'elle le devienne

La production d'électricité est une source importante d'émission de CO<sub>2</sub> : elle représente entre un tiers et la moitié des émissions des différents États membres

de l'Union européenne. Cette production repose principalement, dans ce cas, sur le lignite, le charbon ou les hydrocarbures. Le remède consiste à investir dans l'hydraulique, le nucléaire et les énergies renouvelables. C'est ce que la France a fait avant 1990 et a continué de faire, alors que cela reste à réaliser dans la plupart des autres États membres. Le graphique n° 19 fait clairement apparaître que, en 2005, les émissions par unité de PNB des secteurs industrie, transport et résidentiel-tertiaire étaient du même ordre de grandeur dans les pays industrialisés et que la vertu globale de la France provenait de la production d'électricité.

**Graphique n° 19 : Émissions de CO<sub>2</sub> rapportées au PNB en 2005**



Source : AIE

Or, pour l'avenir, il n'y a guère de chances que la France puisse réduire beaucoup plus que les autres ses émissions dans les secteurs autres que la production d'électricité. D'une part, les équipements consommateurs d'énergie (véhicules, appareils ménagers, outils de production industriels, etc.) sont le plus souvent conçus pour un marché mondial et des équipements spécialement conçus pour la France présenteraient un coût très supérieur. D'autre part, il paraît peu probable que les Français puissent, avec des comportements comparables à ceux de leurs voisins européens, consommer beaucoup moins d'énergie, sauf au prix de contraintes très coûteuses au plan économique et en termes de bien-être. C'est bien ce qui a été constaté après le premier choc pétrolier, quand des politiques diverses ont été menées d'un endroit de l'Europe à l'autre, avec des résultats certes inégaux, mais dans des limites de variation faibles.

**Les études prospectives ambitieuses menées en Allemagne et en Grande-Bretagne pour 2050 conduisent à des émissions par habitant très supérieures à celles qui résulteraient de la mise en œuvre du facteur 4 en France**

## 6.4

L'annexe V du présent rapport résume les principales hypothèses et les résultats d'une étude menée en Allemagne, à l'initiative du ministère de l'Environnement (BMU), et d'une étude du ministère britannique du Commerce et de l'Industrie (à l'époque : DTI).

- *L'étude allemande* suppose un très fort développement des énergies renouvelables, en particulier de l'énergie éolienne, dont la puissance installée serait multipliée par 3,6 d'ici à 2030 en vue de réduire de 80 % en 2050 les émissions de 1990. L'objectif de faire fonctionner plus de 70 000 MW d'énergie éolienne est peu crédible alors que, d'ores et déjà, le réseau allemand n'est pas capable de supporter à lui seul les fluctuations du vent en Allemagne et que c'est l'ensemble du réseau européen qui assure sa stabilité.
- *L'étude britannique*, qui vise une réduction de 60 % des émissions de GES, repose sur une exploitation maximale des énergies renouvelables (notamment éolienne et marine), et sur l'utilisation massive du captage et du stockage du gaz carbonique (CSC), scénario dans lequel la part des combustibles fossiles resterait encore très élevée (60 %). Dans la mesure où le CSC n'en est qu'au stade de premières expérimentations, un pari considérable est fait sur cette technique dont on ne connaît aujourd'hui ni le coût, ni le potentiel, ni l'acceptabilité pour de grandes quantités de CO<sub>2</sub>.

Pour la France, la loi de programme du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique indique (article 2) que « *la lutte contre le changement climatique [...] devant être conduite par l'ensemble des États, la France soutient la définition d'un objectif de division par deux des émissions mondiales de gaz à effet de serre d'ici à 2050, ce qui nécessite [...] une division par quatre ou cinq de ces émissions pour les pays développés* ».

Le tableau n° 7 résume l'évolution passée et envisagée pour l'Allemagne, le Royaume-Uni et la France dans l'hypothèse où ces pays retiennent comme objectif le facteur 4.

**Tableau n° 7 : Perspectives d'évolution des émissions de CO<sub>2</sub> par habitant**

tonne CO <sub>2</sub> /habitant	1990	2005	2050 (prospectives facteur 4)
France	6,76	6,65	1,44
Allemagne	12,99	10,57	3,22
Royaume-Uni	10,31	9,26	2,17

Sources : Union européenne et calculs du Centre d'analyse stratégique

## 6.5

**Les exercices de simulation réalisés pour la France sur la base d'hypothèses ambitieuses, mais excluant des ruptures fortes, conduisent à un facteur 2,1 à 2,4**

Pour éclairer les perspectives françaises à très long terme, des exercices de simulation ont été réalisés. Ils sont décrits au chapitre 5. Avec les hypothèses utilisées, les différents scénarios ne conduisent pas à diviser les émissions de gaz carbonique en 2050 par

un facteur de plus de 2,1 à 2,4 par rapport à celles de 1990. Ces hypothèses sont ambitieuses, mais excluent des ruptures technologiques ou comportementales fortes.

Pour aller au-delà, il faudrait par exemple :

- compter sur des technologies qui ne sont pas, vues d'aujourd'hui, probables,
- développer fortement le nucléaire (« tout électrique – tout nucléaire »),
- délocaliser l'industrie qui consomme beaucoup d'énergie,

pour ne pas parler de rationnement (ce que serait un système de distribution de quotas de CO<sub>2</sub> ou d'énergie, associé à un marché).

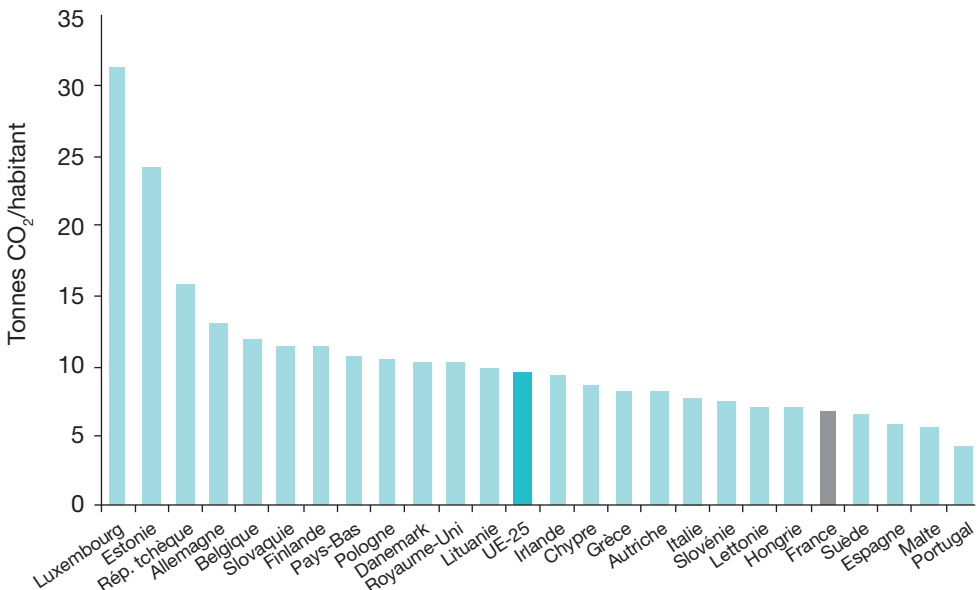
## 6.6

**La division par quatre des émissions globales de CO<sub>2</sub> de l'Union européenne d'ici à 2050 (facteur 4) par rapport à la référence 1990 conduirait à une division par 2,6 environ des émissions françaises par rapport à celles de 1990, si la convergence des niveaux d'émission par habitant était assurée en 2050**

# 3

Le graphique n° 20 permet de mesurer la disparité des émissions par habitant en 1990<sup>15</sup> pour les différents pays qui composent aujourd'hui l'Europe des 25. Ces disparités résultent souvent plus des situations et des pratiques énergétiques (mix de production électrique, efficacité énergétique, etc.) que du niveau de développement économique.

**Graphique n° 20 : Émissions de CO<sub>2</sub> par habitant dans l'UE-25 en 1990**



Source : Union européenne

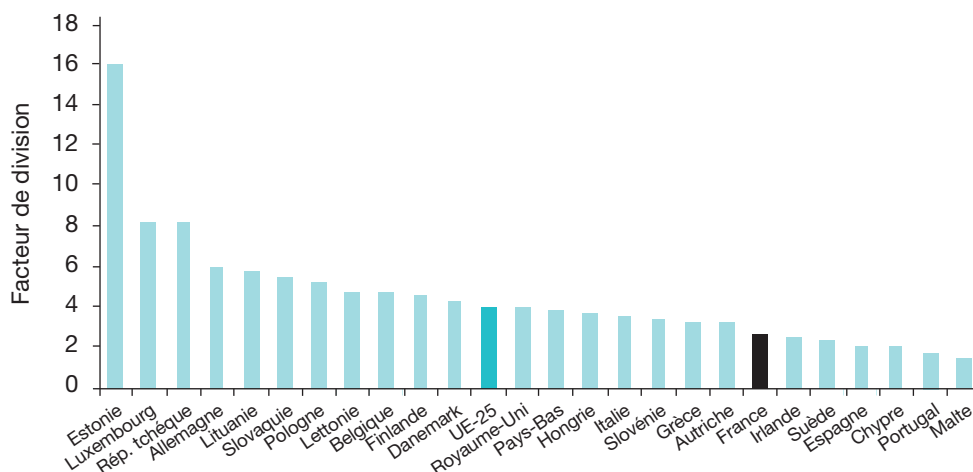
15 - Le présent rapport concernant le domaine de l'énergie, on raisonne ici sur les seules émissions de CO<sub>2</sub> ; il conviendrait de compléter les analyses qui suivent pour tenir compte de l'ensemble des émissions de GES.

L'objectif proposé ici est que les États membres réduisent leurs émissions de telle sorte qu'en 2050, le rapport de leurs émissions de CO<sub>2</sub> par habitant soit identique et égal au rapport des émissions 1990 de l'UE-25, divisées par quatre et rapportées à la population européenne de 2050.

Le graphique n° 21 fournit une estimation des objectifs de division des émissions par pays à l'horizon 2050 par rapport à la situation de 1990, dans l'hypothèse d'un facteur 4 européen avec émission de CO<sub>2</sub> par habitant identique pour toute l'Union européenne.

La population des États membres en 2050 a été estimée à partir des projections à 2030 de la Commission européenne<sup>16</sup>.

**Graphique n° 21 : Facteur 4 pour l'UE-25 en 2050 par rapport à 1990 (émission de CO<sub>2</sub> par habitant identique pour toute l'UE)**



Sources (population) : Union européenne, Trends to 2030

Dans ce cadre, les États membres et l'Union européenne à 25 ont tous, en 2050, un niveau d'émission par habitant de 2,18 tonnes de CO<sub>2</sub>.

Ce dernier graphique indique les efforts à réaliser par rapport à la situation de 1990. Compte tenu des évolutions que les différents pays ont connues entre 1990 et 2007, les efforts restant à accomplir sont probablement différents.

La situation comparée de la France, de l'Allemagne et du Royaume-Uni, dans le cadre de leurs exercices respectifs de simulation pour 2050, est donnée par le tableau n° 8 :

16 - Trends to 2030 – update 2005 (DG TREN).

**Tableau n° 8 : Perspectives d'évolution des émissions de CO<sub>2</sub> par habitant (proposition pour l'UE)**

tonne CO <sub>2</sub> /habitant	1990	2005	2050 (prospectives facteur 4)	2050 (émissions de CO <sub>2</sub> par habitant identiques pour l'UE)
France	6,76	6,65	1,44	2,18
Allemagne	12,99	10,57	3,22	
Royaume-Uni	10,31	9,26	2,17	

Sources : Union européenne et calculs du Centre d'analyse stratégique

Ces perspectives conduisent à des émissions très différentes, le citoyen allemand pouvant émettre 50 % de plus que le britannique et plus du double du français s'il vise le facteur 4, ce qui n'est ni compréhensible ni justifiable, alors que la même émission de 2,18 tonnes de CO<sub>2</sub> par habitant apparaît comme une cible crédible sinon réaliste. **Elle correspond, pour la France, au facteur 2,6.**

## 6.7 Il est important que les décisions de l'Union européenne soient prises sans tarder

L'Union européenne doit se fixer un objectif ambitieux à l'horizon 2050 et répartir l'effort qui en découle entre les États membres. Ceci apparaît d'autant plus urgent que, dans nombre de pays de l'Union européenne, la définition de politiques permettant de maîtriser à un niveau convenable sur le long terme les émissions de gaz à effet de serre reste à l'état embryonnaire ou relève de l'incantation (voir annexe V relative à la comparaison de quelques prospectives européennes). Par ailleurs, dans le cadre des négociations post-2012 (Kyoto), la question d'une éventuelle attribution d'objectifs pour tous les pays du monde sera d'autant plus aisée à défendre que l'UE se sera engagée dans une approche constructive en matière de convergence de ses émissions à un horizon donné.

Comme on vient de le voir, la France ayant déjà pris une avance notable sur d'autres pays de l'Union en matière de niveau d'émission par habitant, un partage équitable des réductions d'émissions permettant de parvenir à un « facteur 4 européen » impliquerait une division par 2,6 de ses émissions de 1990, ce qui nécessiterait une politique extrêmement volontariste et persistante. L'avenir permettra d'approfondir la possibilité et la nécessité d'aller au-delà, peut-être jusqu'au « facteur 4 français » ; ce ne pourrait naturellement être que dans le cadre d'un facteur 6 de l'Union européenne et des pays industrialisés.

## LES AXES D'UNE POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE NATIONALE

### 1 Une politique nécessairement ambitieuse en matière de réduction de gaz à effet de serre mais qui doit être pensée dans une logique de stratégie adaptative et non de pari pascalien

Même si la quantification du niveau acceptable des émissions mondiales de gaz à effet de serre reste entachée d'importantes incertitudes, il ne fait plus de doute que la réduction drastique de ces émissions s'imposera inéluctablement, tôt ou tard, comme une absolue nécessité à tous les pays de la planète. **Les transitions, voire les mutations**, à venir seront particulièrement douloureuses pour les plus imprévoyants. Dans une perspective de développement durable et dans le cadre européen, la France se doit d'avoir une politique énergétique se fixant des objectifs ambitieux en matière de réduction de gaz à effet de serre, et tout spécialement d'émissions de CO<sub>2</sub>. Ce n'est pas pour autant qu'elle doit se sentir confrontée à un pari pascalien.

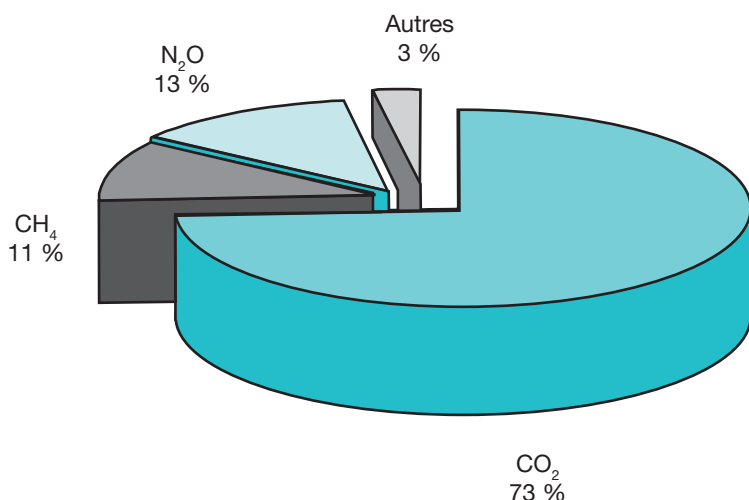
Les incertitudes sur les niveaux d'émissions acceptables à long terme, sur les progrès technologiques qui permettront de maîtriser ces émissions, sur la manière dont seront gérées au plan mondial les transitions indispensables, justifient à l'évidence une approche souple et adaptative. **Il s'agit de placer notre pays sur une trajectoire lui permettant de faire face à un large éventail d'avenirs à long terme, sans compromettre ses chances de connaître un développement économique et social satisfaisant à moyen terme.** Il convient donc, dans première étape, d'engager toutes les actions utilisant les technologies disponibles et permettant de réduire les émissions de gaz à effet de serre, avec le double souci de ne compromettre ni la compétitivité de notre pays, ni sa cohésion sociale. Ces actions, même de portée immédiate, doivent s'inscrire dans des perspectives de long terme et s'accompagner d'actions de préparation de l'avenir à plus long terme en matière d'évolutions structurelles et de maîtrise des technologies porteuses d'avenir.



## 1.1 Dans le cadre de cette politique ambitieuse, la maîtrise des émissions de CO<sub>2</sub> liées à la production, la transformation et l'utilisation de l'énergie jouera un rôle majeur

De nombreuses substances contribuent à l'accroissement de l'effet de serre. Il est usuel, pour apprécier leurs contributions respectives au réchauffement global, d'utiliser un jeu de coefficients de pondération permettant de leur attribuer une « équivalence CO<sub>2</sub> » (voir l'encadré du chapitre 2, section 2.1 : « Contribution des différents gaz à effet de serre au réchauffement global »).

**Graphique n° 22 : Contribution des différents GES aux émissions de 2005 pour la France (hors puits)**



Source : CITEPA

Dans les émissions actuelles de gaz à effet de serre d'un pays comme la France, les émissions de CO<sub>2</sub> ont une contribution largement majoritaire en termes de pouvoir de réchauffement global. Par ailleurs, elles résultent essentiellement des activités de production, de transformation et de consommation de l'énergie. Comme la maîtrise de la plupart des autres gaz à effet de serre relève surtout d'autres politiques (politique agricole pour le méthane, politique des transports pour les oxydes d'azote, etc.), les analyses et préconisations en matière de politique énergétique donneront aux émissions de CO<sub>2</sub> un rôle central. *Il convient cependant de garder à l'esprit que la problématique du changement climatique est globale et qu'en particulier, les engagements que pourra prendre la France au plan européen et international feront intervenir la totalité de ses émissions de gaz à effet de serre.*

#### 1.2 Compte tenu des incertitudes qui affectent la quantification des effets des émissions de GES et la manière dont la question de la limitation de ces émissions sera traitée au plan géopolitique, une approche sous forme de stratégie adaptative s'impose

**L'année 2020, retenue par l'Union européenne, est à bien des égards une date charnière pour engager la réflexion et fixer des objectifs aux actions de portée immédiate d'une part et de préparation du long terme d'autre part.**

Le niveau des émissions mondiales de gaz à effet de serre en 2050 constitue, dans bien des scénarios sur le changement climatique, un point de repère commode. Pour certains, telle l'AIE, revenir en 2050 au niveau d'émission actuel est un scénario admissible. Pour d'autres, une division par deux des émissions actuelles à ce même horizon devrait s'imposer. Nous admettons que ces deux hypothèses encadrent « l'éventail des avenir possibles » pour la contrainte d'émission au niveau mondial.

Par ailleurs, il est généralement admis que la solidarité mondiale suppose une certaine convergence, à terme, des contraintes d'émission (par habitant ou par unité de PIB ou un compromis entre les deux) entre des pays qui en sont, aujourd'hui, à des stades de développement différents. Ceci conduit par exemple, si l'on retient une division par deux au plan mondial, à proposer une division par quatre des émissions pour les pays les plus industrialisés aujourd'hui. C'est donc cet **objectif facteur 4** qu'il faut être capable d'atteindre s'il se confirme que la division par deux au plan mondial est nécessaire et que les dispositions se prennent en ce sens dans les différentes parties du monde. Mais le facteur 4 pour l'ensemble des pays industrialisés n'implique pas nécessairement le facteur 4 pour la France, pour peu que l'objectif à atteindre soit exprimé par un niveau d'émission spécifique de CO<sub>2</sub> par habitant (ou par unité de PIB), identique pour tous les pays concernés.

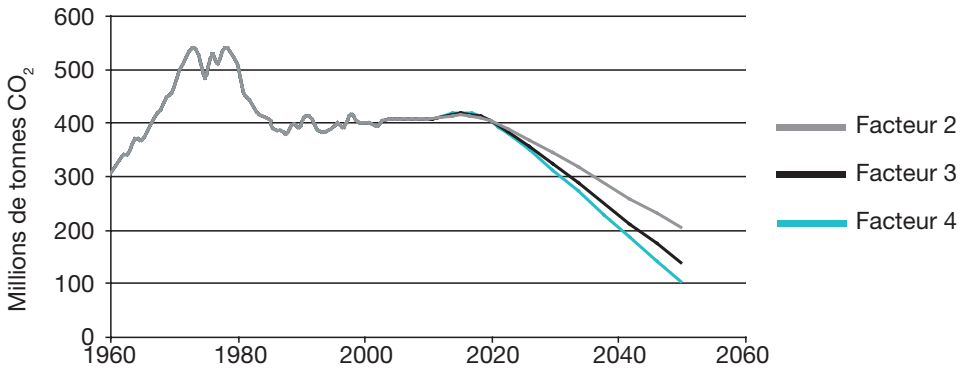
Il est cependant possible d'imaginer d'autres scénarios dans lesquels il serait dérisoire que la France, ou même l'Europe, s'obstinent seules, au détriment de leur compétitivité, à diviser par quatre leurs émissions de gaz à effet de serre : la contrainte globale pourrait se révéler finalement moins sévère, ou bien il ne se formerait aucun consensus au plan mondial pour respecter une telle contrainte et l'on préférerait gérer les conséquences d'un réchauffement plus élevé...

Face à ces incertitudes essentielles, mieux que de longs discours, les graphiques n° 23 et n° 24 illustrent le sens de notre approche et de nos propositions. C'est cette stratégie qui doit être mise en œuvre.

Compte tenu de l'inertie du système énergétique d'un pays comme le nôtre, le passage en trente ans d'une situation 2020 où les niveaux d'émission seraient comparables à ce qu'ils sont aujourd'hui à un objectif facteur 4 (trajectoires A) serait ingérable économiquement et peut-être encore plus socialement, car il imposerait **des ruptures brutales** dans les modes de production, de consommation et les modes de vie. La stratégie illustrée par le graphique n° 24 (trajectoires B), où les émissions

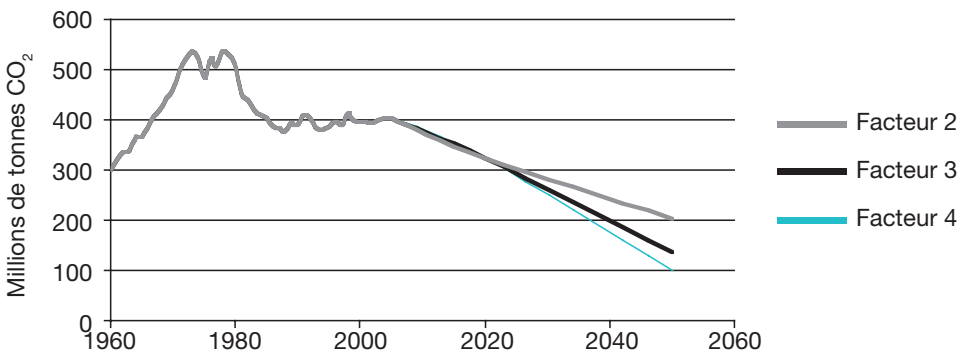
sont réduites en 2020 de quelque 20 % par rapport à leur niveau de 1990<sup>17</sup>, est évidemment beaucoup plus satisfaisante, car elle ménage des transitions plus lisses – même si elles ne seront pas nécessairement faciles à réaliser – entre la situation actuelle et les différents scénarios que nos incertitudes sur l’avenir à long terme nous obligent à considérer.

**Graphique n° 23 : Trajectoires (A) correspondant à différentes contraintes à l’horizon 2050 dans l’hypothèse d’une constance des émissions françaises jusqu’en 2020**



Sources : CITEPA jusqu'en 2005, travaux de la commission Énergie

**Graphique n° 24 : Trajectoires (B) correspondant à différentes contraintes à l’horizon 2050 dans l’hypothèse d’émissions françaises inférieures de 20 % en 2020 par rapport à leur niveau de 1990**



Sources : CITEPA jusqu'en 2005, travaux de la commission Énergie

17 - La référence aux émissions de l’année 1990 que nous utiliserons constamment par la suite n’est évidemment pas fortuite : 1990, année de la signature des accords de Kyoto, est aussi la date retenue par l’Union européenne pour quantifier ses engagements en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Dans une perspective à long terme, les références « 1990 » et « aujourd’hui » sont globalement « dans l’épaisseur du trait », même si, en y regardant de plus près, des évolutions porteuses d’avenir peuvent être identifiées, comme on le verra plus loin dans les analyses sectorielles.

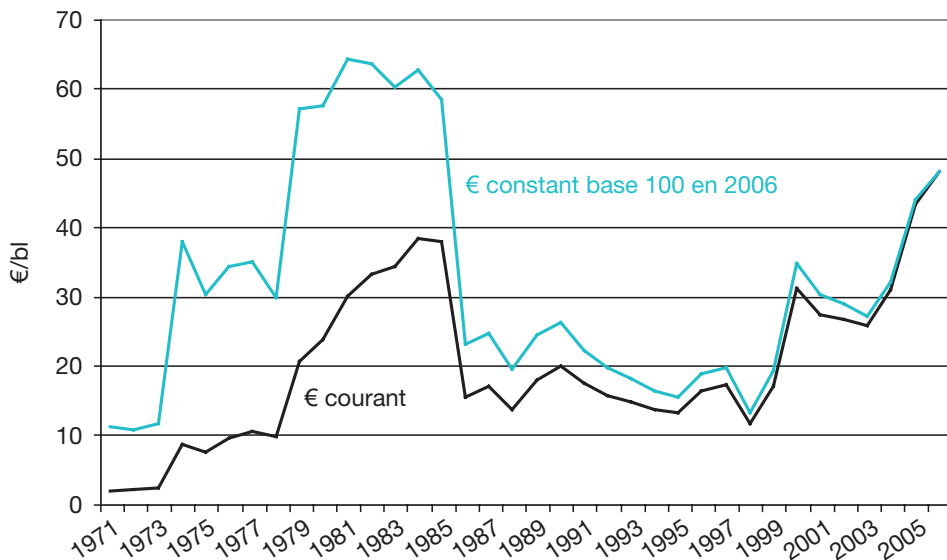
### 1.3 La problématique du défi climatique présente des points communs avec celle des chocs pétroliers de 1973-1974 et 1979-1980, mais il n'y a pas aujourd'hui l'équivalent du nucléaire d'il y a trente-cinq ans

On retrouve en effet, entre les deux situations, d'une part la même difficulté d'assurer une continuité des politiques dans un contexte de prix et de risques cycliques ou chaotiques pour les énergies importées, d'autre part la même philosophie de gestion en stratégie adaptative que celle qui a prévalu en matière de programmes nucléaires. Une différence essentielle réside cependant dans l'absence d'une nouvelle technologie maîtrisée, prête à être développée massivement, comme l'était le nucléaire au début des années 1970, et qui, à elle seule, pourrait apporter une contribution notable à la résolution du problème.

#### ■ La réponse française aux chocs pétroliers de 1973-1974 et 1979-1980

La France, comme la plupart des autres pays industrialisés, a été durement frappée, après trente ans d'une croissance continue, par les deux chocs pétroliers de 1973-1974 et 1979-1980 mettant un terme, de manière brutale et imprévue, à une période d'euphorie énergétique fondée sur un pétrole abondant et bon marché.

**Graphique n° 25 : Évolution du prix du baril de pétrole en monnaie nationale constante (franc puis euro)**



Source : Institut français du pétrole

La réponse française à cette évolution brutale du contexte géopolitique et énergétique mondial a été initialement motivée par deux préoccupations largement convergentes :

- réduire la dépendance énergétique du pays pour lui permettre de mieux résister à des événements géopolitiques par nature peu prévisibles ;
- réadapter le système énergétique français et plus généralement l'économie française à un contexte énergétique mondial où la ressource pétrolière était ressentie comme devant être durablement rare et chère.

Cette réponse a été fondée sur trois piliers :

- économiser l'énergie ;
- développer la production d'énergies nationales principalement grâce au programme électronucléaire ;
- diversifier les approvisionnements extérieurs.

Ces actions, même décidées « à chaud » dans un contexte de crise, n'avaient de sens que si elles étaient poursuivies avec détermination dans la durée. La difficulté essentielle fut que le contexte dans lequel s'inscrivirent les actions qui devaient concrétiser ces orientations a été très différent de celui auquel on s'attendait : croissance faible et contrechoc pétrolier en 1985 vinrent contredire les hypothèses d'une croissance économique continûment soutenue et d'un pétrole durablement cher.

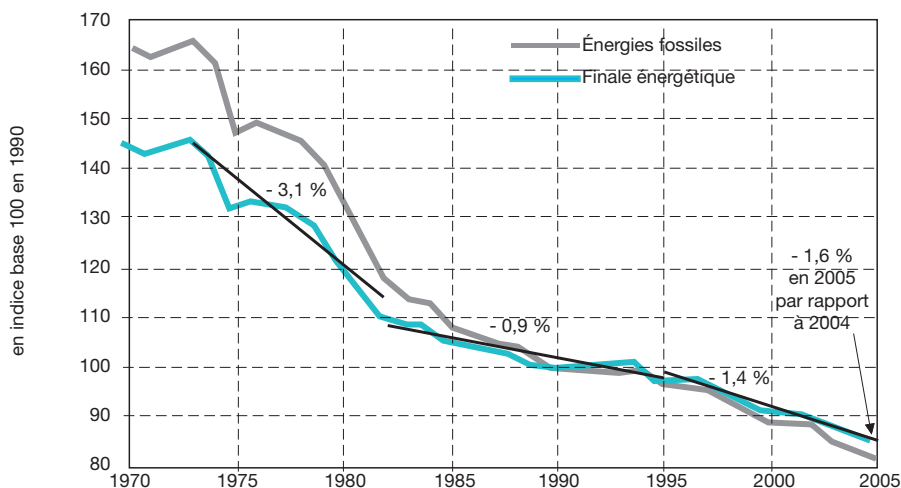
■ ***Les progrès en matière de maîtrise de l'énergie, très sensibles aux évolutions inextricablement conjuguées des prix de l'énergie et des politiques énergétiques***

L'augmentation des prix de l'énergie a été un facteur déterminant de cette évolution, à la fois parce qu'elle conduit les usagers à réduire leur consommation et qu'elle encourage les gouvernements à mettre en place des politiques adaptées. À l'inverse, pour les mêmes raisons, la réduction des prix annule une partie des efforts faits en période de prix chers.

Pourtant, il est très difficile de mesurer quels ont été les impacts respectifs des prix de l'énergie et des politiques énergétiques sur l'évolution de l'efficacité énergétique (voir graphique n° 26). En effet, entre 1973 et 2000, les gouvernements ne sont intervenus qu'en période de prix élevés du pétrole :

- Après le premier choc de 1973 et surtout le second de 1979, l'intensité énergétique a fortement diminué sous l'influence des prix en hausse et des politiques énergétiques qui ont tout d'abord soutenu la réduction des gaspillages faciles à combattre par des changements de comportements, puis ont permis le développement de technologies et d'investissements qui ont structurellement modifié les consommations d'énergie.
- Mais on a aussi constaté que ces résultats étaient fragiles et que l'effet conjugué de prix de l'énergie à la baisse et d'une politique d'économie d'énergie plus « faible », dans un contexte d'augmentation du pouvoir d'achat, conduisait à une évolution à la hausse de l'intensité énergétique. En effet, à partir de 1985, la politique de maîtrise de l'énergie a progressivement perdu de son intensité, alors même que l'évolution du prix du pétrole rendait moins attractifs les investissements de maîtrise de l'énergie et de développement de nouvelles énergies.
- À partir de 2000, la lutte contre le changement climatique a inspiré un regain de la politique d'efficacité énergétique, sans évolution sensible des prix de l'énergie. Mais on n'a pas eu le temps de mesurer les effets de cette relance puisque, dès 2003, le prix de l'énergie est reparti à la hausse et est venu soutenir les efforts de la politique « climatique ».

**Graphique n° 26 : Évolution de l'intensité énergétique 1970-2005**

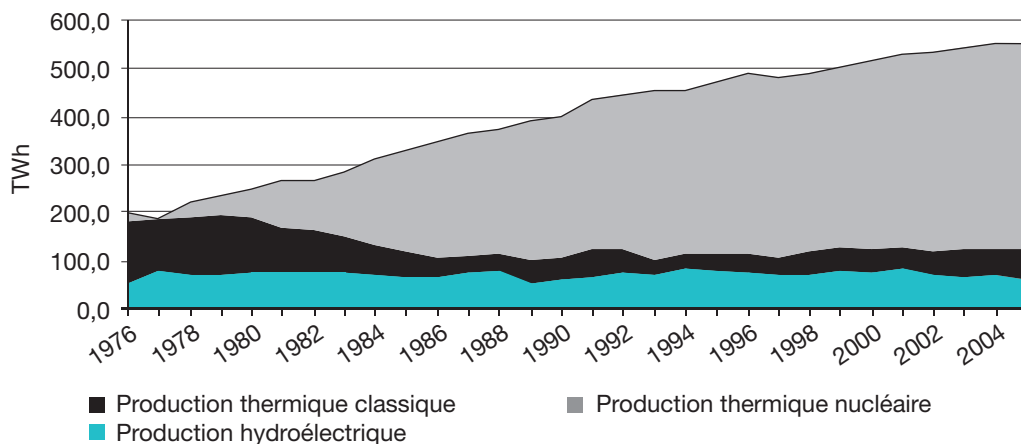


Source : Observatoire de l'énergie

■ **Le développement du parc de production nucléaire français, face aux incertitudes de la croissance et des prix des énergies**

Le pari technique, industriel, économique et financier considérable qu'a constitué l'accélération du programme électronucléaire a permis de remodeler complètement en un temps record – compte tenu des délais de réalisation habituels de ce type d'investissement – la structure du système de production électrique français.

**Graphique n° 27 : Production d'électricité en France (1976-2006)**



Source : DGEMP / Observatoire de l'énergie et des matières premières

Il peut être intéressant de revenir sur le déroulement de cette restructuration :

- Au départ, la problématique paraissait assez simple et la réponse encore plus : pour faire face à une demande d'électricité que l'on considérait devoir continuer indéfiniment de croître à un rythme soutenu, pour s'affranchir le plus rapidement possible d'une production à base de fioul devenue excessivement coûteuse et pour engager le minimum d'équipements non nucléaires pour « faire la soudure », il fallait *accélérer les engagements nucléaires* aussi rapidement qu'il était industriellement possible. En recourant un peu plus au charbon et aux importations, le cap difficile de la fin des années 1970 a pu être franchi sans rupture de fourniture, si l'on excepte la grande panne du 19 décembre 1978.
- Il est cependant apparu, peu après le début des années 1980, que la croissance économique – donc la croissance de la demande d'électricité – serait beaucoup moins forte qu'on ne le prévoyait et que les mises en service nucléaires anticiperaient significativement l'évolution des besoins. Comme nombre de nos voisins, continuant à produire de l'électricité à partir de fioul, se portaient acquéreurs, dans des conditions convenablement rémunératrices pour EDF, des kilowattheures excédentaires en France, il a été décidé de réduire fortement le rythme des commandes de nouvelles centrales et d'engager une politique d'exportation dynamique. Cette politique, qui devait devenir structurelle, prit dès 1985 une ampleur très significative.

**Tableau n° 9 : Production électrique française et exportations 1973-2005**

	1973	1979	1985	1990	1995	2000	2005	2006*
<b>Exportations nettes (TWh)</b>	3	- 6	23	46	70	69	60	61,8
<b>Production nationale (TWh)</b>	182	241	344	420	493	541	575	549,1
<b>Exportations en %</b>	1,65	- 2,49	6,69	10,95	14,20	12,75	10,43	11,25

\* Chiffres provisoires

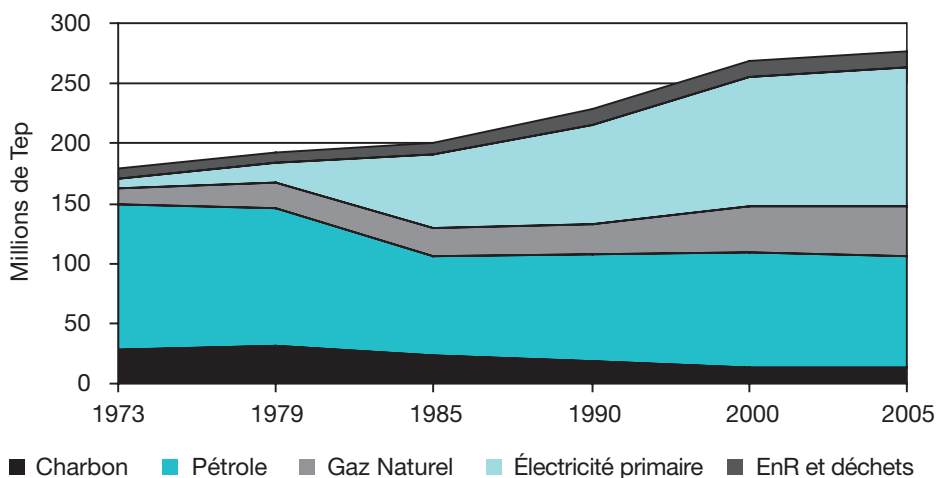
Source : Bilan électrique français 2006/RTE

- Il était pourtant clair vers le milieu des années 1980 que, même en considérant la possibilité de valoriser des excédents nucléaires, le rythme de croissance de la demande électrique, encore affecté par le contrechoc pétrolier, ne justifiait plus l'engagement de nouvelles unités nucléaires compte tenu de la montée en puissance du parc et de l'amélioration progressive de sa disponibilité. Le dernier engagement a eu lieu en 1985. La mise en service des unités en chantier, l'amélioration de la disponibilité du parc nucléaire, un recours quelque peu accru au charbon, ont permis de faire face à l'accroissement de la demande intérieure, tout en maintenant un niveau d'exportations substantiel. La reprise du programme nucléaire a eu lieu en 2006 avec l'engagement de la tête de série de l'EPR à Flamanville.

■ **La réaction déterminée aux deux chocs pétroliers de 1973-1974 et 1979-1980 a entraîné une profonde restructuration du bilan énergétique français et une moindre dépendance énergétique**

Sous l'effet de différents facteurs – quasi-disparition de la production d'électricité à base de pétrole, utilisation plus rationnelle des produits pétroliers, substitution du gaz et de l'électricité aux produits pétroliers dans l'industrie et dans le résidentiel et tertiaire –, la part du pétrole dans la consommation d'énergie primaire n'est plus que de 33 % en 2005 contre 68 % en 1973. La part des hydrocarbures dans la consommation d'énergie primaire, malgré une substitution significative du gaz au pétrole, n'est plus quant à elle que de 40 % en 2005 contre 75 % en 1973. L'indépendance énergétique est passée de 22,5 % en 1974 à 50 % environ après 1990.

**Graphique n° 28 : Consommations d'énergie primaire par énergie**



Source : DGEMP

Cette restructuration du bilan énergétique français a permis un allègement substantiel de la facture énergétique extérieure de notre pays et du poids de l'énergie dans le budget des ménages, réduisant de ce fait la vulnérabilité de l'économie française aux aléas du contexte énergétique mondial.

La manière dont a été vécue la « crise » pétrolière de l'année 2006 est à cet égard instructive. Certes, l'évolution du prix du baril n'a connu, ramenée en monnaie constante, ni la brutalité ni l'ampleur de celle enregistrée au cours des années 1970. Il n'empêche qu'elle n'avait pas été non plus prévue par les observateurs et qu'en dollars courants le cours du pétrole a battu des records historiques.

Or cette hausse du prix du pétrole n'a provoqué aujourd'hui, semble-t-il, aucun ralentissement appréciable de la croissance mondiale. Celle-ci est tirée par des pays en état de supporter, grâce à leur balance commerciale florissante, des prix élevés de



matières premières, alors que le deuxième choc pétrolier, survenant dans un contexte mondial déjà très fragilisé, avait été l'un des facteurs – pas le seul, bien sûr – du ralentissement brutal de l'économie mondiale au début des années 1980.

S'agissant de notre pays, la facture énergétique extérieure, qui avait représenté jusqu'à 5 % du PIB en 1981, n'a pas dépassé 2 % en 2006 malgré la hausse du prix du pétrole, ce qui ne veut pas dire qu'il n'y ait pas lieu de se soucier de la détérioration de la balance commerciale par rapport à la période antérieure.

De même, la part de l'énergie dans le budget des ménages, compte tenu de l'élévation générale du pouvoir d'achat et de l'amélioration de l'efficacité énergétique, ne dépassait-elle pas 6 % vers la fin de l'année 2006 alors qu'elle s'était élevée jusqu'à 8 % en 1985. Il n'en demeure pas moins qu'il s'est agi d'un choc pour nombre de ménages de condition modeste et de PME qui restent encore fortement tributaires des produits pétroliers pour leurs déplacements ou leur chauffage.

Malgré les désagréments incontestables qu'elle a entraînés, la « crise » de 2006 n'a pas été vécue comme un véritable traumatisme à la différence de ce que l'on a connu avec les deux premiers chocs pétroliers. Ce constat explique aussi pourquoi les réactions des décideurs politiques et des acteurs économiques ont été plus lentes et progressives.

■ ***Cette profonde restructuration du bilan énergétique français a été réalisée grâce à la mise en œuvre de technologies bien maîtrisées et continûment perfectionnées, mais sans « vraies » ruptures technologiques***

On peut citer, par exemple, en matière de production de l'électricité :

- la filière électronucléaire française (58 unités de production), qui a connu cinq paliers successifs enregistrant à chaque fois des progrès significatifs en termes de puissance unitaire, de sûreté, de performances de commodité d'exploitation ; le projet EPR, qui ne représente pas un saut technologique comparable à celui que l'on attend de la génération 4 mais comporte d'importantes innovations, a suffisamment progressé pour permettre d'engager une tête de série à Flamanville ;
- les techniques de combustion du charbon, qui ont fait des progrès substantiels grâce à la mise en œuvre de lits fluidisés puis, plus récemment, de cycles supercritiques et hypercritiques qui en améliorent considérablement le rendement ;
- le développement des turbines à cycle combiné à gaz ;
- les progrès réalisés par les turbines éoliennes en termes de puissance unitaire ;
- les innovations importantes dans les technologies d'exploration et de production d'hydrocarbures : sismique 3D, forage dirigé, etc.

#### 1.4 À l'horizon 2020, sans rupture technologique majeure, avec la permanence d'une production d'électricité peu émettrice de CO<sub>2</sub>, c'est essentiellement grâce à une politique d'utilisation rationnelle de l'énergie et d'économie d'énergie que l'on pourra se placer sur une trajectoire vertueuse

Les actions de portée immédiate à engager au cours des prochaines années sont évaluables par le calcul économique et ne comportent pas de risque majeur dès lors qu'elles sont généralement rentabilisées par les économies de combustible qu'elles permettent de réaliser. Elles peuvent nécessiter un calibrage précis de la nature (réglementation, taxation, subvention...) et des modalités de l'action publique qui, dans le cas des technologies éprouvées, doivent avoir pour objet d'assurer une certaine convergence de la somme des comportements particuliers vers une situation « d'intérêt général ».

• **Même si les chocs pétroliers des années 1973-1974 et 1979-1980 et la prise de conscience récente du risque climatique présentent par leur relative soudaineté et l'importance de leurs impacts énergétiques, économiques et sociaux, nombre d'analogies, les réponses que l'on a pu ou que l'on pourra y apporter comportent au moins trois différences notables :**

- S'agissant de la production d'énergie, on ne dispose d'aucune technologie nouvelle prête – comme l'était le nucléaire au début des années 1970 – à apporter une réponse massive et centralisée pour réduire les émissions de gaz à effet de serre. Les énergies renouvelables (biomasse, éolien, solaire thermique et, peut-être plus tard, photovoltaïque) se déploieront sur la durée et devraient trouver, le plus souvent, leur efficacité maximale dans des utilisations décentralisées.
- Dans le cas des chocs pétroliers, la convergence entre, d'une part, la recherche de l'efficacité économique garante de la compétitivité de notre pays et, d'autre part, l'allègement de la dépendance énergétique s'est trouvée spontanément bien assurée. Dans le cas de la réduction des émissions de gaz à effet de serre, des décisions prenant en compte une « externalité » telle que le « coût de la tonne de CO<sub>2</sub> évitée » peuvent se révéler nocives en termes de compétitivité de secteurs exposés à la concurrence internationale. Tel est le cas des mécanismes de marché des droits d'émission qui, séduisants dans leur principe, mais appliqués sans discernement en l'absence d'harmonisation et de dispositifs de protection au niveau européen, peuvent conduire à **des distorsions de concurrence** préjudiciables pour certaines activités sensibles. On y reviendra plus loin.
- Les chocs pétroliers et les réponses qui leur ont été apportées n'ont finalement pas bouleversé nos habitudes en matière de consommation, de transport, d'habitat et, plus généralement, nos modes de vie. Leur impact sur notre société a été bien moindre que, par exemple, celui de la diffusion massive des nouvelles technologies de l'informatique et des télécommunications. **Dans une vision à long terme, la maîtrise du risque climatique nécessitera très vraisemblablement une remise en cause profonde de bon nombre de nos pratiques actuelles**, qu'il s'agisse de

l'organisation des territoires, de l'urbanisme, de l'habitat, des déplacements et, bien sûr, de toutes les formes de consommation directes ou indirectes de l'énergie.

- **Dans les actions immédiates à mener et portant effet à moyen terme, il faudra donc veiller à utiliser tous les leviers à notre disposition, quel que soit leur potentiel, dès lors que leur mise en œuvre ne compromet pas, voire renforce, la compétitivité économique et s'avère gérable dans de bonnes conditions d'adhésion et d'équité sociale.**

Fort heureusement, on dispose aujourd'hui de trois champs d'action répondant parfaitement à ce cahier des charges :

- le premier est celui de **l'utilisation rationnelle de l'énergie**. L'utilisation rationnelle répond à des considérations de bon sens qui se traduisent normalement par de moindres coûts. Une énergie très élaborée, comme l'électricité, doit être utilisée en priorité là où elle est la plus efficace : obtenir de très hautes températures par induction, faire tourner des moteurs, assurer le chauffage de locaux avec des pompes à chaleur, etc. À l'inverse, une énergie à faible pouvoir calorifique, coûteuse à rassembler en grandes quantités comme la biomasse, doit être utilisée de préférence à peu de distance de ses lieux de production, dans des usages de base, comme le chauffage des locaux.

De même, pour assurer l'autonomie d'un véhicule automobile, il convient de choisir une source d'énergie facile à manipuler et à forte densité énergétique : l'essence et le gazole ont ainsi un avantage décisif par rapport au gaz et à l'électricité (tant qu'il n'existe pas de batteries légères et à forte capacité d'accumulation). On peut citer un autre exemple dans le même domaine : la presse relate des projets de propulsion de véhicules grâce à des piles à combustible ; si le combustible est du gaz naturel converti en hydrogène au sein même du véhicule (convertisseur embarqué), il serait plus rationnel d'utiliser directement le gaz naturel comme source de propulsion (lequel lui-même ne constitue pas le vecteur énergétique le plus rationnel) ;

- le deuxième champ d'action est celui **des économies d'énergie**. Bien des progrès peuvent être obtenus du fait de l'inflexion des comportements individuels sans perte de confort et sans affectation de la qualité de vie : le potentiel d'économie est considérable (certains experts, comme ceux de l'AIE, avancent des chiffres pouvant aller jusqu'à 30 % d'économie possible au plan mondial). Au-delà, le potentiel des actions économiquement justifiées sur la base des coûts des énergies, sans même qu'il y ait lieu d'évoquer la prise en compte de « l'externalité » que constitue la valeur attachée à la réduction des émissions de gaz à effet de serre, est considérable. Il s'agit de toutes les économies d'énergie qui peuvent être obtenues avec une rentabilité comparable à celle attendue de la production supplémentaire d'énergie. Ces actions, dès lors qu'elles sont rationnellement menées, améliorent la compétitivité nationale et créent des emplois très majoritairement nationaux ;

- le troisième champ d'action est l'exploitation persévérante des progrès qui peuvent être obtenus par **l'amélioration des technologies existantes**. Les progrès ont été constatés en permanence depuis des décennies, et continueront d'apparaître. Les exemples abondent, qu'il s'agisse de l'habitat, des transports ou des *process* industriels.

La plupart de ces actions ont, cependant, une caractéristique commune qui en complique singulièrement la mise en œuvre. **Elles relèvent le plus souvent de la responsabilité d'acteurs décentralisés : collectivités territoriales, entreprises, promoteurs immobiliers, gérants d'immeubles, particuliers...** Se pose alors la question de la cohérence entre les critères de décision de ces acteurs – tout particulièrement en matière d'investissement – et les critères supposés refléter l'intérêt général élaborés au niveau national. Les causes de divergence sont multiples. Très souvent les acteurs décentralisés, s'agissant d'investissements considérés comme non stratégiques, exigeront un temps de retour de l'investissement court (deux ans par exemple, alors que pour la production d'énergie on peut dépasser dix ans) ; ils ne chercheront pas à anticiper l'évolution prévisible des prix des énergies et n'intégreront généralement pas, sauf s'il s'agit de modifications de comportement indolores, les coûts d'externalité chers aux économistes de l'énergie et des transports. Pire encore, dans de nombreux cas, celui qui exploite un investissement – et qui en tire bénéfice – n'est pas celui qui l'a décidé et financé : c'est souvent le cas pour le chauffage des logements.

Plus généralement, le signal prix n'arrive pas nécessairement « au bon endroit », ce qui explique beaucoup d'incohérences apparentes entre la [non-]décision d'investissement et la pratique comportementale au quotidien (rapports entre les propriétaires et les locataires, comportement des chauffeurs de taxi ou des conducteurs routiers travaillant au sein d'une entreprise de service, etc.).

- **D'où la question centrale de la pertinence, de la cohérence et des modalités des interventions publiques destinées à assurer une convergence, au moins approximative, des comportements et décisions décentralisés vers des objectifs « d'intérêt général » qu'il convient d'annoncer le plus tôt possible.**

Au-delà de la sensibilisation et de l'information des différents acteurs, qui constituent des préalables indispensables, les pouvoirs publics disposent d'un vaste arsenal de méthodes d'intervention, tant au niveau national qu'au niveau local, même si les exigences de la construction européenne peuvent imposer certains cadres, tel le marché des émissions de CO<sub>2</sub>, ou incitent, dans nombre de domaines, à une certaine prudence.

*Réglementation, taxation, défiscalisation, aides à l'investissement sous différentes formes sont déjà largement utilisées en matière de politique énergétique.* Les pratiques actuelles méritent sans doute d'être réexaminées au regard des enseignements du passé et des nouveaux défis à relever. On y reviendra plus loin (voir annexe II), mais on peut d'ores et déjà, dans le droit fil de ce qui précède, énoncer quelques principes généraux qui semblent s'imposer :

- *Neutralité budgétaire* : les évolutions des interventions de l'État nécessitées par la nouvelle politique énergétique et, plus particulièrement, par l'exigence de réduction des émissions de gaz à effet de serre ne doivent pas peser sur l'équilibre des finances publiques ; à cette fin les recettes supplémentaires doivent, au minimum, couvrir globalement le coût des allègements fiscaux ou des aides supplémentaires.

- *Respect de la compétitivité des entreprises* : tant que des mesures de protection efficaces n'auront pas été mises en place au plan européen, il conviendra d'éviter toutes les dispositions qui, au nom de la prise en compte de « l'externalité carbone », risqueraient d'affecter la compétitivité de secteurs fortement consommateurs d'énergie et exposés à la concurrence internationale.
- *Pédagogie* : pour contribuer à la sensibilisation et à la bonne information de tous, les mesures mises en place doivent être lisibles dans leur finalité et leurs évolutions et être pensées comme des actes de communication. Par exemple, une « taxe carbone » qui semble de prime abord une idée simple et pertinente dans certains secteurs non exposés à la concurrence internationale, ne devrait pas, si elle était retenue, être noyée dans des dispositions fiscales d'ordre général dont les subtilités échappent à la majorité des assujettis, mais s'appuyer sur une assiette simple et incontestable.

## 1.5

### Un certain nombre de décisions relevant de choix publics (grandes infrastructures, aménagement du territoire, choix des filières énergétiques à développer, etc.) supposent inévitablement des paris difficiles sur l'avenir

La fixation d'une chronique normative de prix de la tonne de CO<sub>2</sub> évitée, à défaut d'en garantir l'optimalité, pourra au moins en assurer la cohérence.

Il doit d'abord être clair que nombre de décisions de l'État ou des collectivités territoriales dont la finalité première n'est pas énergétique, peuvent avoir sur la durée des conséquences importantes en termes de consommations énergétiques. Il en est ainsi, par exemple, des décisions de l'État en matière de grandes infrastructures de transport, ou des décisions des collectivités territoriales en matière d'aménagement de leur territoire ou de leur politique des transports.

Il n'est d'ailleurs pas exceptionnel que l'atteinte des objectifs assignés à un projet implique des consommations d'énergie supplémentaires : bon nombre de projets autoroutiers ont précisément pour objet de faciliter la mobilité et peuvent se traduire en voyageurs/kilomètre et en tonnes/kilomètre supplémentaires. Ceci n'est pas *a priori* répréhensible dès lors que ces consommations supplémentaires sont correctement évaluées et valorisées pour assurer la rationalité de la décision finale, ce qui ne semble pas toujours le cas. On ne peut donc que recommander l'application rigoureuse des méthodologies existantes en matière d'évaluation des conséquences énergétiques des grands projets et l'amélioration des méthodologies, souvent balbutiantes, dans le cas de problématiques locales plus complexes (voir annexe IV).

De ce point de vue, le recours au **calcul socio-économique** devrait être généralisé, voire imposé pour les décisions d'investissement d'infrastructures publiques les plus importantes, en vue d'apporter aux décideurs politiques et économiques, confrontés à des enjeux complexes, des éléments rationnels d'aide à la décision, comme des arguments objectifs dans les débats préalables, publics ou non, et dans les arbitrages.

Reste à déterminer la (ou les) valorisation(s) normative(s) des externalités à prendre en compte dans les décisions. Sur ce point, les travaux de l'atelier consacré

à la **valorisation économique du CO<sub>2</sub>**, émis ou évité, apportent quelques éclaircissements et des pistes de réflexion : on se référera à l'analyse de l'annexe IV qui présente le point de vue d'un groupe de travail d'économistes sur la problématique et les enjeux d'une détermination de la valeur économique du carbone. À cet égard :

- Le débat sur l'opportunité de retenir une valeur différente à attribuer à la tonne de CO<sub>2</sub> en fonction du secteur émetteur semble résulter d'un malentendu. Si la valeur d'une tonne de CO<sub>2</sub> est fixée, au niveau planétaire, en fonction du préjudice qu'elle occasionne, cette tonne de CO<sub>2</sub>, à l'instant t, en vaudrait une autre et sa valorisation serait bien unique, quelle que soit l'origine de l'émission. Ceci n'interdirait cependant nullement, pour obtenir une efficacité maximale des interventions publiques, de taxer les émissions ou de soutenir les investissements permettant de les éviter sur la base de coûts normatifs variables d'un secteur à l'autre, en fonction de leurs structures de consommation énergétique, de leur élasticité aux prix ou de leur exposition à la concurrence internationale.
- Les indications données par les premiers mois de fonctionnement du *marché des droits d'émission* sont, pour différentes raisons évoquées au chapitre 3, non significatives. Quant aux évaluations normatives retenues aujourd'hui en France ou envisagées par l'AIE dans ses études de prospective technologique (25 dollars/tonne de CO<sub>2</sub>), elles semblent beaucoup trop faibles pour permettre la mise en œuvre de technologies indispensables dans une perspective de développement durable. Tout dépendra de l'équilibre qui se formera entre les exigences des différents scénarios envisageables à l'horizon 2050 et les coûts des nouvelles technologies qu'il sera possible de mettre en œuvre à cette époque pour satisfaire ces exigences. En tout état de cause, les incertitudes concernant l'avenir, maintes fois soulignées, ne devraient pas inciter, même au nom du principe de précaution, à prendre des décisions fondées sur des valeurs exorbitantes et donc de nature à peser lourdement sur la compétitivité de notre économie. Là encore une démarche séquentielle est possible dès lors que rien n'engageant l'avenir de manière irréversible n'est décidé.

- La prise en compte des conséquences énergétiques de décisions dont la finalité première n'est pas énergétique est plus que jamais indispensable. Elle passe par **l'application rigoureuse des méthodologies existantes** et par la mise au point de méthodologies adaptées à des problématiques dans lesquelles cette prise en compte est aujourd'hui insuffisante.

- Pour assurer la cohérence des décisions de long terme, **une valeur normative unique de la tonne de CO<sub>2</sub> émise ou évitée** serait très utile, même si les mesures pratiques de taxation ou de soutien aux investissements à mettre en œuvre peuvent légitimement faire référence à des valeurs différenciées en fonction des caractéristiques des différents secteurs. Les valeurs actuellement préconisées au plan national ou au plan international semblent trop faibles pour permettre le développement de technologies nécessaires dans une perspective de développement durable.

## 2 Une approche sectorielle rétrospective et prospective pour identifier les leviers permettant de maîtriser les émissions sans compromettre la compétitivité de l'économie nationale

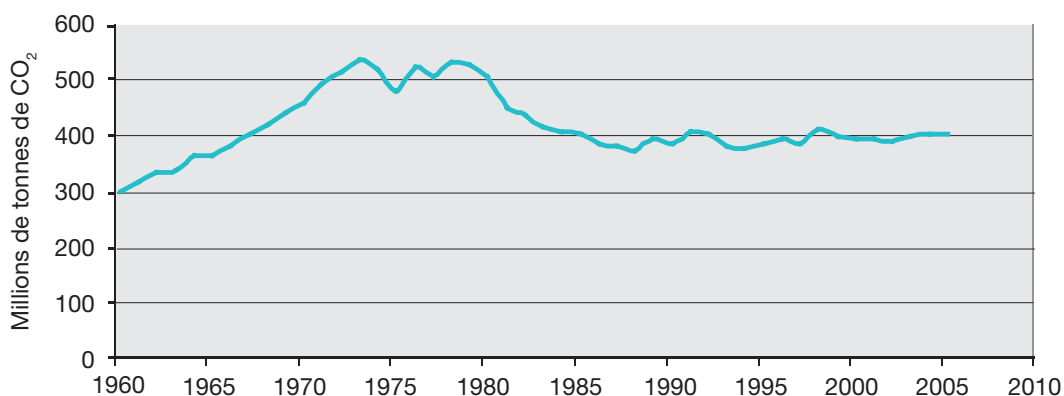
### 2.1 Une analyse rétrospective montre clairement que les problèmes majeurs se situent et se situeront vraisemblablement dans les secteurs des transports et du résidentiel-tertiaire

Dans le secteur des transports, les émissions en croissance constante depuis 1960 commencent tout juste à montrer un certain tassement au cours des années les plus récentes. Dans le secteur résidentiel et tertiaire, les émissions, après avoir fortement décliné jusqu'en 1990, sont tendanciellement orientées à la hausse depuis cette date.

■ *Mises en perspective historique, les émissions totales de CO<sub>2</sub> de la France, après une forte croissance jusqu'au premier choc pétrolier de 1973-74, ont connu une stabilisation puis une forte décroissance, conséquences de la politique énergétique menée en réponse aux deux chocs pétroliers*

On se reportera à l'analyse sommaire de la section 1.3 de ce chapitre. Ces émissions n'enregistrent qu'une croissance très faible (+ 0,16 % par an) sur la période 1990-2005 : cette tendance de fond globale apparaît assez peu significative car noyée dans des aléas de différentes natures (conditions climatiques, fluctuations de la production nucléaire, etc.)<sup>18</sup>.

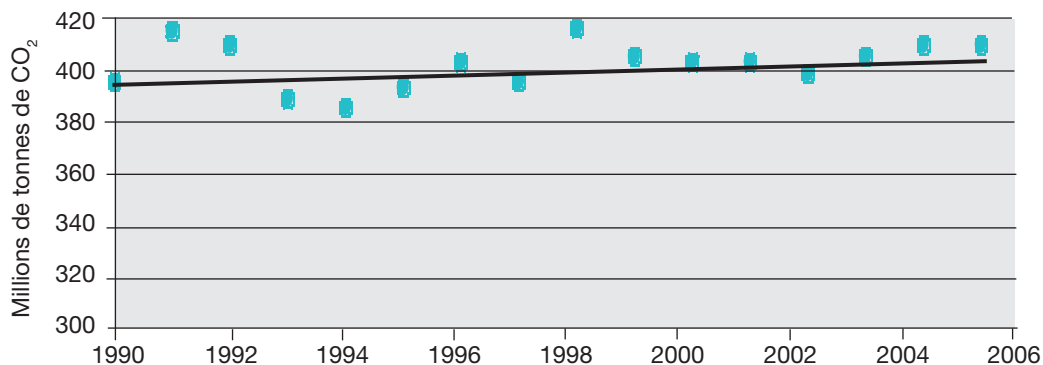
Graphique n° 29 : Émissions totales de CO<sub>2</sub> (1960-2005)



Source : CITEPA

18 - On voit d'ailleurs que le point 1990 « tire l'ajustement vers le bas » et que cette référence n'est donc pas particulièrement favorable pour la France dans le cadre des négociations européennes à venir.

**Graphique n° 30 : Évolution des émissions totales de CO<sub>2</sub> (1990-2005)**

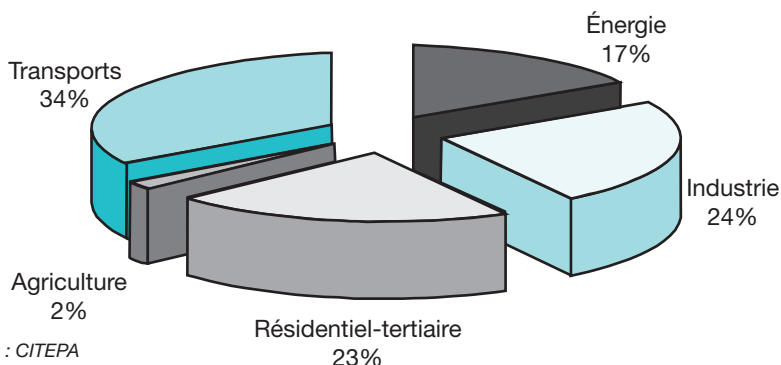


Source : CITEPA

■ **La considération du poids actuel des différents secteurs dans les émissions de CO<sub>2</sub> ne doit pas faire oublier que ces émissions ont connu, dans une mise en perspective historique (1960-2005) comme dans leur histoire récente (1990-2005), des évolutions contrastées**

Ce sont très clairement *le secteur des transports* – en croissance continue sur la période, même s’il marque une inflexion significative sur les toutes dernières années – et *le secteur résidentiel et tertiaire* – en croissance significative depuis 1990 après une forte baisse historique – qui soulèvent les interrogations les plus fortes, alors que les émissions du secteur industriel sont en décroissance régulière et que les émissions du secteur énergie, nonobstant des fluctuations importantes, sont tendanciellement stabilisées.

**Graphique n° 31 : Poids des différents secteurs dans les émissions de CO<sub>2</sub> (2005)**

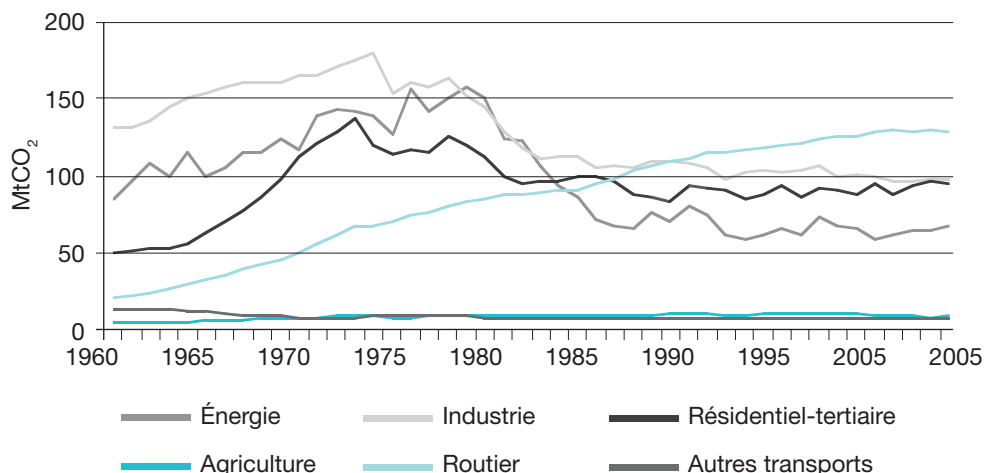


Source : CITEPA



Après cette brève rétrospective, la suite de ce chapitre sera consacrée pour l'essentiel à l'analyse des évolutions possibles des émissions de ces différents secteurs dans une perspective à moyen terme (2020) et à l'identification des évolutions structurelles et des technologies porteuses d'avenir pour chacun de ces secteurs dans une perspective de plus long terme (2050).

**Graphique n° 32 : Évolution des émissions de CO<sub>2</sub> par secteur (1960-2005)**



Source : CITEPA

## 2.2 Les hypothèses de cadrage macro-économiques traduisent la conviction qu'il est possible, au moins jusqu'en 2020, de concilier réduction des émissions de CO<sub>2</sub> et compétitivité économique dans un contexte de prix des énergies<sup>2</sup> importées plutôt élevés

Les hypothèses de cadrage macro-économique retenues dans l'analyse qui suit seront celles qui sous-tendent à moyen terme les scénarios élaborés par le groupe de travail 5 (Scénarios énergétiques) de la commission Énergie (voir chapitre 5) : croissance de + 2,1 % par an jusqu'en 2015, de + 1,8 % par an entre 2015 et 2030 et de + 1,6 % au-delà, avec des hypothèses plutôt hautes sur les prix des énergies (parité du taux de change entre l'euro et le dollar ; prix du Brent entre 50 et 80 dollars/baril jusqu'en 2015, entre 100 et 150 dollars/baril de 2015 à 2030 et d'environ 100 dollars/baril au-delà ; prix international du gaz naturel de 8 dollars/Mbtu jusqu'à 2015, de 11 dollars/Mbtu de 2015 à 2030 et de 15 dollars/Mbtu au-delà).

Il est clair que le maintien d'une telle hypothèse de croissance économique, dans un contexte où la limitation des émissions de gaz à effet de serre sera au premier plan des préoccupations, traduit la conviction qu'il sera possible, au moins à moyen terme, de concilier réduction des émissions de CO<sub>2</sub> et compétitivité économique<sup>19</sup>.

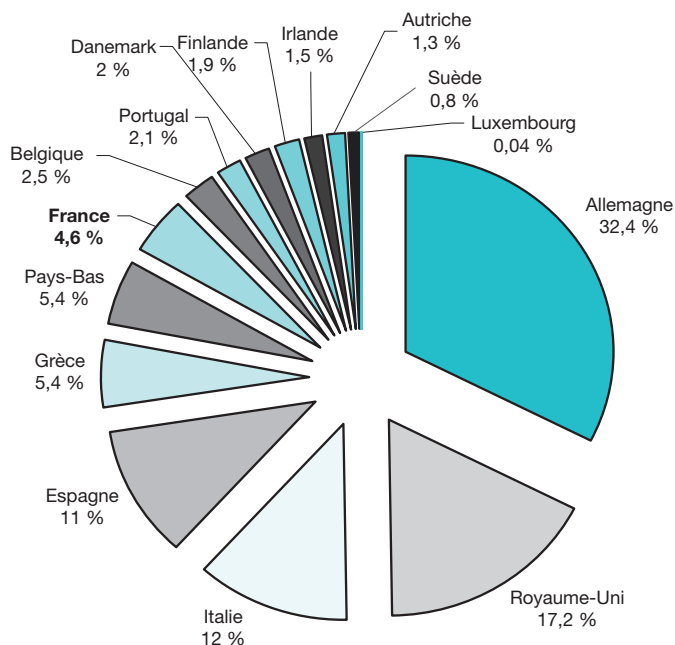
19 - On pourrait cependant noter qu'un contexte de prix élevés des énergies est favorable en lui-même à une réduction des émissions de CO<sub>2</sub> sans qu'il soit nécessaire de recourir à de fortes valorisations de « l'externalité carbone ».

#### 2.3 Le secteur électrique français a joué un rôle majeur dans le fait que la France est l'un des pays d'Europe les moins émetteurs de gaz à effet de serre ; il importe que ses émissions n'augmentent pas à l'avenir

Commencer ce tour d'horizon sectoriel par une analyse relativement approfondie des perspectives à moyen et long termes du secteur électrique pourrait sembler lui accorder une importance démesurée, au regard de son poids dans les émissions actuelles de CO<sub>2</sub> (à peine plus de 10 % des émissions nationales) et de la part de l'électricité dans les consommations d'énergie finale (un peu moins de 23 % en 1985). Dans l'optique qui nous intéresse ici, ce choix se justifie pourtant au moins pour trois raisons :

- la maîtrise des émissions de CO<sub>2</sub> du secteur électrique, qui est la raison essentielle de la situation privilégiée de la France en ce domaine – situation même assez exemplaire en matière d'émissions de CO<sub>2</sub> rapportées au PNB –, reste un enjeu essentiel à moyen et long termes ;

**Graphique n° 33 : Part des États membres dans les émissions de CO<sub>2</sub> de l'Union européenne (UE-15) en provenance de la production d'électricité et de chaleur (2005)**



Source : Union européenne

- la substitution d'une électricité « peu carbonée » aux combustibles fossiles est une voie de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> susceptible de développements importants dans tous les secteurs de l'économie ;
- la production d'électricité est l'une des voies, la seule dans certains cas, de valorisation de bon nombre d'énergies renouvelables (hydraulique, éolienne, photovoltaïque, biomasse, sous-produits industriels, déchets urbains, etc.).

Encore faut-il que les réponses apportées à ces trois préoccupations s'inscrivent dans une logique de rationalité économique, ce qui suppose :

- une maîtrise des coûts de production, de transport, de distribution et de commercialisation de l'énergie électrique ;
- l'insertion des productions d'électricité « renouvelables » en quantité et à des coûts raisonnables dans le système électrique ;
- la mise à disposition des consommateurs d'une électricité « peu carbonée » et compétitive, accompagnée d'une politique active de promotion des usages performants de l'électricité, particulièrement en substitution aux énergies fossiles.

#### ■ **La maîtrise des coûts**

Il est illusoire de s'en remettre aux vertus de la concurrence pour assurer une maîtrise des coûts du secteur électrique français dès lors que la production nucléaire (78 % de la production totale) est entre les mains d'un opérateur unique, que ce même opérateur reste largement majoritaire en matière de production hydroélectrique, que les coûts d'acquisition par le système électrique des productions à base d'énergies renouvelables (EnR) sont fixés par des tarifs d'achat réglementés, que les activités de transport et de distribution relèvent, comme il se doit, d'une logique de monopole naturel régulé et que la concurrence sur la commercialisation reste modeste compte tenu de la permanence de tarifs réglementés couvrant une partie significative de la consommation. La possibilité d'accroître la pression concurrentielle sur l'opérateur historique, sans perdre les effets d'échelle qui caractérisent la situation actuelle, a été maintes fois posée, mais n'a reçu à ce jour que des réponses partielles. La réalisation d'un réseau électrique assurant une réelle fluidité des échanges au niveau européen (au moins dans un premier temps sur la « plaque continentale » : Allemagne, Benelux, France) et d'un marché électrique européen réellement concurrentiel est une condition nécessaire, de même que la disparition des tarifs réglementés.

Quoi qu'il en soit, il existe dès aujourd'hui des leviers à exploiter pour obtenir un mix énergétique peu carboné à moindre coût.

- **Le premier levier est la maîtrise des coûts du nucléaire**

S'agissant des *coûts d'investissement*, on peut penser que le renouvellement du parc actuel s'effectuera à un rythme régulier, à l'inverse de ce qui s'est passé au cours des années 1974-1982. Il ne fait pas de doute, cependant, que le prix de revient moyen actualisé, pour un fonctionnement en base, de 47 €/2006/MWh articulé en 2006 est un coût de « tête de série » supportant des coûts fixes exceptionnels et ne bénéficiant

d'aucun effet de série. Une cible plausible associée à un rythme d'engagement régulier de deux tranches par an pourrait être une réduction de ce coût de 10 % à 15 %, voire un peu plus si EDF bénéficiait pleinement du retour d'expérience des réacteurs de type EPR réalisés à l'étranger.

S'agissant du parc nucléaire existant, EDF va mettre en œuvre différentes mesures qui devraient permettre d'accroître dans de bonnes conditions économiques son potentiel de production. C'est d'abord l'amélioration de la disponibilité, grâce au déploiement complet du plan de réduction des durées d'arrêt, à la modification de la gestion du combustible d'un certain nombre de tranches et à des souplesses accrues dans la gestion du combustible. C'est ensuite l'augmentation des puissances nominales d'un certain nombre de tranches, augmentation déjà pratiquée à l'étranger et qui ne semble poser de problèmes ni de principe ni techniques. Du fait de ces mesures, EDF table sur un potentiel de production supplémentaire d'une vingtaine de TWh à l'horizon 2020. Viendra s'y ajouter, bien entendu, la production de l'EPR de Flamanville 3 dont la mise en service est prévue pour 2012 et qui apportera en année moyenne un potentiel de production de 13 TWh. On pourrait donc compter en 2020 sur un potentiel de production nucléaire de 460 TWh, mais il faut se souvenir que la politique d'amélioration de la disponibilité des centrales nucléaires a déjà été entreprise dans le passé avec un succès pour le moins mitigé.

- ***Le deuxième levier est une meilleure maîtrise de la courbe de charge***

Celle-ci consiste à mettre en place les instruments nécessaires pour réguler finement la courbe de charge de la clientèle moyenne et basse tension, ce qui suppose la possibilité de donner un signal prix modulé en temps réel et de télécommander une partie des usages chez le client. Le « compteur intelligent télécommandé » est une réponse techniquement adaptée et dont le coût est devenu raisonnable compte tenu des progrès accomplis en matière de traitement informatique et de transmission de l'information. Il ne faut plus tarder maintenant à mettre en place à grande échelle, comme cela commence à se pratiquer à l'étranger, ce dispositif de maîtrise de la courbe de charge qui concourra de surcroît à une facturation plus équitable de l'énergie électrique et à la suppression d'un obstacle majeur à la concurrence. Cette mise en place relève de la responsabilité des gestionnaires de réseaux de distribution, sous le contrôle du régulateur.

- ***Le troisième levier est la concurrence qui devrait s'établir naturellement, s'agissant du développement des moyens de pointe et de semi-base***

Il est probable que les projets portés aujourd'hui à la connaissance de Réseau de transport d'électricité (RTE) ne sont peut-être pas totalement adaptés en structure aux problèmes à résoudre dans l'immédiat : un peu trop de semi-base, pas assez de moyens de pointe, ce qui pourrait entraîner une sous-utilisation initiale de certains investissements proposés. Il est clair aussi que, compte tenu des bilans prévisionnels que nous évoquerons plus loin, les propositions sont quelque peu surabondantes à l'horizon 2020 et que l'échelonnement dans le temps des mises en service reste à déterminer, sans méconnaître les contraintes que peuvent entraîner les délais de réalisation de raccordement au réseau. Il appartiendra à chacun de prendre ses

responsabilités, compte tenu de l'éclairage périodique qu'apportera RTE sur les bilans prévisionnels production/consommation. Tout ceci n'est pas simple mais permettra de voir en vraie grandeur si les mécanismes concurrentiels éclairés par la Programmation pluriannuelle des investissements (PPI) aboutissent à des résultats satisfaisants sur ce segment de production<sup>20</sup>. Mention doit être faite ici du potentiel hydroélectrique pour lequel existent probablement un certain nombre de possibilités d'extension pertinentes dès lors que l'on accepte de réexaminer certaines contraintes qui ne s'imposent pas avec évidence face aux enjeux climatiques (voir encadré ci-après).

### Peut-on développer la production hydroélectrique en France ?

Ces éléments sont extraits du rapport remis en mars 2006 au ministre de l'Économie, des Finances et de l'Industrie par le haut fonctionnaire du développement durable du ministère.

L'hydroélectricité en France aujourd'hui :

- une production annuelle moyenne de 70 milliards de kWh, soit 13 % de la production d'électricité totale ;
- une puissance installée de 25 000 MW — dont la moitié environ avec des retenues et des barrages permettant de moduler la puissance ;
- 95 % de l'électricité d'origine renouvelable française ;
- sans la production hydroélectrique actuelle, les émissions françaises de gaz à effet de serre seraient, toutes choses égales par ailleurs, supérieures de 10 % à 12 % ;
- c'est essentiellement grâce à l'hydroélectricité que notre pays est le premier producteur européen d'énergies renouvelables en volume ;
- des économies substantielles d'émissions de gaz à effet de serre (quelque 60 millions de tonnes de CO<sub>2</sub>) par rapport à une alternative de production thermique (mix de centrales au charbon et de centrales à gaz).

**Tableau n° 10 : L'hydroélectricité en France**

	Productible (TWh/an)	Puissance (MW)
<b>Grande hydraulique (10 à 50 MW)</b>	23,4	18 200
<b>Petite hydraulique (100 kW à 10 MW)</b>	3,5	750
<b>Très petite hydraulique (10 à 100 kW)</b>	1	600
<b>Stations de transfert par pompage (STEP)</b>		4 300

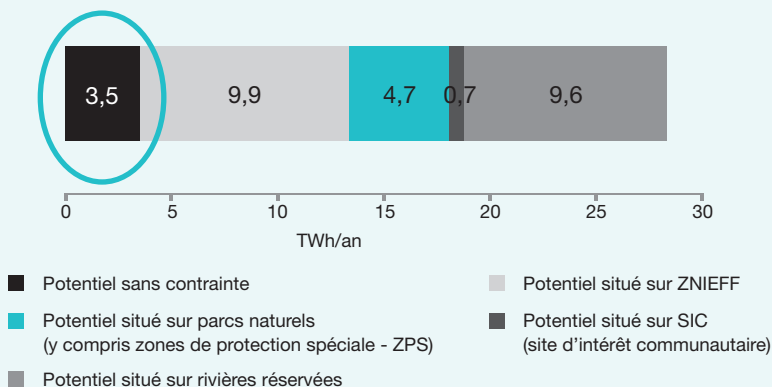
Source : Rapport sur les perspectives de développement de la production hydroélectrique en France, HFDD-MinEfi, mars 2006

Un potentiel technique global restant à exploiter d'environ 28 TWh par an qui devrait faire l'objet d'une expertise économique précise, mais qui peut être réduit à presque rien si on lui oppose systématiquement des considérations de protection

20 - Il serait souhaitable que, sauf pour résoudre des problèmes de réseau que seul RTE est à même d'apprécier, il n'y ait pas lieu de procéder à des appels d'offres pour corriger des insuffisances de capacités de production : l'introduction de mécanismes planificateurs dans un contexte concurrentiel pourrait comporter des effets pervers regrettables.

de l'environnement excessives. **Ce potentiel de développement d'environ 28 TWh/an peut être réduit à moins de 13 TWh/an, voire à 3 ou 4 TWh/an si l'on s'interdit également tout aménagement sur les zones naturelles d'intérêt écologique, faunistique et floristique (ZNIEFF).**

**Graphique n° 34 : Répartition du potentiel suivant les contraintes environnementales potentielles sur un total d'environ 28 TWh**



Source : Rapport sur les perspectives de développement de la production hydroélectrique en France, HFDD-MinEFI, mars 2006

- **Le quatrième levier est la maîtrise des coûts de transport et de distribution sous le contrôle du régulateur**

S'il y a peu à dire sur les relations régulateur/régulé en matière de transport, il semble que la situation soit moins satisfaisante du côté de la distribution. De ce point de vue, la création, au sein de l'opérateur historique, d'un gestionnaire de réseau de distribution intégré, sur le modèle RTE – dont la gestion serait clairement séparée de celle du reste de l'opérateur historique – clarifierait sans doute grandement les responsabilités et rendrait plus efficace le dialogue régulateur/régulé au bénéfice de tous.

- **Le cinquième levier est l'insertion, dans des conditions claires et économiquement raisonnables, des énergies dont on entend soutenir le développement, pour des raisons diverses.**

Cette insertion se fait aujourd'hui par le biais d'une obligation d'achat par l'opérateur historique<sup>21</sup> des énergies produites sur la base de tarifs d'achat qui, d'adjonction en adjonction, de modification en modification, constituent un véritable maquis dont la cohérence paraît peu assurée. L'encadré page 112 n'en donne qu'un aperçu partiel.

21 - Ce monopole de fait de la gestion de l'obligation d'achat par l'opérateur historique apparaît à certains comme un avantage concurrentiel indu, car lui permettant d'accroître, à surcoût compensé, son périmètre de production. Mais permettre à tous les producteurs de participer à la gestion de l'obligation d'achat semble poser des problèmes de distorsions concurrentielles tout aussi épineux.

Y aurait-il lieu de changer radicalement de méthode en rendant obligatoire, comme cela est pratiqué dans certains pays, l'incorporation par chaque producteur d'une certaine quantité de telle ou telle énergie renouvelable ? La question mérite d'être étudiée.

Si l'on s'en tient au système actuel, deux questions économiquement lourdes se posent concernant d'une part l'obligation d'achat de la cogénération, d'autre part le tarif d'achat de l'énergie éolienne.

- **L'obligation d'achat de l'énergie produite par les cogénérations** dans le cadre des « contrats 97-01 modifiés », dès lors que leur puissance installée n'excédait pas 12 MW<sup>22</sup>, assortie de tarifs sans doute très rémunérateurs<sup>23</sup>, a conduit entre 1997 et 2001 à un développement très rapide de la cogénération. La puissance électrique installée totale est aujourd'hui un peu inférieure à 5 000 MW et ne se développe plus que très lentement malgré le maintien des conditions d'achat. Les contrats, conclus pour une durée de douze ans, non prolongeables ni renouvelables (sauf cas particuliers), s'éteindront donc pour l'essentiel entre 2009 et 2013. Il ne paraît guère justifié dans ces conditions de maintenir un dispositif qui ne viserait qu'à exploiter un gisement d'une ampleur et d'un intérêt économique très limités. Qui plus est, les conditions artificiellement très favorables de reprise de l'électricité produite par ces installations ont conduit, dans certains cas, à des baisses de rendement énergétique et à une « désoptimisation » en vue de produire davantage d'électricité que nécessaire, quitte à ne pas utiliser convenablement la vapeur coproduite.

*Il est proposé de supprimer les aides à la production combinée de chaleur et d'électricité à partir d'énergie fossile au-delà de l'exécution des contrats en cours, lesquels iraient à leur terme assortis éventuellement d'ajustements de détail dont l'examen du bien-fondé et des modalités ne relève pas du cadre des travaux de la commission Énergie.*

- S'agissant du **tarif d'achat de l'énergie éolienne**, la question de la pertinence de son calibrage est complexe. On peut simplement indiquer ici que, par référence au coût de développement d'une centrale moderne au charbon fonctionnant en base, un coût de reprise de 80 euros/MWh est cohérent avec un coût implicite de la tonne de CO<sub>2</sub> évitée de l'ordre de 50 euros, ce qui n'est nullement absurde dans une perspective à moyen terme. Mais de cette observation ne peut être tirée aucune conclusion décisive : d'une part, la référence charbon en base est sans doute pertinente dans le cas du système électrique allemand, mais beaucoup moins dans le cas français pour lequel la production électrique de base est largement d'origine nucléaire et hydraulique ; d'autre part, à supposer que l'on considère que 80 euros/MWh constituent le maximum que l'on puisse accepter de payer pour soutenir une production de cette nature, rien ne démontrerait qu'il faille acheter la totalité de la production à ce prix dès lors que l'éolien pourrait se développer suffisamment avec un soutien plus faible.

*En tout état de cause, un développement important à venir de l'énergie éolienne ne peut pas être envisagé sur la base de subventions permanentes par rapport aux prix du marché. Le niveau des tarifs de reprise, au regard des prix de revient réels et des perspectives de développement, est dès aujourd'hui controversé et devra inéluctablement se réduire.*

22 - Puissance limite portée à 40 MW dans le cadre du « contrat 99-02 ».

23 - Ceux-ci constituent, pour parler clair, une subvention de la production de vapeur par le système électrique.

#### Les tarifs d'obligation d'achat de l'électricité produite par les énergies renouvelables

Les arrêtés du 10 juillet 2006 prévoient de nouvelles conditions d'achat de l'électricité produite à partir de certaines sources d'énergies renouvelables. Le tableau n° 11 résume les principales conditions :

**Tableau n° 11 : Conditions d'achat de l'électricité par source d'énergie renouvelable (arrêté du 10 juillet 2006)**

Filière	Arrêté	Durée des contrats	Exemple de tarifs pour les nouvelles installations
<b>Biogaz et méthanisation</b>	10 juillet 2006	15 ans	Entre <b>7,5 et 9 c€/kWh</b> selon la puissance + prime à l'efficacité énergétique comprise entre <b>0 et 3 c€/kWh</b> + prime à la méthanisation de <b>2 c€/kWh</b>
<b>Énergie éolienne</b>	10 juillet 2006	15 ans (terrestre) 20 ans (en mer)	- <b>Éolien terrestre</b> : <b>8,2 c€/kWh</b> pendant 10 ans, puis entre <b>2,8 et 8,2 c€/kWh</b> pendant 5 ans selon les sites - <b>Éolien en mer</b> : <b>13 c€/kWh</b> pendant 10 ans, puis entre <b>3 et 13 c€/kWh</b> pendant 10 ans selon les sites
<b>Énergie photovoltaïque</b>	10 juillet 2006	20 ans	- <b>Métropole</b> : <b>30 c€/kWh</b> + prime d'intégration au bâti de <b>25 c€/kWh</b> - <b>Corse, DOM, Mayotte</b> : <b>40 c€/kWh</b> + prime d'intégration au bâti de <b>15 c€/kWh</b>
<b>Géothermie</b>	10 juillet 2006	15 ans	- <b>Métropole</b> : <b>12 c€/kWh</b> + prime à l'efficacité énergétique comprise entre <b>0 et 3 c€/kWh</b> - <b>DOM</b> : <b>10 c€/kWh</b> + prime à l'efficacité énergétique comprise entre <b>0 et 3 c€/kWh</b>

Source : commission Énergie

Ces dispositions ne s'appliquent pas aux contrats en cours à la date de publications au Journal Officiel des arrêtés du 10 juillet 2006, soit le 26 juillet 2006. Ces contrats demeurent régis par les conditions prévues par les arrêtés ci-après (tableau n° 12).



**Tableau n° 12 : Conditions d'achat de l'électricité par source d'énergie renouvelable (antérieures à l'arrêt du 10 juillet 2006)**

Filière	Arrêté	Durée des contrats	Fourchette de tarifs pour les installations existantes bénéficiant d'un contrat antérieur au 26.07.2006 (métropole)
Combustion de matières fossiles végétales (biomasse)	16 avril 2002	15 ans	<b>4,9 c€/kWh</b> (32,1 cF/kWh) + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 1,2 c€/kWh (7,8 cF/kWh)
Méthanisation	16 avril 2002	15 ans	<b>4,6 c€/kWh</b> (30,2 cF/kWh) + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 1,2 c€/kWh (7,8 cF/kWh)
Géothermie	13 mars 2002	15 ans	<b>7,62 c€/kWh</b> (50 cF/kWh) + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 0,3 c€/kWh (2 cF/kWh)
Photovoltaïque	13 mars 2002	20 ans	<b>15,25 c€/kWh</b> en France continentale et <b>30,5</b> en Corse et Dom (1F/kWh et 2F/kWh)
Déchets animaux bruts ou transformés (farines animales)	13 mars 2002	15 ans	<b>4,5 à 5 c€/kWh</b> (29,5 à 32,8 cF/kWh) + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 0,3 c€/kWh
Petites installations	13 mars 2002	15 ans	<b>7,87 à 9,60 c€/kWh</b> (51,6 à 63 cF/kWh) issu du tarif « bleu » aux clients domestiques
Biogaz de décharge	3 octobre 2001	15 ans	<b>4,5 à 5,72 c€/kWh</b> (29,5 à 37,5 cF/kWh) selon la puissance + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 0,3 c€/kWh (2 cF/kWh)
Déchets ménagers sauf biogaz	2 octobre 2001	15 ans	<b>4,5 à 5 c€/kWh</b> (29,5 à 32,8 cF/kWh) + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 0,3 c€/kWh (2 cF/kWh)
Cogénération	31 juillet 2001	12 ans	<b>6,1 à 9,15 c€/kWh</b> (40 et 60 cF/kWh) environ en fonction du prix du gaz, de la durée de fonctionnement et de la puissance
Hydraulique	25 juin 2001	20 ans	<b>5,49 à 6,1 c€/kWh</b> (36 à 40 cF/kWh) selon la puissance + prime comprise entre 0 et 1,52 c€/kWh (10 cF/kWh) en hiver selon régularité de la production
Éolien	8 juin 2001	15 ans	<b>8,38 c€/kWh</b> (55 cF/kWh) pendant 5 ans, puis <b>3,05 à 8,38 c€/kWh</b> (20 à 55 cF/kWh) pendant 10 ans selon les sites

Source : commission Énergie

■ **Les émissions globales de CO<sub>2</sub> du secteur électrique à l'horizon 2020, compte tenu des hypothèses modérées d'augmentation de consommation, de l'amélioration du potentiel de production nucléaire et du développement des éoliennes, pourraient être sensiblement en baisse par rapport à leur niveau de 1990**

- S'agissant de l'évolution de la demande intérieure d'électricité (consommation intérieure France hors Corse, y compris autoconsommation), le gestionnaire de transport d'électricité (RTE), chargé de l'établissement des bilans prévisionnels de l'élec-

tricité, a établi un scénario de référence sur la base d'une croissance économique moyenne de 2,3 % par an, conduisant à une consommation de 534 TWh en 2020. Ce scénario est sensiblement en retrait par rapport au scénario de référence présenté il y a deux ans, lequel envisageait une consommation de 552 TWh en 2020. Il faut voir dans cette évolution des perspectives de demande d'électricité le double effet, d'une part, d'un recalage initial compte tenu de la croissance économique de ces deux dernières années et, d'autre part, d'hypothèses plus ambitieuses en matière de maîtrise des consommations d'électricité chez les utilisateurs finaux. Certains font observer que l'on pourrait aller sensiblement plus loin dans la maîtrise des consommations d'électricité, d'autres soulignent au contraire qu'existent des « gisements de substitution » de l'électricité aux combustibles fossiles dans l'industrie, le résidentiel-tertiaire, voire le secteur des transports (véhicule hybride rechargeable), lesquels mériteraient d'être exploités plus rapidement, accroissant d'autant la demande d'électricité. Ce scénario est donc à placer « sous surveillance », mais peut être considéré comme une bonne base de travail.

- Du côté de la production, EDF table – comme indiqué plus haut –, compte tenu de l'amélioration du potentiel de production du parc existant et de la mise en service de Flamanville 3, sur une production nucléaire de l'ordre de 460 TWh.

S'agissant des autres moyens de production non générateurs en exploitation d'émissions de CO<sub>2</sub>, l'hydraulique gravitaire fournit une production en année moyenne de 68 TWh et l'on a retenu des hypothèses de 21 TWh en matière d'éoliennes et de 6,5 TWh en matière de production à partir d'ordures ménagères et de biomasse.

Du côté de la production thermique, les hypothèses retenues, sujettes à révision, sont résumées dans l'encadré suivant.

### Hypothèses concernant le thermique à flamme en 2020

**Cogénération** : 2,8 GW pour une production annuelle d'environ 9 TWh, compte tenu du non-renouvellement des installations les moins performantes.

**Turbine à combustion (TAC) et centrales à fioul** : puissance de l'ordre de 8 GW, en légère augmentation par rapport à la situation actuelle, pour faire face à l'accroissement de la pointe, fournissant une énergie d'environ 2 TWh.

**Charbon** : le parc 250 MW (EDF et SNET) sera entièrement fermé à l'horizon 2015. Il subsiste cinq tranches (3 EDF + 2 SNET) de 600 MW dites Q600, soit 3 GW pour une production annuelle possible d'environ 9 TWh. On retient la mise en service possible de deux unités de 800 MW de charbon propre supercritique à haut rendement ; soit 1,6 GW, pour une production annuelle de 6,4 TWh.

**Plaques industrielles** : puissance installée de 0,9 GW (Dunkerque et Gonfreville) pour une production d'environ 7 TWh dont 2 TWh issus de la combustion de gaz de hauts fourneaux et 5 TWh de gaz naturel.

**Cycle combiné à gaz** : 4 GW installés en 2020 (soit 9 CCG) pour une production annuelle d'environ 21 TWh.

Avec ces hypothèses, le bilan simplifié annuel offre/demande s'établit comme suit :

**Tableau n° 13 : Bilan de l'offre et de la demande d'électricité en France (TWh)**

	2020	Rappel 2006 (selon RTE)
Production nucléaire *	460	428,7
Production hydraulique *	68	60,6
Production EnR hors hydraulique *	21	5,6
Production thermique classique *	49	52,8
<b>Total offre</b>	<b>598</b>	<b>547,7</b>
Consommation totale France (hors Corse) (dont pertes sur réseaux)**	534	488,6 (31,1)
Autoconsommation	- 12	- 12,1
Solde pompage	2	7,5
Exportations nettes	74	63,7
<b>Total demande (réseau)</b>	<b>598</b>	<b>547,7</b>

\* Productions nettes (consommations des auxiliaires des centrales déduites).

\*\* Comprend : l'énergie électrique livrée à la clientèle finale raccordée en HTB, HTA et BT + pertes de réseau + les autoconsommations (producteurs industriels autosuffisants).

Sources : RTE pour la colonne « Rappel 2006 », travaux de la task force Électricité (données EDF et RTE) pour la colonne « 2020 ».

La balance des échanges avec l'étranger est un peu théorique car, d'une part, certaines capacités disponibles risquent de ne pas être économiquement exportables en fonction de l'état du marché européen et, d'autre part, les interconnexions entre la France et ses voisins ne sont pas toujours suffisantes.

Ce bilan comporte un certain nombre d'hypothèses qui pourraient être remises en cause (maîtrise des consommations d'électricité, obtention complète de l'accroissement du potentiel de production nucléaire recherché par EDF, aucune fermeture de centrales nucléaires sur la période, etc.), mais il comporte de nombreuses souplesses dont l'une pourrait être l'engagement d'un EPR supplémentaire vers 2008-2010, si des dérives trop importantes en termes économiques ou d'émissions de CO<sub>2</sub> apparaissaient.

Le tableau n° 14 fournit les estimations d'émissions de CO<sub>2</sub> (Mt) du système de production électrique pour différentes années passées (émissions réalisées) et pour l'année 2020 (émissions prévisionnelles).

**Tableau n° 14 : Émissions de CO<sub>2</sub> du système français de production électrique (en millions de tonnes)\***

1990	2004	2005	2006	2020
38	30	34	35	28

\* Émissions correspondant à la production centralisée d'électricité en métropole : émissions cumulées des installations de EDF, SNET/Endesa France et de Gaz de France (Dunkerque 6)

Source : Observatoire de l'énergie - DGEMP

Sur la base de ce bilan prévisionnel, les émissions de CO<sub>2</sub> du secteur électrique en 2020 pourraient être inférieures de quelque 10 Mt à celles réalisées en 1990.

Le bilan global nécessite cependant une analyse plus fine. En effet, certains usages de l'électricité sont très saisonnalisés. C'est le cas en premier lieu du chauffage électrique pour lequel les deux tiers de la consommation sont localisés dans les trois mois les plus froids de l'année, alors que les moyens de production qui n'émettent pas de CO<sub>2</sub> (hydraulique au fil de l'eau, éoliennes, nucléaire) fonctionnent ou sont conçus pour fonctionner économiquement sans modulation volontaire. Or les moyens de production de pointe ou de semi-pointe sont fortement émetteurs de CO<sub>2</sub>. Les données nécessaires pour procéder à cet approfondissement n'ont pas encore pu être réunies et examinées de façon contradictoire. Gaz de France et Électricité de France ont adressé à la commission leurs estimations (voir l'annexe VI : Contributions de membres de la commission).

#### ■ **La préparation de l'avenir**

La préparation de l'après-2020 suppose d'abord l'engagement ou la poursuite des actions qui permettront de prolonger la durée de vie des centrales nucléaires actuelles et de tirer le meilleur parti du palier EPR en cours d'industrialisation. C'est une affaire entre les producteurs (EDF et ceux qui pourraient être intéressés à développer des unités de production nucléaire sur le territoire français) et leurs fournisseurs.

S'agissant du plus long terme et compte tenu de l'importance que revêt pour notre pays la maîtrise des nouvelles technologies nucléaires, la France doit s'impliquer fortement dans les travaux de R & D concernant la « génération 4 » dont on attend des progrès importants, en particulier en matière de gestion des déchets nucléaires.

Enfin, même si leur application ne semble pas devoir connaître des développements massifs sur le territoire national, les enjeux mondiaux attachés au développement des technologies de captage et de stockage du CO<sub>2</sub> (CSC) justifient amplement que l'on se fixe comme objectif d'accroître et de faire converger les compétences françaises en ce domaine.

## **Le captage et le stockage du CO<sub>2</sub> (CSC) ne sont pas une solution sur laquelle la France peut raisonnablement compter pour diminuer significativement ses émissions de gaz carbonique**

Cette technologie peut être disponible à l'échelle industrielle d'ici à une vingtaine d'années. Pour le captage, il s'agit moins d'inventer des procédés ou des équipements nouveaux que de faire un choix parmi ceux qui existent et de les optimiser pour des installations de très grande taille. L'injection en vue du stockage est déjà réalisable, de même que le transport. **Très schématiquement, l'objectif est de rendre économiquement acceptable un nouveau concept fondé sur des techniques connues et, dans certains cas, utilisées à petite échelle.**

Quel que soit le procédé finalement retenu, il sera d'autant moins coûteux que l'installation sera de taille importante et située à une distance plus réduite du lieu d'injection du CO<sub>2</sub>. Autrement dit, s'il existe un avenir pour le CSC, ce sera essentiellement pour des centrales de production d'électricité brûlant du charbon ou des hydrocarbures en grandes quantités, c'est-à-dire pour des centrales de grande puissance et fonctionnant en base.

De telles installations existent et leur nombre a toute chance d'augmenter, notamment en Chine et en Inde, pays en forte croissance, parce que le charbon est abondant dans le monde et constitue souvent la source principale de production d'électricité.

C'est pourquoi le CSC est un enjeu très important, pour lequel l'industrie française, forte de compétences dans l'ingénierie de l'exploration et la production d'hydrocarbures, dans la chimie et la combustion, peut occuper une position très forte.

Dans le cas de la France, la production d'électricité est assurée pour l'essentiel sans émission de CO<sub>2</sub>. Remplacer des centrales nucléaires par des centrales au charbon avec CSC ne contribuerait pas à diminuer les émissions françaises globales de CO<sub>2</sub>. Les sources d'émission de CO<sub>2</sub> sont relativement dispersées sur le territoire et il est difficile d'apprécier celles qui pourraient économiquement justifier le captage et le stockage de CO<sub>2</sub>.

En outre, les structures possibles de stockage de CO<sub>2</sub> ne sont pas très nombreuses en France, les plus attrayantes étant des gisements de gaz épuisés. Il ne faut pas oublier non plus que l'acceptation par l'opinion publique de l'enfouissement des déchets que constituent le CO<sub>2</sub> et les impuretés qu'il contiendra en vue de leur stockage définitif est loin d'être acquise.

## 2.4 L'industrie, qui a consenti depuis quinze ans des efforts substantiels de réduction des émissions de gaz à effet de serre, représente encore un potentiel intéressant d'économies et de substitutions mobilisables dans des conditions économiquement acceptables

Au cours des quinze dernières années, les émissions de CO<sub>2</sub> de l'industrie ont été tendanciellement orientées à la baisse. Cette tendance est la résultante d'évolutions structurelles – qui risquent d'être amplifiées par les effets pervers de l'organisation du marché des droits d'émission de gaz à effet de serre – et d'efforts persévérants en matière d'économies d'énergie et de substitutions énergétiques. À moyen terme, même dans l'hypothèse d'un développement soutenu de l'activité des différentes branches industrielles, cette baisse tendancielle des émissions pourrait se poursuivre grâce à l'exploitation d'un potentiel important d'économies et de substitutions, mobilisables dans des conditions économiques satisfaisantes par la mise en œuvre de techniques dès aujourd'hui éprouvées.

### ■ Les tendances passées

Sur la période 1990-2005, la consommation finale énergétique totale<sup>24</sup> de l'industrie est restée pratiquement stable, les évolutions structurelles du secteur et les actions d'économie d'énergie compensant approximativement l'effet de la croissance d'ensemble du secteur.

**Tableau n° 15 : Consommations finales énergétiques de l'industrie (Mtep)**

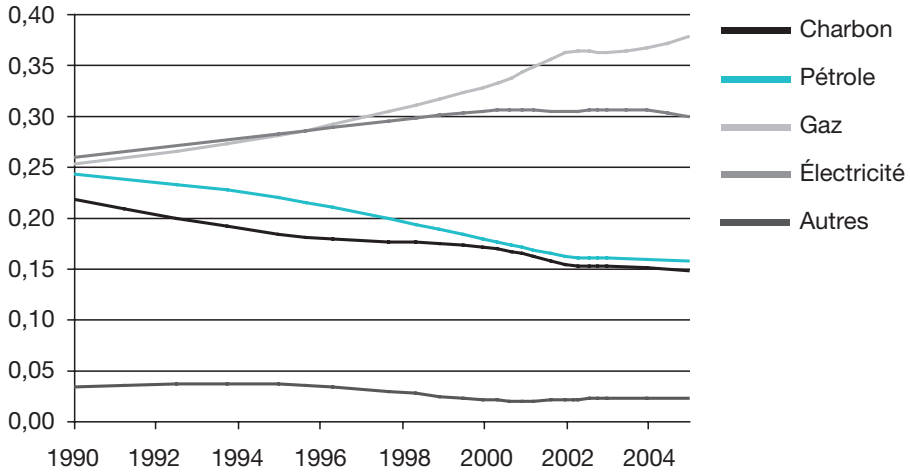
	1990	1995	2000	2002	2003	2004	2005
Charbon	8,4	7,0	6,7	6,1	5,9	5,9	5,8
Pétrole	9,3	8,3	7,0	6,4	6,2	6,2	6,1
Gaz	9,7	10,6	12,9	14,3	14,1	14,4	14,7
Électricité	9,9	10,7	11,9	12,0	11,9	12,0	11,7
Autres	1,3	1,4	0,8	0,8	0,9	0,8	0,8
<b>Total</b>	<b>38,6</b>	<b>38,0</b>	<b>39,4</b>	<b>39,6</b>	<b>38,9</b>	<b>39,3</b>	<b>39,1</b>

Source : Observatoire de l'énergie

Cette stabilité d'ensemble au cours de la période examinée masque cependant une profonde évolution du mix énergétique de l'industrie, due à la fois aux évolutions structurelles du secteur et aux substitutions entre énergies au sein des différentes activités industrielles.

24 - C'est-à-dire, hors consommations de produits énergétiques mis en œuvre comme matière première dans les process. Sont en revanche incluses dans ces chiffres les consommations non énergétiques de la sidérurgie et les consommations de combustibles liées à la production d'électricité autoconsommée.

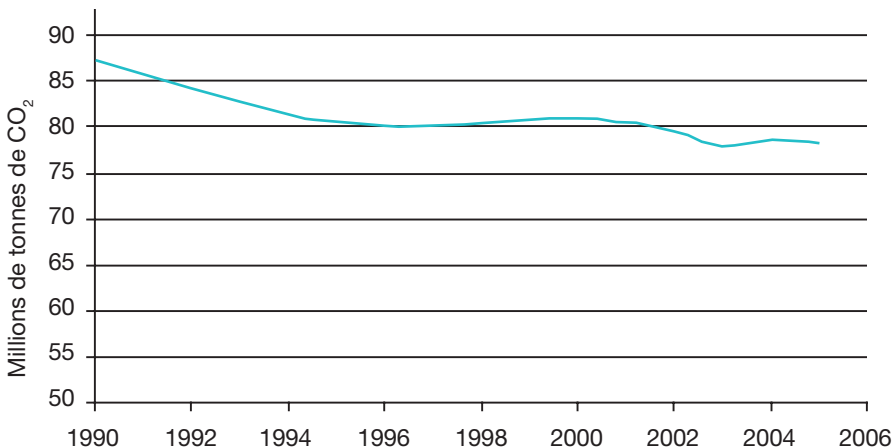
**Graphique n° 35 : Part des différentes énergies dans les consommations énergétiques de l'industrie (en %)**



Source : Observatoire de l'énergie

Cette restructuration, réduisant la part du charbon et des produits pétroliers au profit d'énergies moins émettrices de CO<sub>2</sub> – gaz et électricité –, a eu un effet bénéfique sur les émissions globales de CO<sub>2</sub> du secteur, qui ont baissé d'un peu plus de 9 millions de tonnes sur la période. Elle semble s'essouffler au cours des dernières années sans qu'il y ait lieu d'en tirer des conclusions hâtives pour les années à venir. Un certain nombre d'événements importants survenus récemment n'ont eu qu'un impact limité en toute fin de période (mise en place des quotas d'émission et du marché des droits d'émission) ou n'auront d'effet qu'au-delà de la période sous revue (accord entre EDF et le consortium EXELTIUM constitué par les grands consommateurs « électro-intensifs », mise en place du « tarif réglementé transitoire d'ajustement des marchés », etc.).

**Graphique n° 36 : Émissions de CO<sub>2</sub> résultant des consommations énergétiques de l'industrie**

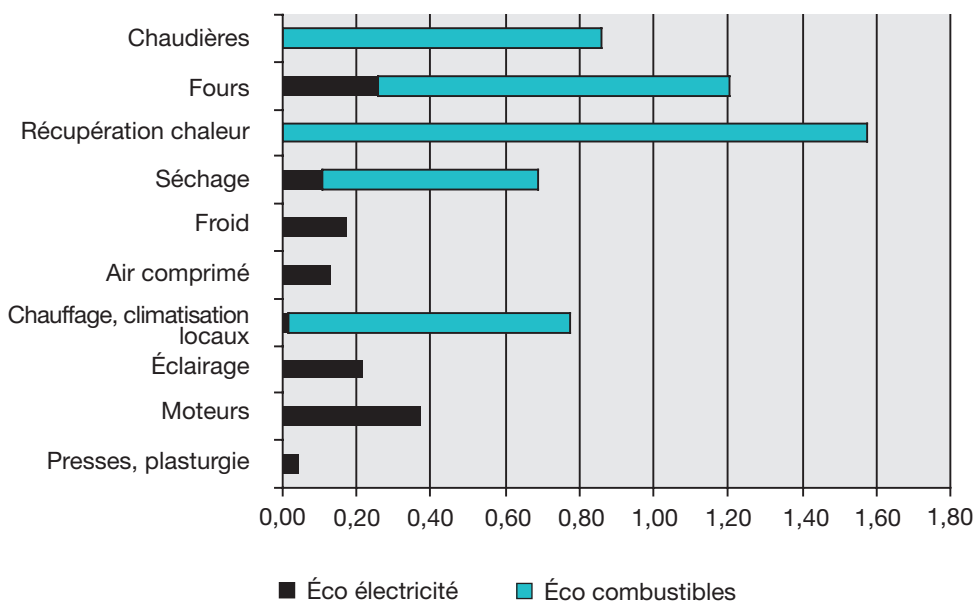


Sources : Observatoire de l'énergie et coefficients CITEPA

Les actions d'économie d'énergie et de substitution d'énergies moins émettrices de CO<sub>2</sub> aux énergies en place menées dans le passé laissent cependant subsister un potentiel significatif susceptible d'être mobilisé, avec des techniques aujourd'hui bien maîtrisées, dans des conditions économiques satisfaisantes.

Sur la base des prix actuels des différentes énergies et d'un temps de retour des investissements n'excédant pas quatre ans, une étude récente du Centre d'études et de recherches économiques sur l'énergie (CEREN), passant en revue quelque 200 mesures envisageables, évalue ce potentiel à 6 Mtep d'énergie finale (4,70 Mtep sur les combustibles fossiles, 1,3 Mtep sur l'électricité). Le graphique n° 37 en donne une vue synthétique.

**Graphique n° 37 : Gisement d'économies d'énergie dans l'industrie (Mtep)**



Source : Centre d'études et de recherches économiques sur l'énergie (CEREN)

Parmi les technologies ou mesures qui permettent les gains les plus rapides et les plus substantiels, on peut citer : les moteurs à vitesse variable, la gestion technique centralisée (GTC), la valorisation énergétique des déchets dans les cimenteries et l'agroalimentaire, la récupération de chaleur sur fumées des chaudières et les fours régénératifs dans les fonderies.



### L'exemple du programme *Motor Challenge*

Les moteurs, les dispositifs de production d'air comprimé et de froid (représentant un gisement théorique estimé par le CEREN à 8 TWh/an) sont concernés par le programme européen *Motor Challenge*, piloté par l'ADEME. Ce programme a pour vocation de construire des outils pour aider les entreprises à améliorer leur efficacité énergétique sur les systèmes motorisés en agissant sur les technologies employées ou sur l'amélioration des pratiques (gestion, contrôle et maintenance, etc.). Il s'agit également d'un outil de communication pour mettre en avant les bonnes pratiques et les opportunités dont peuvent bénéficier ces systèmes. *Motor Challenge* fonctionne sur la base d'un engagement des entreprises participantes. Le label « économies d'énergie pour systèmes motorisés » leur est attribué dès leur engagement, sur la base d'un plan d'actions d'économies d'énergie volontaire s'appuyant sur une charte.

Des exemples de terrain, obtenus dans le cadre des diagnostics et prédiagnostics financés par l'ADEME, ont montré que 30 % à 50 % de l'électricité consommée par les systèmes de pompage, de compression (air et froid) ou de ventilation pouvaient être économisés par une conduite et une maintenance améliorées ou par des investissements concernant des dispositifs économes en énergie. Le programme a été lancé en France en novembre 2006. Deux entreprises se sont d'ores et déjà engagées sur ce programme avec, pour l'une, un gain final attendu de 720 MWh/an et, pour l'autre, un gain de 420 MWh/an.

Dans les mêmes conditions économiques, demeure également un potentiel appréciable de substitution de l'électricité aux combustibles fossiles avec, d'une part, l'induction (le potentiel actuel de substitution est estimé à 0,84 Mtep et pourrait être substantiellement accru si les progrès attendus sur les coûts en 2010-2015 se réalisent) et, d'autre part, les pompes à chaleur et la compression mécanique de vapeur (le potentiel actuel est de l'ordre de 1 Mtep et pourrait doubler avec les pompes à chaleur à haute performance en cours de développement).

**Au total, c'est donc 6 à 8 Mtep de combustibles fossiles qui pourraient à moyen terme être économisées ou remplacées par de l'électricité, représentant un potentiel de réduction d'émissions de CO<sub>2</sub> de 25 à 30 millions de tonnes (sous réserve que cette électricité soit produite sans émission de CO<sub>2</sub>).** Il conviendrait d'y ajouter les réductions d'émissions qui pourraient être obtenues par la poursuite de la substitution du gaz aux produits pétroliers.

#### ■ *Ce qui peut être envisagé d'ici à 2020*

Dans le cadre du groupe de travail 5 de la commission Énergie (Scénarios énergétiques), le cabinet Enerdata a élaboré un scénario de référence – scénario « tendanciel » prenant en compte les effets des dispositions récentes et actuelles (voir chapitre 5). La consommation finale énergétique de l'industrie en 2020 y apparaît en croissance de quelque 4 Mtep par rapport à son niveau de 1990, niveau au demeurant très proche de celui atteint en 2005. Dans ce scénario de référence, les émissions de CO<sub>2</sub> seraient en 2020 inférieures de 5 millions de tonnes à leur niveau actuel, ce qui supposerait déjà l'utilisation des trois quarts du gisement précédemment identifié sur la base des techniques actuelles et d'un temps de retour de l'ordre de quatre ans.

Dans le cadre des travaux de ce même groupe, a été également élaboré un scénario « volontariste » de réduction des émissions. À l'horizon 2020, il retient une réduction supplémentaire d'une dizaine de millions de tonnes de CO<sub>2</sub>, ce qui supposerait – au-delà de la valorisation complète du potentiel précédemment identifié – soit la réalisation de progrès significatifs en termes de coût et de performance de certaines techniques (pompes à chaleur par exemple), soit des interventions financières permettant de ramener les temps de retour de certains investissements d'économie ou de substitution d'énergie à des niveaux compatibles avec les pratiques industrielles.

À la différence de ce qui se passe dans d'autres secteurs, bon nombre de process industriels donnent lieu à des développements, des renouvellements ou des remises à niveau assez fréquents, ce qui facilite l'intégration des progrès technologiques. Il en résulte qu'*a contrario*, un ralentissement de l'activité des branches industrielles en cause ne serait pas favorable aux progrès en matière d'économies d'énergie, de substitutions énergétiques et d'intégration des améliorations technologiques. Ces ralentissements, accompagnés ou non de délocalisations, éminemment regrettables, n'auraient sans doute pas les conséquences en termes d'émissions que pourrait laisser supposer un calcul purement mécanique.

À l'issue de cette analyse, **on peut estimer qu'une réduction à l'horizon 2020 des émissions de CO<sub>2</sub> de l'industrie de quelque 25 millions de tonnes par rapport à leur niveau de 1990 (ou, autrement dit, d'une quinzaine de millions de tonnes par rapport à leur niveau actuel) n'est pas impensable.** Il s'agit cependant d'un objectif extrêmement ambitieux, car il nécessiterait non seulement l'exploitation complète du gisement d'économies et de substitutions énergétiques identifié comme accessible avec les technologies actuelles dans des conditions économiques raisonnables, mais aussi l'amélioration des coûts et des performances de certaines de ces technologies.

#### ■ **La préparation du long terme**

Le point de départ d'une réflexion sur les actions à entreprendre pour permettre à l'industrie de réduire encore plus drastiquement ses émissions de gaz à effet de serre sur le long terme peut relever de deux logiques étroitement imbriquées : une approche technologique visant à améliorer des technologies existantes ou à réaliser des percées technologiques concrètes à partir d'idées nouvelles encore expérimentales, ou bien une approche systémique visant à réaliser un objectif global par la combinaison de différentes technologies existantes, à perfectionner ou à développer.

On trouvera dans le rapport du groupe 3 (Évolutions technologiques) de la commission Énergie des exemples de développements technologiques susceptibles, avec des probabilités plus ou moins grandes, d'applications à long ou très long terme dans le secteur industriel (amélioration des techniques de combustion, captage et stockage du carbone, utilisation de la biomasse, etc.). On citera aussi les technologies d'utilisation de l'électricité dans de nombreux process industriels en substitution aux combustibles fossiles (induction, pompes à chaleur à haute performance, osmose inverse, électrolyse, etc.).

S'agissant des approches systémiques, on citera le projet ULCOS (*Ultra Low CO<sub>2</sub> Steelmaking*) qui vise à trouver de nouveaux processus de production d'acier réduisant drastiquement les émissions de CO<sub>2</sub> et d'autres gaz à effet de serre du secteur (voir encadré ci-après) mais qui pourrait être le prototype de démarches similaires dans d'autres secteurs.

### **Le projet ULCOS (*Ultra Low CO<sub>2</sub> Steelmaking*)**

Répondant à un appel d'offres de la Commission européenne, un consortium de 48 entreprises et organisations européennes, emmené par un noyau de sidérurgistes européens, vient d'engager une initiative conjointe de R & D visant à « trouver des solutions innovantes et en rupture pour continuer la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> de l'industrie sidérurgique ». L'objectif est « une réduction significative des émissions de CO<sub>2</sub> spécifiques par rapport à un haut fourneau moderne ». Arcelor assure la coordination de ce consortium.

Au cours d'une première phase exploratoire de cinq ans, ULCOS va étudier une série de concepts de rupture pour la production d'acier pouvant conduire à une réduction des émissions spécifiques de CO<sub>2</sub> de la sidérurgie de l'ordre de 30 % à 70 %. Une des technologies envisagées pourrait être fondée sur le recyclage des gaz de gueulard après décarbonation. Mais d'autres technologies de rupture sont envisagées (capture et stockage du CO<sub>2</sub>, utilisation de l'hydrogène, utilisation de carbone et de gaz naturel avec captage et stockage dans un réacteur distinct du haut fourneau, utilisation de la biomasse, etc.). À la fin de cette première phase, un ou plusieurs projets seront sélectionnés et feront l'objet d'une évaluation approfondie en termes de faisabilité technique et économique et d'acceptabilité sociale. Les projets sélectionnés entreront ensuite dans une phase pilote d'une durée de cinq ans pour confirmer de manière définitive leur viabilité technique et économique.

## **2.5**

**Pour le secteur résidentiel et, dans une moindre mesure, le secteur tertiaire, qui bénéficie d'un taux de renouvellement bien supérieur, l'enjeu majeur à moyen terme est la rénovation énergétique de l'existant**

**Un changement de vitesse radical dans le rythme et la qualité des opérations de rénovation est indispensable.** Ce changement de vitesse sera générateur d'emplois, mais suppose un engagement très fort de la profession en termes d'organisation, de recrutement et de formation. De leur côté, l'État et les collectivités territoriales devront, au-delà d'un comportement exemplaire, en tant que donneurs d'ordre, mettre en place les dispositions législatives et réglementaires permettant d'assurer la réussite de cette entreprise ambitieuse de longue haleine.

### **■ Quelques éléments de rétrospective**

- Les consommations totales en énergie finale du secteur résidentiel et tertiaire ont crû de 15 % entre 1990 et le début des années 2000, mais les toutes dernières années marquent une tendance très nette à la stabilisation.

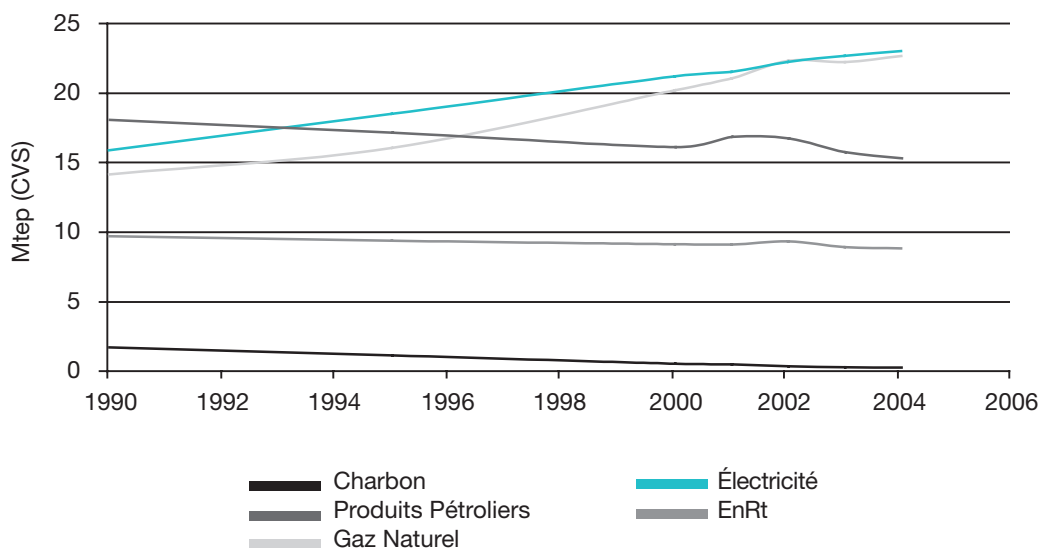
**Tableau n° 16 : Consommations d'énergie finale du secteur résidentiel et tertiaire (corrigées des aléas climatiques)**

En Mtep	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004
Charbon	1,86	1,28	0,69	0,64	0,5	0,44	0,41
Produits pétroliers	18,14	17,23	16,19	16,94	16,83	15,84	15,4
Gaz	14,06	15,97	20,1	20,94	22,2	22,11	22,54
Électricité	15,68	18,28	20,96	21,28	21,99	22,44	22,78
EnR thermiques	9,54	9,22	8,95	8,93	9,16	8,76	8,67
<b>Total</b>	<b>59,28</b>	<b>61,98</b>	<b>66,89</b>	<b>68,73</b>	<b>70,68</b>	<b>69,59</b>	<b>69,8</b>

Source : DGEMP, Observatoire de l'énergie

S'agissant des consommations finales par énergie, les évolutions sont très contrastées : forte croissance de l'électricité et du gaz, décroissance marquée des produits pétroliers, légère décroissance des énergies renouvelables thermiques, quasi-disparition du charbon.

**Graphique n° 38 : Consommations finales d'énergie du secteur résidentiel et tertiaire**



Source : DGEMP, Observatoire de l'énergie

Ces évolutions résultent de phénomènes bien connus : part réduite des produits pétroliers dans la construction neuve récente au profit du gaz et surtout de l'électricité, substitution du gaz aux produits pétroliers pour le chauffage des locaux existants, très forte croissance de l'électricité spécifique aussi bien dans le résidentiel que dans le tertiaire. Si les usages thermiques (chauffage, eau chaude sanitaire et cuisson) restent largement prépondérants dans les consommations d'énergie finale du secteur résidentiel et tertiaire (82 % en 2003), c'est la consommation d'électricité spécifique qui a connu la plus forte croissance au cours de dernières années avec une augmentation de 45 % sur la période 1990-2003.

**Tableau n° 17 : Évolution de la consommation d'énergie par usage dans le secteur résidentiel-tertiaire (hors énergies renouvelables, mais y compris le bois)**

En Mtep (données brutes)	1990	1995	1999	2000	2001	2002	2003
Chauffage	32,0	33,1	34,8	34,9	36,3	35,5	35,4
Eau chaude sanitaire	3,7	3,8	4,1	4,1	4,0	3,9	3,8
Cuisson	2,2	2,5	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
Électricité spécifique	3,4	4,0	4,6	4,8	5,0	5,2	5,3
<b>Consommation du secteur résidentiel</b>	<b>41,2</b>	<b>43,4</b>	<b>46,2</b>	<b>46,5</b>	<b>47,9</b>	<b>47,2</b>	<b>47,2</b>
Chauffage	7,2	7,0	6,4	6,6	6,5	6,5	6,5
Eau chaude sanitaire et cuisson	6,0	7,0	7,9	8,0	8,2	8,3	8,3
Électricité spécifique	5,0	5,7	6,2	6,4	6,6	6,8	6,9
<b>Consommation du secteur tertiaire</b>	<b>18,2</b>	<b>19,8</b>	<b>20,5</b>	<b>21,0</b>	<b>21,3</b>	<b>21,7</b>	<b>21,7</b>
Chauffage	39,2	40,2	41,2	41,5	42,8	42,0	42,0
Eau chaude sanitaire et cuisson	11,9	13,3	14,7	14,8	14,8	14,8	14,7
Électricité spécifique	8,4	9,7	10,8	11,2	11,6	12,0	12,2
<b>Consommation du secteur résidentiel et tertiaire</b>	<b>59,5</b>	<b>63,2</b>	<b>66,7</b>	<b>67,5</b>	<b>69,2</b>	<b>68,8</b>	<b>68,9</b>

Source : DGEMP, Observatoire de l'énergie

- Des évolutions qui viennent d'être analysées résulte une croissance modérée des émissions directes de CO<sub>2</sub> du secteur, entre 1990 et le début des années 2000, suivie d'une stabilisation, voire d'une légère décroissance à partir de 2002. L'écart entre les rythmes de croissance des consommations d'énergie finale et des émissions de CO<sub>2</sub> s'explique en grande partie par le fait que les consommations d'électricité, spécifiques ou non, n'entraînent pas d'émissions de CO<sub>2</sub> dans les statistiques propres au secteur<sup>25</sup>.

25 - On notera que l'impact qu'aurait pu avoir sur les émissions de CO<sub>2</sub> du secteur électrique la croissance des consommations électriques dans le secteur résidentiel et tertiaire (électricité spécifique, chauffage électrique de l'eau et des locaux, cuisson électrique) a été totalement gommé sur la période 1990-2005 par l'évolution du parc de production électrique (voir l'analyse consacrée au secteur électrique).

**Tableau n° 18 : Émissions directes de CO<sub>2</sub> du secteur résidentiel et tertiaire (en millions de tonnes CVS)**

1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004
102	103	104	107	108	105	105

Sources : DGEMP, Observatoire de l'énergie + coefficients CITEPA

■ **Quelles sont les possibilités de progrès en matière d'économie d'énergie et de réduction d'émissions de CO<sub>2</sub> à moyen terme dans le secteur résidentiel ?**

Il faut d'abord avoir conscience des données de base du problème : la pyramide des âges du parc de logements et la lenteur de son évolution naturelle.

#### Le parc des logements et son évolution « naturelle »

Il comportait en 2004 pour la métropole 30,2 millions de logements répartis en :

- résidences principales : 25,3 millions dont 14,2 individuelles et 11,1 collectives ;
- résidences secondaires : 3 millions dont 1,9 individuelles et 1,1 collectives ;
- logements vacants : 1,9 million.

La surface totale des 30,2 millions de logements représente environ 2 200 millions de m<sup>2</sup>.

Les logements construits annuellement ne représentent guère plus de 1 % du parc total en année moyenne. Le rythme de destruction du parc reste faible, de l'ordre de 0,1 % à 0,2 % par an : cette valeur reste incertaine car elle repose sur des données incomplètes.

Pour les résidences principales, on constate que 31 % des logements sont antérieurs à 1949 (dont près des 2/3 antérieurs à 1915), 34 % ont été construits entre 1949 et 1974, 13 % entre 1975 et 1981 et 22 % depuis 1982.

Le renouvellement « naturel » du parc de logements est donc extrêmement lent et il serait sans doute difficile de l'accélérer considérablement aujourd'hui au regard de critères purement énergétiques. Quels que soient les progrès réalisés ou réalisables en matière de performance énergétique dans la construction neuve, il ne faut donc pas compter sur le renouvellement du parc de logements pour réduire substantiellement en quelques décennies les consommations d'énergie et les émissions de CO<sub>2</sub> du secteur. **Améliorer la performance énergétique des logements existants constitue donc un enjeu majeur à moyen terme. Les mêmes considérations valent *mutatis mutandis* pour une grande partie du parc tertiaire.**

- S'agissant de la construction neuve, l'évolution de la réglementation thermique a sans aucun doute permis des progrès considérables.

On peut cependant s'interroger sur le respect effectif des normes édictées par les réglementations successives dès lors que le contrôle de leur application n'a pas été réalisé.

### **Les réglementations thermiques**

*(Ce résumé vise simplement à donner des ordres de grandeur)*

Depuis 1974 des réglementations thermiques ont été établies pour réduire progressivement la consommation de la construction neuve. Elles s'inscrivent désormais dans le cadre de directives européennes.

La réglementation thermique 2000 (RT 2000), désormais étendue au secteur tertiaire, vise à limiter les consommations d'énergie sur l'ensemble des postes (chauffage, eau chaude sanitaire – pour le logement uniquement –, ventilation, ensemble des auxiliaires, ainsi que, dans le cas du tertiaire, sur l'éclairage et la climatisation). Le calcul se fait par bâtiment et non par logement. Elle vise aussi à limiter l'inconfort d'été dans les locaux non climatisés par l'introduction du calcul de la température intérieure.

La réglementation thermique 2005 (RT 2005) s'inscrit dans la continuité de la RT 2000. Mais la valeur de consommation conventionnelle d'énergie d'un bâtiment s'exprime sous la forme d'un coefficient C en kWh/m<sup>2</sup>/an d'énergie primaire. Celui-ci correspond à la somme des différents postes de consommation (chauffage, ventilation, eau chaude sanitaire, éclairage, auxiliaires) multipliés individuellement par un coefficient correspondant à l'énergie primaire (électricité, gaz, fioul) utilisée pour chacun de ces postes. Ce coefficient C<sub>ep</sub> est égal à 2,58 pour l'électricité et à 1 pour les autres énergies. Des exigences s'appliquent également aux performances minimales des éléments de l'enveloppe et des équipements. En outre, le bâtiment doit respecter l'exigence d'une température maximale sur le confort d'été.

La réglementation thermique dite RT 2005 conduit à des consommations de l'ordre de 120 kWh/m<sup>2</sup>/an. L'objectif de la future RT 2010 est une réduction de quelque 15 % de cette consommation par mètre carré. En Europe, les réglementations existantes conduisent généralement à des consommations de l'ordre de 100 kWh/m<sup>2</sup>/an.

En ce qui concerne la construction neuve, les progrès à venir seront très importants et, vers 2050, la consommation de chauffage des bâtiments neufs sera inférieure à 50 kWh/m<sup>2</sup>/an. On verra en même temps apparaître des bâtiments à énergie positive.

Deux questions importantes se posent dans l'immédiat, s'agissant de la satisfaction des besoins thermiques :

- Pourquoi la mise en place de panneaux solaires dans la construction neuve ne se développe-t-elle pas, alors qu'il s'agit d'une solution énergétiquement et économiquement intéressante et que des mesures d'incitation significatives existent ? Sans doute y a-t-il des contraintes d'urbanisme à déverrouiller (orientation des toits), des études à faire pour en assurer une meilleure intégration

esthétique dans l'habitat local. Mais, plus fondamentalement, l'absence d'intérêt marqué des promoteurs, des architectes, des professionnels du bâtiment et des fournisseurs d'énergie pour ce type d'équipements peut être la cause de son faible développement.

- Dès lors que la mise en œuvre d'une installation de chauffage central est justifiée, se pose – ou va se poser – la question de la concurrence entre des chaudières à gaz performantes et des pompes à chaleur dont le rendement, le coût et l'encombrement sont en amélioration constante<sup>26</sup>.
- Quels que soient les progrès réalisés dans la réduction des consommations dans la construction neuve et des émissions de gaz à effet de serre qui en résultent, c'est dans l'existant que se situent à moyen terme les enjeux les plus importants.
  - Il convient en premier lieu de faire évoluer les comportements en vue de réduire les gaspillages. À cet égard, le chauffage collectif est souvent source de difficultés dès lors que des comportements individuels visant à économiser l'énergie ne trouvent pas leur contrepartie en termes de réduction de la facture énergétique en l'absence de comptage individuel du chauffage. Une attention plus grande doit également être portée aux températures de chauffage en hiver et de climatisation en été, lesquelles sont souvent source de surconsommations importantes.

Au-delà, des gains à réaliser sur les consommations d'énergie et les émissions de CO<sub>2</sub> nécessitent des investissements judicieux d'économie ou d'utilisation rationnelle de l'énergie. Le potentiel correspondant doit être apprécié non seulement en volume théorique mais aussi en fonction de son accessibilité compte tenu du retour sur investissement qu'il peut assurer.

#### **Comment apprécier l'efficacité d'un investissement économisant l'énergie : le MWh « cumac »**

L'abréviation « cumac » provient de la contraction de « cumulé » et « actualisé ». Les kilowattheures économisés chaque année grâce à un investissement (amélioration d'un équipement existant, choix d'un équipement plus performant) sont actualisés sur la base d'un taux d'actualisation de 4 % et cumulés sur la durée de vie de l'équipement. Le coût d'investissement divisé par le nombre de MWh cumac économisés peut être comparé au prix du mégawattheure économisé au moment où se prend la décision, dès lors que l'on ne souhaite pas se prononcer sur la dérive de ce prix.

Cette approche est sans aucun doute pertinente dans un raisonnement « d'intérêt général », mais la question pratique qui se pose est celle du comportement des particuliers, des entreprises ou même des administrations en matière de décisions

26 - Pour assurer le chauffage complet d'un logement sans appoint durant les pointes de grand froid, une pompe à chaleur doit fournir de l'eau à une température relativement haute ; elle doit également présenter un rendement suffisamment élevé pour permettre d'obtenir des économies d'énergie primaire.



d'investissement économisant l'énergie. Ces comportements sont sans aucun doute fort dispersés d'un décideur à l'autre et fonction de la nature des décisions mais, dans bien des cas, on peut supposer que le taux d'actualisation implicite des décideurs est significativement plus élevé que le taux de 4 % intervenant dans le calcul du MWh cumac. Cela justifie la mise en œuvre d'aides bien calibrées pour assurer une convergence approximative entre les critères de décision individuels et un critère réputé d'intérêt général sans créer d'effets d'aubaine excessifs.

- S'agissant **des usages thermiques**, l'ADEME a réalisé, à partir des travaux du CEREN, une estimation des gisements d'économie d'énergie sur l'ensemble du parc de logements pour les différentes catégories de mesures suivantes : isolation des murs, isolation des toits, vitrages isolants, chaudières performantes et chauffe-eau solaires. Pour un coût du MWh économisé inférieur à 30 euros<sup>27</sup>, on peut atteindre **un potentiel théorique d'économies d'énergie de l'ordre de 265 TWh/an (soit un peu moins de 23 Mtep/an)** rapporté à une consommation totale de 425 TWh/an, en 2005.

Le rapport coût-efficacité des différentes mesures est très dispersé en raison des caractéristiques variées des logements d'une part et de la performance des techniques mises en œuvre d'autre part, comme le suggère le graphique n° 39. Pour chacun des gisements, la courbe haute représente le gisement atteignable avec les meilleures technologies disponibles ou en cours de développement, la courbe basse le gisement atteignable avec les technologies usuellement mises en œuvre aujourd'hui. Comme le montre le tableau n° 19, l'impact des technologies est parfois considérable.

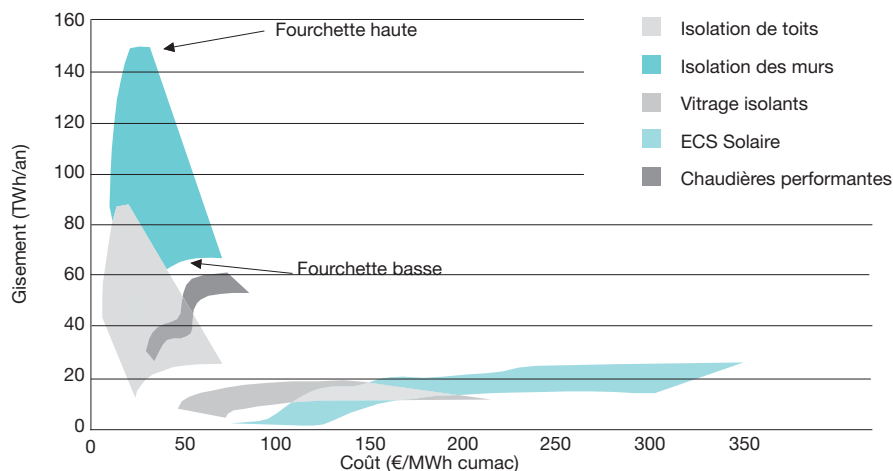
Il apparaît clairement que l'isolation thermique est de très loin la manière la plus efficace de réaliser des économies d'énergie importantes avec un bon rapport efficacité/coût dans les bâtiments existants<sup>28</sup>. En particulier, l'isolation extérieure grâce aux progrès réalisés dans les matériaux et dans leur mise en œuvre constitue désormais une solution très attractive. L'isolation des combles est efficace mais son potentiel est relativement limité.

- S'agissant de **la production de chaleur**, le remplacement des chaudières existantes par des chaudières performantes est relativement peu coûteux, mais le gisement est limité alors que la mise en œuvre des pompes à chaleur, surtout si elles réalisent des progrès significatifs dans les prochaines années, ouvrirait l'accès à un potentiel nettement plus important.

27 - Pour mémoire, un coût de 30 euros/MWh cumac peut être comparé aux prix de l'énergie pour les particuliers : environ 72 euros/MWh pour le gaz, environ 68 euros/MWh pour le fioul et de l'ordre de 100 euros/MWh pour l'électricité.

28 - Pourtant, force est de constater qu'aujourd'hui, l'isolation des toits et des murs ne pèse guère que pour 4 % dans l'enveloppe totale du crédit d'impôts. *A contrario*, les fenêtres isolantes, dont on voit le moindre impact énergétique direct, comptent pour près de la moitié dans le coût total du crédit d'impôt.

**Graphique n° 39 : Gisement potentiel d'économie d'énergie dans le résidentiel**



Source : ADEME

**Tableau n° 19 : Impact des choix technologiques sur les gisements d'économie accessibles**

	Hypothèse de coût des travaux	Hypothèse haute (meilleures technologies)		Hypothèse basse (technologies classiques)	
		€/MWh cumac	Gisement TWh/an	€/MWh cumac	Gisement TWh/an
Combles	22 €/m <sup>2</sup>	12	77	39	23
Isolation murs	35 €/m <sup>2</sup>	14	121	30	54
Vitrage isolant	80 €/m <sup>2</sup>	61	16	92	10
Chaudières performantes	2 000 €/logement	47	55	54	49
Eau chaude sanitaire solaire	2 000 €/logement	202	20	303	14

Source : CEREN/ADEME

Au-delà des économies d'énergie *stricto sensu*, une technologie prometteuse est la pompe à chaleur à haute température (PAC-HT), qui arrive aujourd'hui sur le marché et devrait permettre de substituer dans les bâtiments existants l'électricité aux combustibles fossiles pour les usages thermiques.

## Les pompes à chaleur (PAC) : un marché prometteur pour une technologie très économe en CO<sub>2</sub>

### **Aujourd'hui**

- Un marché européen très dynamique (20 % de croissance annuelle depuis 2000).
- Une technologie historiquement cantonnée en France au marché du neuf (température du circuit hydraulique de chauffage).
- Des équipements pouvant avantageusement se substituer au chauffage électrique par convecteurs dans le bâti neuf.

### **Demain**

- PAC à haute température qui ouvriront le marché de la rénovation (substitution de chaudière).

*Exemple pour une maison individuelle : remplacer une chaudière à combustible par une PAC permet :*

- de couvrir les deux tiers des besoins énergétiques par de l'énergie renouvelable prise sur l'air, l'eau ou le sol ;
- d'éviter l'émission de 2,5 à 4 t de CO<sub>2</sub> équivalent par an.

Source : EDF

Quoi qu'il en soit, attaquer sérieusement ne serait-ce que le potentiel offert par la rénovation thermique suppose **un changement de vitesse radical** par rapport au rythme actuel de l'ordre de 300 000 rénovations par an, dont on n'est même pas sûr qu'elles comportent des mesures efficaces d'économie d'énergie. Il faudrait *a minima* multiplier par 2,5 le rythme actuel des rénovations lourdes avec des exigences sérieuses sur la qualité des travaux effectués pour parvenir à des résultats convenables à moyen terme. Ceci nécessiterait de l'ordre de 30 000 à 40 000 emplois supplémentaires dans le secteur du bâtiment, constat positif en soi, mais dont la contrepartie est la nécessité d'organiser des formations suffisamment qualifiantes compte tenu des exigences de qualité requises.

On a maintes fois exposé les raisons pour lesquelles ce changement de vitesse accompagné de prestations de qualité présenterait des difficultés : difficultés d'organisation de la profession d'une part, inconsistance des donneurs d'ordre d'autre part.

- Sur le premier point, il appartient à la profession de s'organiser, éventuellement en partenariat avec les grands fournisseurs d'énergie. Elle a su déjà relever des défis comparables.
- Sur le second point, il appartient à l'État et aux collectivités territoriales de prendre l'initiative en donnant l'exemple (les bâtiments relevant directement ou indirectement de la responsabilité de l'État et des collectivités territoriales représentent un gisement d'économies d'énergie considérable) ; charge à l'État de prendre ensuite les mesures législatives et réglementaires permettant de conforter la cohérence des décideurs (le cas des propriétaires-bailleurs est un exemple emblématique à cet égard) et de mettre en place des mesures incitatives – voire, dans certains cas, coercitives – permettant de déclencher les

opérations de rénovation énergétique dans les bâtiments existants : le diagnostic de performance énergétique éventuellement étendu pourrait constituer le pivot autour duquel s'articuleraient les décisions nécessaires.

- Les économies qui peuvent être réalisées sur **les consommations d'électricité** spécifiques relèvent de différents registres :

- Évolution des comportements pour éviter les gaspillages, qu'il s'agisse d'éclairage, d'utilisation d'appareils électroménagers, ou d'équipements informatiques ou audiovisuels. Dans ce domaine, la sensibilisation entraînant la conviction, puis l'action au quotidien sont les facteurs déterminants. Les aspects économiques ne sont pas négligeables mais ne sont pas toujours perçus avec évidence par le consommateur : même dans l'hypothèse de prix de l'électricité reflétant mieux la réalité des prix de marché après la disparition des tarifs réglementés, le poids de l'électricité spécifique dans le budget de nombreux ménages resterait modeste.

- Pour les appareils électroménagers, le simple affichage des classes énergétiques a permis des progrès importants dans les consommations moyennes des équipements achetés au cours des dernières années : l'offre des constructeurs dans les classes les moins performantes s'est éteinte progressivement. On pourrait sans doute aller aujourd'hui plus loin, sans accroissement important du coût des appareils. Mais l'action en ce domaine, surtout si l'on envisage d'exclure du marché certains produits non performants, doit s'inscrire dans un cadre européen<sup>29</sup>.

- La consommation en veille des appareils audiovisuels et informatiques pourrait être considérablement réduite par des mesures constructives peu coûteuses ; elle constitue un réel problème qui ne peut trouver une solution que dans le cadre d'une norme européenne. L'attention portée par les utilisateurs à la consommation en fonctionnement de ce type d'appareils est sans doute insuffisante par manque de sensibilisation.

- Le cadre européen sera sans doute aussi le plus approprié pour promouvoir, voire à terme imposer, des solutions d'éclairage économes en électricité : ampoules à basse consommation, systèmes à basse tension, diodes électroluminescentes (LED), etc. Certains États (Australie, Chine, Californie, etc.) ont déjà fixé des règlements visant à supprimer l'utilisation de l'incandescence sur leur territoire d'ici à 2010. Les industriels mondiaux de l'éclairage (Philips, Osram, Sylvania, General Electric, etc.) ont déjà fait des déclarations montrant leur détermination à aller dans ce sens.

Au total, le potentiel accessible à moyen terme pourrait être de l'ordre de 30 TWh : 20 TWh sur l'électroménager, 6 TWh sur l'éclairage, 5 TWh sur la maîtrise des consommations en veille des appareils bruns.

29 - Des travaux sont en cours au niveau européen dans le cadre de la directive EUP, dont l'objectif principal est d'élargir l'utilisation d'une étiquette « énergie » à l'ensemble des équipements consommateurs d'énergie qui le justifient (*energy using products*) et de renégocier les niveaux de performance des catégories de l'étiquette lorsqu'elle existe déjà. Les travaux engagés concernent une vingtaine de familles de produits.

## ■ Quelles sont les possibilités de progrès en matière d'économie d'énergie et de réduction d'émissions de CO<sub>2</sub> à moyen terme dans le secteur tertiaire ?

La diversité des activités regroupées sous le vocable générique « tertiaire », l'extrême variété des locaux où elles s'exercent et des modes de consommation des différentes énergies qu'elles impliquent, rendent particulièrement malaisée une présentation synthétique de la problématique énergétique du secteur tertiaire.

### Le parc tertiaire chauffé et climatisé en 2004

Le parc tertiaire représente près de 850 millions de mètres carrés chauffés et climatisés dont 44 % au gaz, 23 % au fioul et 22,8 % à l'électricité. Il se décompose traditionnellement en 8 branches principales aux activités de service très diverses :

- Commerce : 22,9 % des surfaces
- Bureaux : 21,4 %
- Enseignement : 20,2 %
- Santé, action sociale : 11,6 %
- Sports et loisirs : 7,7 %
- Cafés, hôtels, restaurants : 6,7 %
- Habitats communautaires : 6,5 %
- Transports (gares et aéroports) : 2,9 %

Source : ADEME

Les branches « Commerce », « Bureaux » et « Enseignement » représentent plus de 64 % des surfaces chauffées. L'ensemble des branches a consommé 221,2 TWh en 2005. En 2030, le parc pourrait passer à 1 323 millions de m<sup>2</sup> pour une consommation estimée entre 270,6 TWh et 276,4 TWh, soit une augmentation de respectivement plus de 40 % des surfaces et de 22 % à 25 % des consommations et une augmentation des émissions de CO<sub>2</sub> de 35 Mt actuellement à plus de 38 Mt en 2030.

Avec l'augmentation du coût de l'énergie, la nouvelle étiquette « énergie » – qui classe, depuis l'automne 2006, les bâtiments de très économes (A) à très énergivores (I)<sup>30</sup> – et le renforcement des exigences de la réglementation thermique, la valeur d'un bâtiment va, de plus en plus, dépendre de ses performances énergétiques. Au-delà de la démarche Haute Qualité Environnementale (HQE®), le marché, plus exigeant, de la basse consommation constitue un produit pertinent tant pour le confort et les budgets que pour l'environnement, comme le montrent les programmes étrangers de certification (MINERGIE® en Suisse, mais aussi en Allemagne, en Autriche, en Scandinavie, etc.). La démarche n'est pas complètement irréaliste, comme le prouve la région Alsace, qui s'est fixé un objectif de basse consommation pour l'ensemble de son parc à l'horizon 2025 et participe à la création de la marque française EFFINERGIE®. **Produire en masse des bâtiments labellisés « Bâtiment basse consommation » (BBC) est une question de priorité politique, bien plus qu'un problème financier ou technique.** En effet, des moyens financiers existent pour compenser le surcoût de construction, mais les instruments financiers, éventuellement accompagnés d'ajustements réglementaires, manquent ou sont à améliorer. Les matériaux et

30 - Le classement des bâtiments tertiaires (de A à I) comporte deux classes énergétiques de plus que le résidentiel (de A à G).

équipements, ainsi que les outils d'aide à la conception et à la décision ont fait la preuve de leur fiabilité à l'étranger et leur mise en œuvre n'entraînerait pas de rupture dans les méthodes de travail. Les défis sont dans l'appropriation de produits et de techniques encore peu introduits en France dans les bâtiments et dans la construction d'une offre opérationnelle et de qualité pour faire face à l'augmentation de la demande. Les filières traditionnelles peinent en effet actuellement à recruter et à former les professionnels à un savoir-faire « global » tenant compte des différents constituants de la performance énergétique d'un bâtiment (enveloppe et systèmes de régulation).

C'est pourquoi il est nécessaire de lancer **un plan national de formation des professionnels de la performance énergétique du bâtiment.**

Les exigences du label BBC s'appliquent aussi aux opérations de réhabilitation, dont le nombre devrait croître. L'application du décret de mars 2007 sur l'amélioration de la performance énergétique des bâtiments existants devrait accélérer la remise à niveau du parc, en plus de caractéristiques intrinsèques de certaines branches poussant à la réhabilitation (obsolescence plus rapide des bureaux énergétivores ou des bâtiments hospitaliers anciens peu adaptés). Par ailleurs, l'effet DPE (Diagnostic de performance énergétique) fait peur, notamment aux propriétaires bailleurs, qui redoutent un effondrement de la valeur locative et patrimoniale de leurs parcs en cas d'étiquette « honteuse ». À titre exemplaire, on pourrait rendre obligatoire, dans la communication environnementale des entreprises cotées en bourse, **un indicateur de performance énergétique des bâtiments** qu'elles possèdent et/ou qu'elles occupent.

Bien économique par essence, le bâtiment tertiaire ne souffre pas de la charge « affective » qu'un propriétaire attribue souvent à son logement. Les opérations de démolition-reconstruction, lorsqu'elles s'avèrent rentables, en sont facilitées. Les travaux d'économie d'énergie, plutôt lourds et longs, sont souvent synonymes d'une perte d'exploitation pour le propriétaire bailleur, sauf à pouvoir réaliser cette réhabilitation en site habité (travaux dits sous occupation). Cette solution nécessite le développement de technologies d'amélioration énergétique des bâtiments peu intrusives (isolation par l'extérieur par exemple) qui pourrait être soutenu par une aide à la R & D.

Les bâtiments tertiaires sont les mieux placés pour accueillir des énergies renouvelables. Il existe cependant des freins réglementaires à leur intégration au bâti (capteurs solaires notamment). Un « droit ouvert » aux énergies renouvelables, qui aurait le mérite de lever les incertitudes juridiques et qui serait opposable, est à mettre en place.

Pour un propriétaire bailleur, il reste cependant un risque déterminant, de type réglementaire, sur sa capacité à capter le retour sur l'investissement de performance énergétique effectué, les gains sur la facture d'énergie bénéficiant au locataire. 56 % des surfaces tertiaires privées étant occupés par des entreprises locataires, il est impératif d'explorer des solutions pour inciter les entreprises propriétaires bailleurs à réaliser les travaux.

- *Création d'un nouveau poste additionnel au loyer permettant au propriétaire de couvrir une partie de son investissement.*

La performance énergétique devenant une qualité intrinsèque du bâti, diagnostiquée (DPE) et éventuellement labellisée, serait qualifiée comme un « loyer » nécessitant

une facturation spécifique au sein du bail, la logique n'étant plus de louer une surface ou un volume, mais un « espace thermos ». À supposer que le droit autorise une telle pratique, la mesure de la performance devra s'effectuer *via* des consommations énergétiques conventionnelles (et non effectives puisque le montant d'une facture d'énergie dépend pour bonne partie du comportement du consommateur). Ce type de prestation devrait être objectivé par des organismes certificateurs. Pour lever les incertitudes relatives à la rentabilité de l'investissement, on peut envisager la constitution de fonds de garantie (type assurance) garantissant les performances aux maîtres d'ouvrage ayant respecté les prescriptions de qualité et se soumettant à des mesures de contrôles convenues.

- *Obligation parallèle pour les propriétaires de provisionner chaque année un complément*, dont le montant serait déductible fiscalement, en prévision de la réalisation progressive des travaux recommandés à l'issue du DPE.
- *Interdiction de l'indexation des loyers sur les indices du coût de la construction ou de référence*<sup>31</sup> pour les bâtiments appartenant aux classes les plus basses du DPE.

Les liquidités désireuses de s'investir dans l'immobilier sont considérables, notamment de la part les institutionnels qui sont prêts à aller au-delà de la norme HQE® et de la réglementation thermique 2005, sur des terrains bien placés, de façon à retarder l'obsolescence technique des bâtiments. Le problème est de faire coïncider les offres de trésorerie et les demandes de financement par le biais d'outils existants, déjà nombreux, dont il faut améliorer l'efficacité. Parmi ceux-ci, le contrat de partenariat public-privé (PPP), aux modalités de rémunération originales, est particulièrement adapté aux travaux d'amélioration énergétique (possibilité de rémunérer l'investissement initial par des redevances périodiques tout au long de l'exploitation et de les lier à des objectifs de performance assignés au cocontractant privé). *Le concept d'urgence-énergie* pourrait être créé : il s'agit de reconnaître systématiquement le caractère d'urgence et de complexité des travaux d'efficacité énergétique, qui sont les deux critères permettant au tertiaire public de recourir aux PPP.

Deux mesures nouvelles viendraient compléter l'existant :

- *Autorisation de l'amortissement accéléré* du coût d'acquisition d'un bâtiment ou des travaux de rénovation si le bâtiment est situé dans les classes performantes du DPE (BBC dans le cas d'une construction).
- *Création, pour les bâtiments publics de l'État* – qui ne bénéficient pas d'aide spécifique – *d'un fonds de déclenchement des investissements immobiliers efficaces en énergie* leur permettant de substituer à un raisonnement fondé sur l'annualité budgétaire un calcul de coût global. Ce dispositif donnerait consistance à l'objectif d'« *État exemplaire* » prôné par la circulaire de septembre 2005. Le remboursement des sommes empruntées à ce fonds serait, par exemple, calé sur tout ou partie des économies réalisées. La gestion de ce fonds, dont le dimensionnement est à préciser, pourrait être confiée à un service tel que France-Domaine.

31 - Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2006, l'indice de référence des loyers se substitue à la moyenne associée de l'indice du coût de la construction comme référence pour la révision des loyers en cours de bail dans le parc locatif privé. Toutefois, l'indice du coût de la construction sert toujours de référence pour la révision triennale des loyers commerciaux et pour le plafonnement des loyers applicable lors du renouvellement des baux commerciaux.

Le lancement d'un plan commun État/collectivités pour construire et rénover les bâtiments d'enseignement viendrait compléter la mise en œuvre du concept d'« État exemplaire ». Cette disposition emblématique engagerait chaque niveau territorial : l'État (universités), les départements (collèges), les régions (lycées) et les communes (écoles primaires et maternelles).

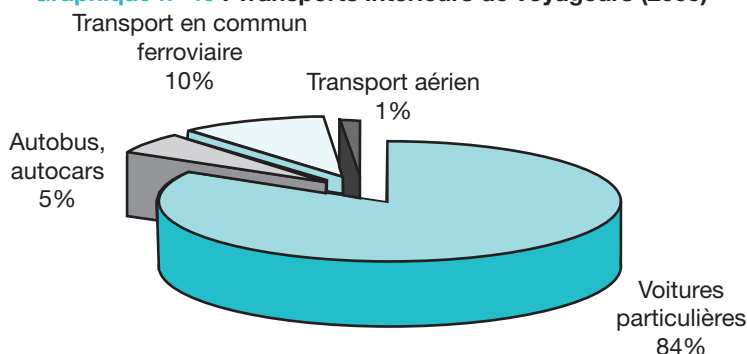
## 2.6 Les transports : un secteur dont la consommation de produits pétroliers et les émissions de gaz à effet de serre ont connu des évolutions préoccupantes auxquelles il ne sera pas aisé de mettre un terme, en dépit des perspectives de progrès technologiques et des possibilités offertes à terme par les biocarburants

**Avertissement important** : dans ce qui suit, on s'intéresse aux transports intérieurs tant de voyageurs que de marchandises, aux consommations d'énergie et aux émissions de gaz à effet de serre qu'ils entraînent. Nonobstant l'importance croissante qu'ils prennent au plan mondial, ne sont donc pas pris en compte les transports aériens et maritimes internationaux dont la maîtrise du volume et des émissions relève d'une logique particulière qu'il n'a pas paru possible d'approfondir dans ce rapport. Les transports terrestres internationaux sont, quant à eux, pris en compte en volume (voyageurs/kilomètre ou tonnes/kilomètre) sur la base de leurs parcours sur le territoire national et en consommations énergétiques et émissions de GES sur la base de leur approvisionnement énergétique réalisé sur le territoire national.

■ **Une évolution passée des trafics et des émissions de CO<sub>2</sub> constamment orientée à la hausse même si elle manifeste un certain tassement ces dernières années**

- S'agissant des transports de voyageurs, le graphique n° 40 montre la part extrêmement dominante des déplacements en voitures particulières dans le trafic total.

**Graphique n° 40 : Transports intérieurs de voyageurs (2005)**



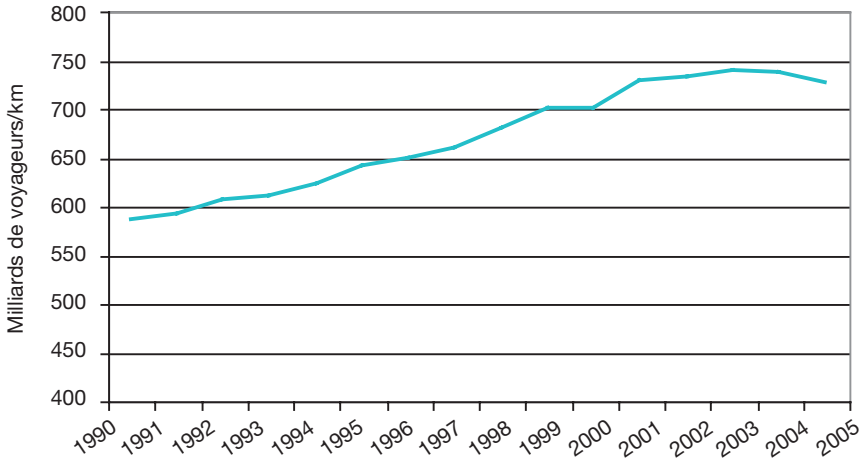
Les pourcentages sont rapportés aux trafics exprimés en voyageurs/km.

Source : DAEI (Direction des affaires économiques et internationales/ministère des Transports)



On constate cependant un ralentissement très net de la croissance des déplacements en voitures particulières à partir de 2002 et même une baisse significative en 2005. Le parc de voitures immatriculées en France ayant continué d'augmenter, la baisse de 2005 s'explique par une diminution des kilomètres parcourus par véhicule dont l'évolution des prix des carburants est sans doute un facteur explicatif important.

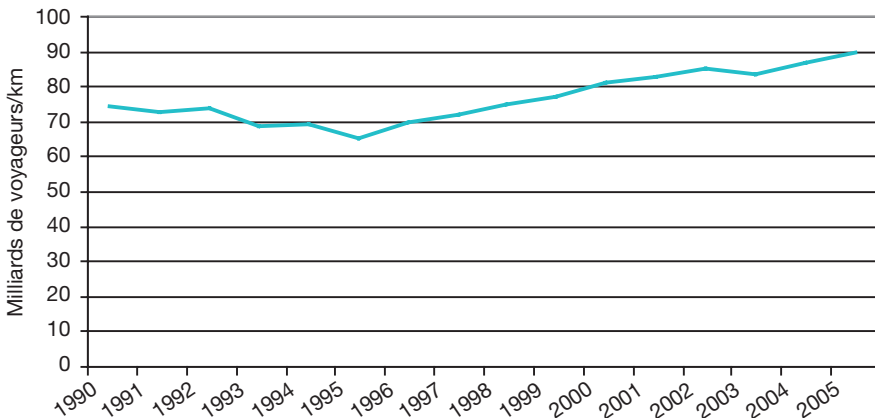
**Graphique n° 41 : Les déplacements en voitures particulières**



Source : DAEI (Direction des affaires économiques et internationales, ministère des Transports), La demande de transport en 2025 : projection des tendances

En revanche, les transports en commun ferroviaires, dont l'évolution des prix est restée modérée, ont poursuivi leur croissance grâce aux TGV et TER.

**Graphique n° 42 : Transports en commun ferroviaires**

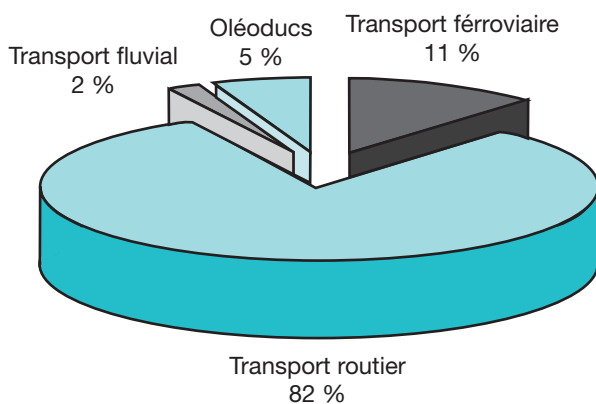


Source : d'après DAEI (La demande de transport en 2025 : projection des tendances)

- S'agissant des *transports intérieurs de marchandises*, la route joue également un rôle prépondérant.

À la différence de ce que l'on observe pour le transport des voyageurs, le transport ferroviaire de marchandises, pour différentes causes parmi lesquelles le recentrage du fret SNCF sur ses activités les moins déficitaires, est en forte régression depuis 2001.

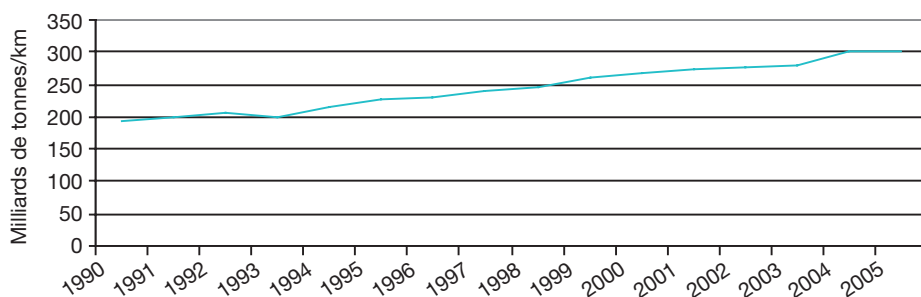
**Graphique n° 43 : Transport intérieur de marchandises (2005)**



Pourcentages rapportés aux trafics exprimés en tonnes/km

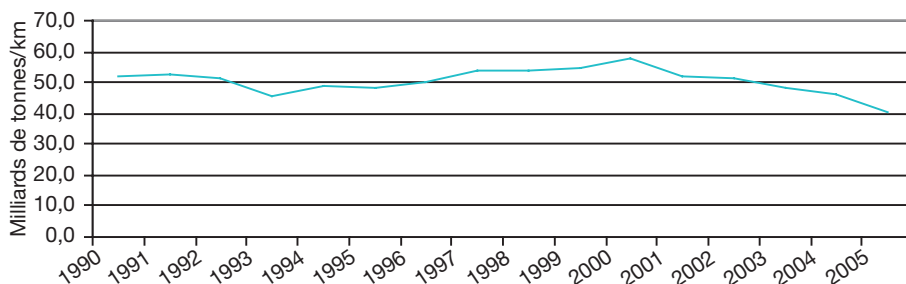
Source : DAEI

**Graphique n° 44 : Transport routier de marchandises**



Source : DAEI (La demande de transport en 2025 : projection des tendances)

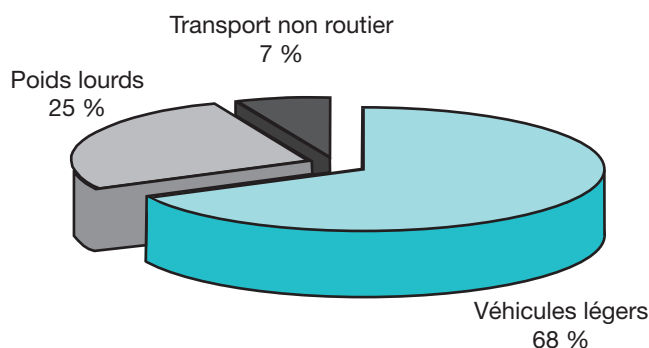
**Graphique n° 45 : Transport ferroviaire de marchandises (2005)**



Source : DAEI (La demande de transport en 2025 : projection des tendances)

- Les transports ont émis, en 2004, 138 millions de tonnes de CO<sub>2</sub>, qui se décomposent en 94 Mt pour les véhicules légers, 35 Mt pour les poids lourds et 9 Mt pour les transports non routiers.

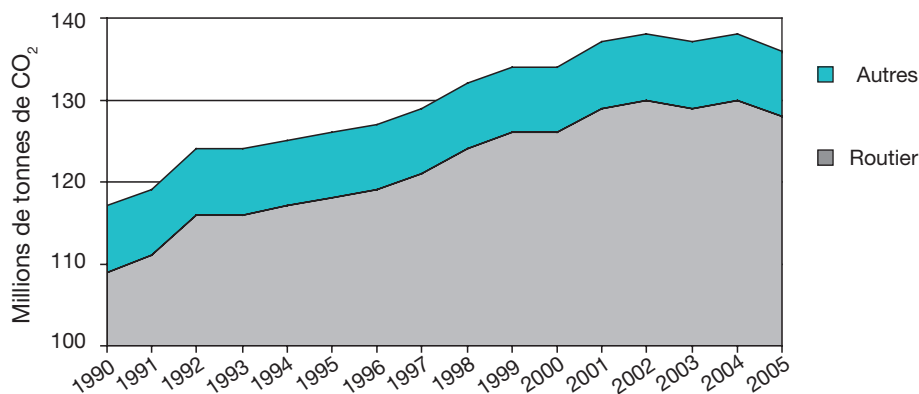
**Graphique n° 46 : Émissions de CO<sub>2</sub> du secteur des transports (2004)**



Source : DAEI

Étant observé que les émissions des transports non routiers restent faibles et à peu près stables sur la période 1990-2005, l'évolution des émissions du secteur reflète celle des émissions du transport routier. Une analyse plus précise montrerait que les émissions de CO<sub>2</sub> ont augmenté moins vite que le trafic sur la période de forte croissance et que le tassement du début des années 2000 et la baisse de l'année 2005 sont plus accentués. L'explication doit en être recherchée dans la diésélisation du parc, dans la réduction des consommations unitaires permises par le renouvellement du parc de véhicules et, ces dernières années, dans le meilleur respect des limitations de vitesse dans le cadre de la lutte en faveur de la sécurité routière.

**Graphique n° 47 : Émissions de CO<sub>2</sub> du secteur des transports (1990-2005)**



Source : CITEPA

■ **Les études sur la demande de transport en 2025 réalisées par le ministère des Transports et de l'Équipement (DAEI) montrent que l'on peut, dans un cadre déjà relativement contraignant, stabiliser les émissions à horizon 2020 par rapport à leur niveau actuel**

L'une des originalités de cette étude, réalisée par le service Économie, statistiques et prospective (Secrétariat général/direction des affaires économiques et internationales) du ministère chargé des Transports et de l'Équipement, par rapport aux travaux antérieurs, est de probabiliser les incertitudes sur certains paramètres clés du modèle de projection et de les combiner pour évaluer un intervalle de confiance des différents résultats. Toutefois, il faut considérer cette étude davantage comme un repérage utile des principales tendances prévisibles que comme l'effet de politiques publiques volontaristes. Nous en extrayons nos tableaux n° 20, n° 21 et n° 22 :

**Tableau n° 20 : Transport intérieur de voyageurs en 2025  
(Hypothèse de croissance du PIB : 1,9 % sur la période 2002-2025)**

Voyageurs interurbains Transport intérieur	Rappel 2002	Milliards de voyageurs/km en 2025	
		Fourchette	Moyenne
<i>Réseau routier national</i>	302	(422 – 487)	454
<i>Fer (réseau national hors Île-de-France)</i>	63	(93 – 108)	100
<i>Aérien (intérieur)</i>	13,7	(15 – 19,9)	17,2
<i>Voyageurs tous modes</i>	379	(542 – 604)	572

Source : DAEI (La demande de transport en 2025 : projections des tendances)

**Tableau n° 21 : Transport intérieur de marchandises en 2025  
(Hypothèse de croissance du PIB : 1,9 % sur la période 2002-2025)**

Marchandises Transport intérieur	Rappel 2002	Milliards de tonnes/km en 2025	
		Fourchette	Moyenne
<i>Transport routier</i>	257	(343 – 382)	363
<i>Transport ferroviaire</i>	50	(48 – 71)	59
<i>Marchandises tous modes*</i>	314	(419 – 442)	431

\* Le trafic fluvial est difficile à quantifier. Il compte pour une dizaine de milliards de tonnes/kilomètre.  
Source : DAEI (La demande de transport en 2025 : projections des tendances)

**Tableau n° 22 : Émissions de CO<sub>2</sub> du secteur des transports routiers  
par type de véhicules en 2025 (Hypothèse de croissance du PIB de 1,9 %  
sur la période 2002-2025)**

Émissions de CO <sub>2</sub> en 2025	Rappel 1990	Rappel 2002	Millions de tonnes de CO <sub>2</sub> en 2025	
			Fourchette	Moyenne
<i>Véhicules légers</i>	81	92	(70 – 95)	83
<i>Poids lourds</i>	27	37	(34 – 42)	38
<i>Autres transports</i>	13	19		23
<i>Total</i>	121	148	(131 – 160)	144

Source : DAEI (La demande de transport en 2025 : projections des tendances)

D'après ces projections, les émissions de CO<sub>2</sub> du secteur seraient donc en légère décroissance entre 2002 et 2025 mais s'établiraient encore à un niveau nettement supérieur (+ 23 Mt) à celui de 1990.

■ **Des progrès peuvent résulter d'une modification des comportements, d'une meilleure organisation du secteur et de perfectionnements techniques**

Avant de les évoquer, il peut être utile de rappeler quelques ordres de grandeur.

**Transports et émissions de CO<sub>2</sub> : quelques points de repère**

- Le transfert de 15 milliards de tonnes/kilomètres de la route vers le fer – ce qui représente une augmentation du fret ferroviaire de près de 40 % par rapport à son niveau de 2005 – correspond à une diminution des émissions annuelles de CO<sub>2</sub> de l'ordre de 1 million de tonnes.
- La mise en service de 3 autoroutes ferroviaires de 600 kilomètres chacune, soit une circulation de 2 fois 40 navettes par jour (13-14 circulations dans chaque sens pour chaque autoroute), ferait économiser 0,5 million de tonnes de CO<sub>2</sub>/an.
- La mise en service des 1 600 km de lignes ferroviaires à grande vitesse (LGV) décidée par le CIADT fin 2003 fera économiser 0,6 million de tonnes de CO<sub>2</sub>/an.

- Une augmentation de 20 % des usagers des transports en commun dans les aires urbaines de plus de 300 000 habitants ferait économiser 0,5 million de tonnes de CO<sub>2</sub>/an.
- Une diminution de 10 km/heure des vitesses maximales autorisées sur les réseaux routiers interurbains ferait économiser 0,3 million de tonnes de CO<sub>2</sub>/an.

Les leviers sur lesquels on peut jouer s'inspirent des considérations générales suivantes : le transport routier comporte trois segments qui représentent des parts à peu près égales dans la consommation de produits pétroliers : les déplacements par voiture particulière, le transport routier et, entre ces deux segments, un ensemble disparate intégrant les transports collectifs urbains, les flottes captives, les véhicules de livraison, les taxis, etc. L'agrégation des voyageurs/kilomètre ou des tonnes/kilomètre – comme cela se pratique souvent dans les études prospectives –, de même que la consolidation de statistiques énergétiques sur les consommations d'essence ou de gazole représentent mal une réalité complexe, dans la mesure où les fondamentaux dans ces trois segments apparaissent très différents. Or la prise en compte de **cette segmentation des consommations** semble un élément clé d'une stratégie intégrée et équilibrée. S'il est peu raisonnable d'envisager à court terme des modifications majeures sur la voiture individuelle et sur les poids lourds, le segment intermédiaire pourrait évoluer rapidement grâce à des politiques urbaines qui commencent à émerger partout en Europe, et en particulier en France.

Les domaines d'action proposés impliquent des mesures – de taxation en particulier – susceptibles d'avoir à la fois un impact conjoncturel sur les comportements et un impact structurel sur l'évolution du parc de véhicules. Il appartient au pouvoir politique de hiérarchiser toutes ces propositions.

- **Des modifications de comportement :**

- une conduite rendue plus économe par l'information et la formation à « l'écoconduite » ;
- le respect rigoureux des limitations de vitesse en vigueur ;
- la diminution de la mobilité des personnes, sans remise en cause de la liberté de se déplacer. Cette diminution peut être stimulée par :
  - la sensibilisation aux enjeux d'une modération volontaire des déplacements et du changement des modes de déplacement (un quart des déplacements motorisés en Île-de-France est de moins d'un kilomètre et pourrait se faire, pour l'essentiel, sans recours à un véhicule automobile) ;
  - le développement des substituts au transport (télétravail, services en ligne, etc.) ;
  - les incitations au développement du covoiturage ;
  - la taxation des carburants, les péages urbains, la mise en œuvre pour les péages de modulations adaptées dans le temps (en ville, sur autoroutes, sur voies rapides) ;
  - l'aménagement du territoire et en particulier la densification des agglomérations, la répartition des centres locaux de services.

Certaines de ces actions sont d'effet presque immédiat, d'autres s'inscrivent dans des perspectives à long terme.

- **Une meilleure organisation du secteur des transports**

Elle passe par le développement des modes alternatifs à la route, chacun dans sa zone de pertinence :

- les transports collectifs urbains et périurbains dans les grandes agglomérations ;
- les TGV pour la longue distance – ville à ville – ;
- les axes ferroviaires fret massifiés.

En ce qui concerne les déplacements de courte distance, cette optimisation doit pouvoir bénéficier d'initiatives destinées à réduire, de façon plus ou moins contraignante, la circulation (aménagement urbains, offre de moyens de locomotion alternatifs, péages, etc.).

En ce qui concerne les marchandises, cette recherche d'une meilleure organisation implique :

- une meilleure articulation entre production, gestion des stocks et transports permettant un remplissage optimal des camions ;
- une meilleure implantation des activités minimisant les besoins de transport ;
- une organisation améliorée des tournées et des livraisons en ville.

Ces évolutions peuvent être facilitées :

- par des taxes ou permis négociables à l'échelle européenne (à commencer par l'harmonisation des fiscalités existantes, pour le transit international) ;
- par la mise en œuvre d'une taxe kilométrique pour les poids lourds sur les grands axes routiers ; une telle mesure concernerait l'ensemble des poids lourds et non pas seulement ceux relevant du pavillon français, ce qui est le cas de la TIPP puisque les poids lourds étrangers traversent couramment la France après avoir fait le plein de gazole en dehors de nos frontières ; elle pourrait servir à la construction d'infrastructures alternatives au mode routier et favoriserait dans une certaine mesure le report modal.

- **Les progrès technologiques en matière de véhicules**

**Dans l'immédiat** : objectif d'émission, pour les constructeurs européens, de 130 g CO<sub>2</sub>/km à l'horizon 2012 dans un premier temps (objectif Europe), de 120 g CO<sub>2</sub>/km dans un second temps (recommandation de la commission Énergie), ce qui nécessite naturellement un accord au niveau européen. Pour que le renouvellement naturel du parc se réalise avec des véhicules émettant peu de CO<sub>2</sub> et si possible s'accélère, le rétablissement d'une vignette automobile assise sur les émissions de CO<sub>2</sub> paraît être le dispositif le plus efficace.

Cette mesure serait beaucoup plus performante que l'augmentation de la carte grise : cette dernière ne s'appliquerait qu'aux véhicules neufs (ou d'occasion), ce qui aurait tendance à ralentir leur achat et à favoriser la pollution puisque les automobilistes auraient ainsi tendance à conserver des voitures plus anciennes et plus polluantes. La commission retient donc l'idée d'un double signal portant d'une part sur une vignette applicable à toutes les automobiles selon leurs émissions en CO<sub>2</sub> – ce qui incite à acheter des véhicules moins polluants –, d'autre part sur l'augmentation de la TIPP

avec une hausse plus forte pour le gazole que pour l'essence afin de rattraper le différentiel de taxation – ce qui incite à rouler moins.

**À moyen terme** : on peut fonder des espoirs sérieux sur le véhicule hybride rechargeable – voire sur le véhicule purement électrique pour certains usages –, pour lesquels la recherche et développement dans le domaine du stockage de l'électricité (batteries) continue d'être un enjeu majeur (voir encadré ci-après). L'apparition des biocarburants de deuxième génération représentera également une réelle opportunité (voir plus loin).

En revanche, l'utilisation du « gaz naturel véhicule » (GNV) a peu de chances de dépasser le stade des flottes captives. Elle pourrait théoriquement permettre, toutes choses égales par ailleurs, une réduction de l'ordre de 25 % des émissions de CO<sub>2</sub> par rapport à celles des carburants liquides. Mais elle fait face à plusieurs handicaps :

- la nécessité de disposer d'une réserve de carburant susceptible d'assurer une autonomie convenable, beaucoup mieux satisfaite par des carburants liquides à forte densité énergétique – comme l'essence ou le gazole – que par des gaz ;
- l'obligation de construire un réseau dense de distribution de gaz sous forte pression ;
- la perte de recettes pour l'État, du fait de la nécessité de maintenir une faible taxation du gaz naturel GNV afin d'assurer la compétitivité du véhicule à gaz ;
- l'éventualité de problèmes de sécurité d'approvisionnement en gaz naturel.

### **Véhicules hybrides rechargeables, véhicules électriques : enjeux et perspectives**

Si les véhicules hybrides permettent dès aujourd'hui de réaliser des économies appréciables de carburant et donc d'émissions de CO<sub>2</sub>, la possibilité de recharger à partir du réseau électrique leurs batteries supposées plus largement dimensionnées et plus performantes accroîtrait considérablement leur efficacité au regard de ces deux critères.

S'agissant plus particulièrement des émissions de CO<sub>2</sub>, le tableau n° 23 montre que le bilan du fonctionnement à l'électricité serait particulièrement satisfaisant dans le cas d'un kWh électrique faiblement carboné, mais resterait encore très positif dès lors que le kWh électrique serait produit par une centrale moderne de bon rendement (cycle combiné à gaz par exemple). L'intérêt potentiel de ce type de véhicules n'est donc pas lié aux spécificités du système électrique français, même si, dans ce cas, il est particulièrement marqué, et l'on peut pronostiquer un développement important au plan mondial, dès lors que les progrès en matière de batteries seraient suffisants.



**Tableau n° 23 : Bilan des émissions de CO<sub>2</sub> des véhicules hybrides et des véhicules électriques**

	Du puits au réservoir	Du réservoir à la roue	Émissions totales (g/km)
Diesel/essence	20 à 35	120 à 180	140 à 210
Électricité 40 g CO <sub>2</sub> /kWh	< 10	0	< 10
Électricité 450 g CO <sub>2</sub> /kWh	85	0	85
Électricité 900 g CO <sub>2</sub> /kWh	170	0	170

Source : commission Énergie

Dans le cas français, un parc en 2020 d'un million de voitures hybrides rechargeables, supposées tirer 50 % de leur énergie de propulsion du réseau électrique, procurerait une économie annuelle d'émissions de CO<sub>2</sub> de l'ordre de 1 Mt (le parc français actuel est d'environ 30 millions de véhicules).

Bien que le stockage de l'électricité par batterie ait connu des progrès substantiels au cours de ces dernières années, les meilleures batteries au lithium actuelles ont encore un prix de revient de l'ordre de 1 000 euros par kWh pour 1 000 cycles de durée de vie. Avec un coût de 600 euros par kWh et 2 000 cycles de durée de vie, le coût kilométrique deviendrait compétitif par rapport à un carburant à 1,5 euro le litre.

Une autre piste intéressante pourrait être la segmentation du parc automobile : véhicules purement électriques pour les déplacements en milieu urbain, véhicules hybrides (rechargeables ou non) pour les déplacements à plus longue distance ou les usages mixtes.

**S'agissant du long terme**, en dépit des démonstrations techniques déjà réalisées, des interrogations fortes subsistent aujourd'hui sur l'avenir de la pile à combustible embarquée et sur les possibilités d'utiliser massivement l'hydrogène comme source d'énergie de véhicules en raison de différentes difficultés : production économique de l'hydrogène sans émission de CO<sub>2</sub>, stockage et distribution, sécurité.

■ **Les biocarburants : le vent en poupe, mais une rationalisation doit être opérée**

Le développement des biocarburants est soumis à des tensions très contradictoires. La situation actuelle résulte de choix techniques, économiques et politiques faits à une période donnée, période qui ne représente qu'une étape, en particulier sur le plan du développement technologique. *Il n'y a pas de solution claire et surtout définitive.*

Le bilan concernant les émissions de gaz à effets de serre est mitigé, en particulier pour les filières utilisant une des ressources énergétiques fossiles dans les usines de transformation de la matière première agricole en carburant. Si leur développement s'opère aux dépens de prairies ou de jachères, cela pourrait alourdir ce bilan pour plusieurs années (diminution du stock de carbone du sol). Du point de vue de l'environnement général, les impacts des activités agricoles sont pour l'instant insuffisamment maîtrisés ; ils ne sauraient être actuellement négligés dans les choix.

À l'étranger, la conduite de ces activités peut se faire aux dépens d'écosystèmes à préserver. Enfin, les engagements physiques d'incorporation peuvent être tenus à des niveaux assez élevés dans l'état actuel des connaissances et des caractéristiques des filières techniques choisies, mais il faut admettre que le bilan mitigé et les disponibilités en surface ne permettent pas de satisfaire les enjeux sur le long terme en leur état actuel.

L'annexe III détaille la problématique agricole, environnementale et économique propre aux perspectives de développement des biocarburants. On notera que le terme le plus approprié à ce type de carburant serait « **agro-carburant** » pour ne pas entretenir d'ambiguïté avec l'agriculture biologique à vocation alimentaire. Le terme de biocarburant, conforme à l'usage courant, sera cependant utilisé tout au long du présent rapport.

Du point de vue de la réglementation et de la montée en puissance de la filière, les situations actuelles observées sur les marchés et sur les soutiens aux filières de première génération sont forcément transitoires : les équilibres de marché et les maturités techniques ne sont pas atteints, des gains économiques de productivité de 30 % de l'étape de transformation sont envisagés par la profession. C'est pourquoi une grande vigilance doit être apportée aux dérives des outils d'incitation (destinés à dépasser les obstacles dus aux défaillances de marché, voire mis en place pour susciter une impulsion au démarrage de cette production) et à leur obsolescence. **Une pause dans les investissements de production paraît nécessaire, jusqu'à l'émergence de biocarburants de deuxième génération, c'est-à-dire utilisant la plante tout entière, développement qui devrait mobiliser en outre de façon plus souple les surfaces agricoles ou forestières.**

L'expérience actuelle et le perfectionnement des outils d'écobilan doivent être mis à profit pour déterminer des critères d'incitation plus sélectifs sur les performances d'émission en CO<sub>2</sub> et environnementales de la filière complète.

L'évolution technologique de la capacité française de production doit donc être favorisée à travers des outils *ad hoc* :

- *Le soutien à la recherche et au développement de biocarburants transformant la composante ligno-cellulosique des végétaux* (que ce soit pour des plantes alimentaires ou non alimentaires) est à privilégier. C'est important par rapport à la réalité de la biomasse qui sera disponible à l'avenir, dans laquelle la production forestière pourrait être mieux associée. Certes, les écobilans actuels sur cette deuxième génération restent très spéculatifs ; la catalyse et le génie enzymatique, entre autres pistes, devraient toutefois permettre d'envisager des procédés de transformation plus sobres en énergie.
- *Les perspectives d'augmentation du rendement énergétique à l'hectare – ou des performances en termes de CO<sub>2</sub> évité – sont importantes ; ce sont des critères intéressants de choix des filières, mais les impacts d'une intensification doivent être parallèlement maîtrisés.*

- C'est davantage par *un choix judicieux de la production* (nouvelles espèces de préférence pluriannuelles pour éviter les impacts des intrants agricoles par exemple) que par une réintensification forte des pratiques que l'on doit progresser. Les analyses doivent anticiper les conséquences environnementales du regain d'intérêt pour les pratiques agricoles intensives et en monoculture, et de leurs conséquences (eau, sols, utilisation de produits phytosanitaires, etc.). Ce regain intensif, implicitement accentué par la hausse du débouché bioénergétique, mais aussi par les perspectives mondiales en alimentation, doit amener à maîtriser de façon accrue les impacts de l'agriculture sur l'environnement en général, et pas seulement sur les productions énergétiques.
- *Le soutien fiscal* (par le contribuable), qui coexiste avec l'obligation réglementaire existante d'incorporation (aux frais du consommateur) doit être supprimé.
- Enfin, en l'état des filières, *le principal facteur de limitation de la production de biocarburants est la surface cultivable disponible*. Ces productions énergétiques peuvent venir en concurrence de productions alimentaires. Défrichements et changements de production sont largement observables dans le monde, induisant de grandes instabilités sur les marchés agricoles. Il ne faut certes pas revenir à des méthodes obsolètes d'orientation des productions agricoles, mais la question de la régulation des affectations de surfaces se pose à grande échelle.

### 3 Une politique soutenue en matière de recherche et développement

La réalisation de scénarios soutenables à long terme dépend de la disponibilité des technologies nécessaires en temps voulu, à l'échelle industrielle et à un coût raisonnable. Ces technologies sont nombreuses et peuvent être complémentaires ou concurrentes à l'horizon 2050. Compte tenu des contraintes de financement, des arbitrages sont à faire et il convient de veiller à une optimisation de l'utilisation des fonds publics.

**L'arbitrage à réaliser au niveau des dépenses publiques entre le soutien aux actions immédiates d'investissement et le soutien aux actions de R & D qui permettront à notre pays de maîtriser les technologies d'avenir indispensables à son développement durable est un élément clé de toute politique énergétique.**

S'agissant des évolutions technologiques et des politiques susceptibles de favoriser soit leur mise au point, soit leur arrivée sur le marché, deux questions principales se posent :

- le montant des investissements publics dans la recherche est-il satisfaisant dans le contexte du moment et au regard des dépenses de soutien à la consommation (dégrèvements fiscaux, tarifs de rachat, etc.) ?
- la répartition des efforts de R & D est-elle satisfaisante au regard des savoir-faire et des objectifs de notre pays ?

Pour éclairer la première question, une évaluation relativement précise des soutiens publics à la R & D dans le domaine de l'énergie a pu être faite. Le montant est voisin

de 720 millions d'euros en 2006, ce qui représente environ 6 % du budget français de recherche et développement (source : LOLF/MIRES). Ce pourcentage, pour une thématique au cœur des préoccupations de tous les pays et dans laquelle la France a beaucoup investi, est faible. *Un objectif de 1 milliard d'euros à atteindre en trois à cinq ans serait souhaitable.*

Il est toujours délicat de définir *des priorités entre technologies* et d'ajuster en conséquence les soutiens publics à la recherche. L'approche proposée ci-dessous peut paraître drastique et il conviendrait de l'appliquer intelligemment domaine par domaine. Elle a cependant le mérite de forcer à la réflexion.

Le principe selon lequel les soutiens publics sont d'autant plus nécessaires que l'enjeu semble à la fois considérable et incertain peut être appliqué à la clé d'analyse qui distingue entre technologies futures *quasi sûres, probables* et *possibles* (on se reportera au rapport du groupe 3, Évolutions technologiques).

Ainsi, pour le stade de maturité *quasi sûr*, l'aide publique ne peut être que limitée. Elle ne doit pas être affectée à la R & D, qui sera prise totalement en charge par les industriels. Il en est de même pour les aides incitatives, sauf si on souhaite favoriser le développement d'un marché de masse et soutenir le rayonnement de l'industrie française à l'étranger. Mais d'une façon générale, ces activités doivent se développer par recours classique au monde financier, éventuellement orienté par l'État, en particulier sous la forme de capital-développement.

Le niveau de disponibilité *probable* peut justifier un peu d'aide publique dans le domaine de la R & D, pour finaliser le développement des technologies et des produits. L'objectif essentiel est d'aider au développement d'industriels français et au décollage d'un marché par un soutien aux opérations de démonstration (projets phares, prototypes) et par une politique réaliste d'achats publics concertés.

- En revanche, le domaine du *possible* est, par excellence, celui où doit s'appliquer l'aide publique à la R & D.

Sur ces principes, et compte tenu des pistes identifiées dans les chapitres précédents, les priorités suivantes semblent devoir être retenues, au-delà des domaines traditionnellement considérés à juste titre comme prioritaires (stockage de l'électricité, matériaux à hautes performances, etc.) :

- *la biomasse* et en particulier le ligno-cellulosique pour *les biocarburants de deuxième génération* ;
- *le bâtiment à énergie positive* ;
- *le nucléaire de quatrième génération et le traitement des déchets nucléaires.*

À ces orientations concernant la R & D, il conviendrait d'ajouter l'accentuation de l'effort de démonstration sur la captation et le stockage du dioxyde de carbone (CSC), sur au moins deux sites en France, pour permettre à l'industrie française, qui détient de nombreuses compétences en ce domaine, de jouer un rôle éminent dans le monde.

Parallèlement à ces aspects budgétaires, le groupe de travail 3 (Évolutions technologiques) formule les recommandations d'actions concrètes suivantes (liste non limitative) :

- politique incitative (réglementaire) pour *la rénovation de l'habitat ancien* avec des technologies économes en énergie ;
- réorganisation *des professions du bâtiment* pour prendre en compte l'ingénierie d'intégration des nouvelles technologies de l'énergie ;
- accès aux *Clean development mechanisms* assuré pour *le nucléaire* et les technologies de *charbon propre* (captage essentiellement) ;
- recentrage du rôle de l'État sur *la coordination/supervision* des feuilles de route des technologies dont la R & D fait appel aux crédits publics, avec auditions publiques annuelles sur ces sujets, afin de mesurer les progrès réels et le passage des jalons techniques (Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et techniques).

## DES EXERCICES DE MODÉLISATION POUR ÉCLAIRER LES CHOIX À LONG TERME

L'objectif du groupe de travail 5 (Scénarios énergétiques) a été de réaliser des approches quantitatives du système énergétique français aux horizons 2020, 2030 et 2050, en appui aux réflexions stratégiques engagées par la commission Énergie.

### 1 Les objectifs de la simulation : il s'agit non de prévoir, mais de décrire des scénarios crédibles

Ces approches permettent l'établissement de scénarios, soit *de référence*<sup>32</sup> en prolongement de l'existant compte tenu des mesures récentes ou décidées dans leur principe, soit *volontaristes* en ajoutant des mesures fortes pour réduire, autant qu'il est raisonnablement possible, la demande en énergie et les émissions de gaz à effet de serre. Le gaz carbonique (CO<sub>2</sub>) représente en France, en termes d'effet de serre, environ 70 % du total. Les autres gaz à effet de serre n'ont pas été considérés<sup>33</sup> et il a été admis que les objectifs de réduction d'émissions de GES envisageables aux niveaux mondial, européen et national valaient aussi pour les émissions de CO<sub>2</sub> liées à la production et à la consommation d'énergie<sup>34</sup>.

**Ces scénarios ne constituent, en aucune manière, des prévisions sur le futur, aux horizons considérés.** Ils permettent seulement, en fonction des hypothèses retenues et des modèles utilisés, d'établir *une approche des conséquences* en termes de demande en énergie finale, de besoins en énergies primaires, de caractérisation des vecteurs (l'électricité ou les autres énergies, raffinées, transportées et délivrées avec des quantifications comparables d'un scénario à l'autre du même modèle) et, finalement, d'émissions de CO<sub>2</sub>.

32 - Le vocable « scénario de référence » est jugé préférable à celui de « scénario tendanciel » qui n'évoque que la prise en compte passive des évolutions historiques et des éléments de contexte existants. Le terme de « référence » indique que l'on prend en compte, en outre, les effets à très court terme ou différés des dispositions législatives, réglementaires, budgétaires, fiscales ou d'incitation diverses *récentes, actuelles ou en cours de mise en place*.

33 - Cependant, la prise en compte de la totalité des gaz à effet de serre demeure souhaitable dans des études ultérieures (en particulier les HFC) comme la prise en compte d'autres polluants (particules, benzènes, etc.) dangereux pour la santé. Par ailleurs, un raisonnement en analyse de cycle de vie est aussi souhaitable afin de prendre en compte les émissions de la chaîne amont (extraction, transport, construction, stockage).

34 - Hors émissions liées au transport international.

Le groupe de travail Scénarios énergétiques s'est attaché à examiner en détail où peut nous mener, aux horizons 2020 et 2030, le simple prolongement des tendances actuelles, compte tenu des mesures déjà adoptées, en termes de demande énergétique et d'émissions de CO<sub>2</sub>. Il a recherché, grâce à l'utilisation des meilleures technologies disponibles ou probables, différentes voies pour réduire le plus possible les émissions de CO<sub>2</sub> et a comparé les résultats aux objectifs proposés par la loi POPE à l'horizon 2050 et par l'Union européenne (UE) à l'horizon 2020 (voir chapitre 3, section 4.2). Le groupe s'est référé aux valeurs globales des objectifs de l'UE rappelés lors de la réunion du Conseil européen des 8 et 9 mars 2007, valeurs globales susceptibles d'une application différenciée selon les États membres :

- Le Conseil<sup>35</sup> souligne que l'UE est déterminée à faire de l'Europe une économie à haut rendement énergétique et à faible taux d'émission de gaz à effet de serre et décide que, jusqu'à la conclusion d'un accord mondial global pour l'après-2012 et sans préjudice de la position qu'elle adoptera dans les négociations internationales, l'UE prend, de manière indépendante, l'engagement ferme de *réduire les émissions de gaz à effet de serre d'au moins 20 % d'ici à 2020 par rapport à 1990*.
- Le Conseil vise également *une proportion contraignante de 20 % d'énergies renouvelables* dans la consommation énergétique finale de l'ensemble de l'UE d'ici à 2020.
- Le Conseil souligne enfin qu'il est nécessaire d'accroître l'efficacité énergétique dans l'UE afin d'atteindre l'objectif visant à *économiser 20 % de la consommation énergétique de l'UE* par rapport aux projections pour l'année 2020, telles qu'elles sont estimées dans le Livre vert de la Commission sur l'efficacité énergétique<sup>36</sup>, et invite à cette fin les États membres à faire bon usage de leurs plans d'action nationaux en faveur de l'efficacité énergétique.

Les objectifs au niveau européen doivent être suivis de modalités d'application comportant une répartition des efforts entre États membres (*burden sharing*).

## 2 Deux modèles utilisés, selon des approches d'offre et d'optimisation pour l'un, de demande sectorielle et d'équilibre partiel pour l'autre

Pour effectuer ce travail, le groupe 5 s'est appuyé sur les indications des autres groupes de travail de la commission Énergie, sur les études récentes du bureau d'études économiques BIPE (projections macro-économiques et sectorielles à 2025) et sur l'étude du Centre d'études prospectives et d'informations internationales (CEPII) relative au scénario de long terme de l'économie mondiale 2020-2050.

35 - Réunion du Conseil européen de Bruxelles 8-9 mars 2007 : conclusions de la Présidence (2 mai 2007).

36 - Avec une croissance de 2,3 %, l'UE atteint une baisse supplémentaire de 20 % en plus des gains qui sont apportés par les effets structurels et les politiques et mesures en cours. La réduction en énergie primaire est alors de 14 % en 2020 par rapport à 2005 (1 750 Mtep à 1 500 Mtep).

### ■ Deux modèles existants ont été mis en œuvre

Le groupe de travail a eu recours à deux modèles déjà utilisés par diverses instances pour ce type d'exercice : le modèle MARKAL-TIMES France, créé et mis en œuvre par l'École nationale supérieure des Mines de Paris, et la combinaison des modèles MedPro et POLES mise au point par Enerdata.

- **Le modèle MARKAL** optimise, sur un horizon de plusieurs décennies, un coût actualisé d'une représentation technico-économique fine du système énergétique français (demande et offre) : il inclut les substitutions de technologies en fonction de leur compétitivité relative et tient compte de différentes contraintes, comme le potentiel maximal d'une ressource ou le rythme de pénétration d'une technologie, et bien sûr la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> (cette réduction se traduit sous forme d'une courbe à respecter d'atténuation des émissions en fonction du temps).

Dans l'exercice considéré, le modèle n'a pas utilisé de fonctions d'élasticité de la demande par rapport aux prix, cet effet étant supposé pris en compte dans le corps d'hypothèses retenues pour la représentation de la demande.

- **Le modèle MedPro** est un modèle technico-économique de simulation de la demande énergétique finale à long terme fondée sur une représentation détaillée de la consommation par secteurs, par usages et par types d'énergie.

- **Le modèle POLES** peut effectuer une simulation du système énergétique mondial, à divers horizons, jusqu'en 2050, les éléments concernant la France étant fournis par le dispositif précédent. C'est un modèle d'équilibre offre/demande à « simulation réursive ». À partir d'un point initial, puis d'année en année, le modèle effectue des ajustements progressifs des variables d'offre et de demande, d'une part, et de prix, d'autre part – y compris pour le pétrole –, en jouant sur les élasticités des différentes demandes par rapport à un prix de l'énergie – lui-même fonction de la demande.

Le modèle se fixe des objectifs de réduction des gaz à effet de serre (facteur 2 au niveau mondial, facteur 4 au niveau national<sup>37</sup>). Il introduit, à cette fin, une valeur du carbone qui s'ajoute au prix de l'énergie. Dans les bilans de l'énergie et des émissions de CO<sub>2</sub>, cette valeur carbone affecte :

- la demande par le jeu des fonctions élasticité-prix,
- les choix techniques (technologies « très basses émissions » [TBE], mix électrique, etc.).

### ■ L'utilisation de ces modèles se heurte à certaines limites

Ces deux approches permettent théoriquement une modélisation globale de l'offre et de la demande d'énergie en France. Cependant, il est apparu que ces modèles présentent des limites qu'il serait nécessaire d'approfondir.

37 - Les calculs du modèle ont conduit de fait à un facteur 3,8.



- Se pose en particulier la question de *la modélisation des usages saisonniers de l'électricité* et de l'optimisation technico-économique du mix de production qui en résulte. Ne prenant pas en compte le caractère aléatoire de l'équilibre offre/demande – en particulier du fait des variations climatiques –, certains résultats des simulations sous-estiment le recours aux moyens centralisés de production thermique à flamme, nécessaires pour ajuster à tout instant l'offre à la demande d'électricité, afin d'éviter tout déséquilibre physique. La représentation dans les modèles (déterministe et avec une vision simplifiée de la courbe de charge) ne fait pas suffisamment apparaître le caractère indispensable de cette variable d'ajustement que constitue la production d'électricité à partir d'énergies fossiles en France, et les conséquences en termes d'émissions de CO<sub>2</sub>.
- *La représentation des sources d'énergie décentralisées* (énergies renouvelables, cogénération, chauffage par les moyens thermiques, etc.) n'est pas assez précise, en particulier celles qui présentent un très bon rendement énergétique global. Cette imprécision des modèles, qui pourrait être réduite, a ainsi conduit à un report excessif des besoins énergétiques vers les solutions centralisées, en particulier vers l'électricité nucléaire, rapidement sélectionnée dans les critères de choix pour son coût de production relativement bas et l'absence d'émissions de CO<sub>2</sub>. Il serait donc nécessaire de considérer davantage deux variables importantes que sont le niveau de la capacité d'ajustement du système et la diversité des sources à mettre en œuvre, en équilibrant les apports potentiels avec une vue prospective :
  - recours aux énergies fossiles les moins polluantes ;
  - contribution des énergies renouvelables (hydraulique, éolien, biomasse) ;
  - maîtrise de la demande par rapport aux consommations contribuant à la pointe ;
  - gestion optimale de la charge (effacement...).
- Lorsqu'un modèle utilise *des élasticités*, il prend des chiffres qui sont généralement contestables, faute de pouvoir mesurer ces données autrement qu'en moyenne sur plusieurs années passées. Ainsi, il ne tient pas compte des variations de nombreux paramètres ni de l'évolution probable des élasticités dans le futur.

### 3 Des hypothèses ambitieuses mais excluant des ruptures technologiques ou comportementales

#### 3.1 Les hypothèses macro-économiques

Elles sont communes aux deux modèles. Elles portent sur la croissance économique, la démographie et le prix des énergies fossiles.

**Tableau n° 24 : Principales hypothèses macroéconomiques**

	Scénarios 2030 DGEMP (2004)	Hypothèses des scénarios		
<b>Croissance économique</b>	+ 2,3 %/an	+ 2,1%/an jusqu'en 2015 + 1,8 %/an pour 2015-2030 + 1,6 %/an pour 2030-2050		
<b>Démographie</b>	64 millions d'habitants	67 M hbts en 2030, 70 M hbts en 2050		
<b>Prix des énergies fossiles</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pétrole : 30 \$/b</li> <li>• Gaz naturel : 4 /Mbtu</li> <li>• Charbon : 40 à 50 \$/t</li> </ul>	<b>&gt; + 2015</b>	<b>2015-2030</b>	<b>2030-2050</b>
		<b>Pétrole (\$ 2005)*</b>		
		50-80 \$/b	100-150 \$/b	100 \$/b
		<b>Gaz naturel</b>		
		8 \$/Mbtu	11 \$/Mbtu	15 \$/Mbtu
		<b>Charbon</b>		
60 \$/t	90 \$/t	120 \$/t		

\* Voir l'argumentation correspondante sur les prix des énergies dans le rapport du groupe 2 de la commission Énergie (*Perspectives de l'offre et de la demande mondiales*).

Sources : DGEMP, Enerdata, ENSMP

- Pour la *croissance économique*, le groupe a retenu un taux de croissance significatif mais modéré, égal à 2,1 % jusqu'en 2015 (soit un peu moins que dans le scénario 2030 de la DGEMP calé sur 2,3 %). Il a été admis que, en raison du principe de convergence des économies mondiales à long terme, ce taux se réduirait à 1,8-1,9 % entre 2015 et 2030 et à 1,6 % au-delà. Dans le cadre des moyens engagés, aucun test de sensibilité n'a été effectué sur ce taux de croissance économique, retenu dans d'autres études en cours (CEPII 2006 - WETO-H2).
- L'hypothèse de *croissance démographique* résulte des dernières prévisions de l'INSEE : 67 millions d'habitants à 2030 et 70 millions d'habitants à 2050 en hausse par rapport à l'étude DGEMP 2004 (scénario tendanciel à 2030). Le groupe n'a pas jugé utile d'effectuer des tests de sensibilité par rapport à cette hypothèse.
- Pour le *prix du pétrole*, la commission Énergie a fait l'hypothèse d'un prix de l'énergie élevé et cyclique : entre 50 et 80 dollars/baril jusqu'en 2015, entre 100 et 150 dollars/baril de 2015 à 2030 et 100 dollars/baril au-delà. Ce prix est de l'ordre du double de celui pris en compte par l'Agence internationale de l'énergie dans ses propres scénarios. Il serait en revanche proche des hypothèses récentes retenues par le Conseil mondial de l'énergie dans son exercice de prospective publié en novembre 2007. C'est ce prix qui a été entré dans les deux modèles.
- En complément, le modèle MedPro-POLES, quant à lui, détermine, dans le cadre d'un équilibre offre/demande mondial de pétrole, un prix endogène qui s'est avéré sensiblement inférieur au prix retenu par la commission. MedPro-POLES a mené des simulations avec ce prix, ce qui a permis de mesurer la sensibilité du modèle au prix des énergies. C'est là l'intérêt principal de ces variantes, même si, en pratique, les prix du pétrole réagissent à *des signaux géopolitiques aléatoires* qui n'ont pas grand chose à voir avec les fondamentaux de coûts et d'équilibre offre/demande.

## 3.2 Les hypothèses sectorielles

Elles ont été établies *sans supposer de modifications radicales dans les comportements* : elles ne prennent pas en compte les effets d'une attitude individuelle beaucoup plus résolue en termes de réduction des consommations d'énergie (suppression des gaspillages, réduction de la température nocturne dans les chambres à 16-18°C, réduction de la mobilité individuelle, etc.). Ne sont pas considérés, au contraire, des effets dits « rebond » de relâchement ou d'amélioration du confort, se traduisant par un retour de la consommation suite à la réduction de la facture énergétique du fait de l'amélioration de la performance thermique des bâtiments. Ces hypothèses n'intègrent pas non plus les effets d'un développement massif du télétravail (domaine où la France marque un certain retard)<sup>38</sup>. Dans le secteur industriel, elles ne prennent pas en compte les effets que pourraient produire, dans un sens ou dans l'autre, des substitutions massives de matériaux (matériaux composites, aluminium/acier ou plastique/verre, etc.) ou un changement complet de la logistique de transport des marchandises.

Les hypothèses communes ou différenciées (suivant le modèle) utilisées dans les **scénarios de référence et scénarios volontaristes** sont rappelées dans le tableau n° 25 (les seconds sont indiqués en italique). Elles ont été établies principalement à partir des travaux des différentes entités administratives concernées (MIES, CGPC, DGEMP, DGUHC<sup>39</sup>, etc.).

**Tableau n° 25 : Principales hypothèses sectorielles**

VALEURS MOYENNES Scénario de référence Scénario volontariste : hypothèses supplémentaires	MedPro-POLES	MARKAL
<b>Transports</b>		
Trafic de passagers	+ 40 % entre 2005 et 2025 <i>Constant entre 2025 et 2050</i>	
Trafic de marchandises*	+ 40 % entre 2005 et 2025 <i>+ 20 % entre 2025 et 2050</i>	
Hypothèses techniques	Baisse tendancielle des consommations de véhicules (en moyenne - 30 % à 2030)	
	<i>Part de véhicules hybrides rechargeables et électriques : &gt; 20 % en 2030, 60 % en 2050</i>	<i>Choix des technologies par le modèle (dont véhicules hybrides rechargeables et véhicules au gaz naturel GNV)</i>
Carburants	Biocarburants de génération 1 : 4 Mtep/an <i>Biocarburants de génération 2 : 10 Mtep/an</i> Hypothèses correspondant à une couverture des besoins en carburants de l'ordre de 25 % en 2050	

38 - Le modèle MedPro-POLES, qui met en œuvre des élasticités de long terme dans les niveaux de demande, prend en compte implicitement des modifications probables de comportements, toutefois sans rupture.

39 - MIES : Mission interministérielle à l'effet de serre ; CGPC : Conseil général des ponts et chaussées ; DGEMP : Direction générale de l'énergie et des matières premières ; DGUHC : Direction générale de l'urbanisme, de l'habitat et de la construction.

Résidentiel-tertiaire		
Performances dans le neuf	Baisse des besoins de chauffage : - 0,12 %/an - 0,8 %/an	Réglementation thermique : - 15 % tous les 5 ans
Isolation des bâtiments anciens : part du potentiel réalisé		25 %** 75 % (hypothèse facteur 2)
Taux de renouvellement des bâtiments	50 000/an	50 000/an 100 000/an
Électricité spécifique	+ 0,5 %/an	+ 1,4 %/an
Hypothèse technique : pompes à chaleur		Possibilité de poursuite de la croissance tendancielle de la dernière décennie (7M en 2050)
Industrie		
Croissance de la production	1,5 %/an	2 %/an
Efficacité énergétique	0,3 %/an 0,45 %/an	
Énergie		
Limitation de la production nucléaire	65 GW (dimension du parc actuel + Flamanville 3)	90 GW***
Part d'énergies renouvelables dans le mix électrique	Sorties du modèle****	21 % en 2010
Énergies renouvelables	- Forte croissance de l'éolien et du solaire thermique - Faible croissance du solaire photovoltaïque	Respect des potentiels techniques et économiques : - Hydraulique : 28 TWh - Chaleur biomasse : 19 Mtep (2005) et 30 Mtep (2050) - Éolien terrestre : 5,50 Mtep en 2050

\* Part des types de transports dans la consommation de produits pétroliers : 56 % pour les transports de personnes, 44 % pour le transport de marchandises.

\*\* Sur un potentiel d'isolation totale de 190 TWh (ou 16 Mtep).

\*\*\* Hypothèse à 2050 non validée par rapport à la capacité des sites actuels.

\*\*\*\* 2010 = 18 % (18 %) ; 2020 = 20 % (22 %) ; 2030 = 22 % (26 %) ; 2050 = 34 %.

Sources : ENSMP, Enerdata

Le modèle MedPro-POLES nécessite des hypothèses *a priori* sur les technologies qui seront appelées lors de la phase de simulation sur l'horizon prospectif. *A contrario*, les technologies mises en œuvres sur la période de l'exercice sont des sorties du modèle MARKAL choisies selon un critère coût/efficacité.

Les hypothèses portent sur les différents secteurs émetteurs principaux de CO<sub>2</sub> :

- À ce titre, **l'agriculture** est peu concernée. Elle est davantage une solution qu'un problème.

- En ce qui concerne **les transports**, il a été supposé, dans les scénarios de référence, que les trafics passagers<sup>40</sup> et marchandises continueraient de croître entre 2005 et 2025 (au total de 40 %, c'est-à-dire plus modérément que ces dernières années). Dans une hypothèse volontariste, le trafic passagers se stabiliserait sur la période 2025-2050 alors que le trafic marchandises continuerait de croître, de façon modérée, sur cette même période (au total de + 20 %).

Sur le plan des *technologies*, dans les scénarios de référence, la réduction de la consommation des véhicules se poursuit tendanciellement avec la majorité des gains obtenus d'ici 2030 (environ 30 %). Par ailleurs, avec MedPro-POLES, il a été considéré un scénario électrique volontariste où la part des véhicules électriques (purs ou hybrides rechargeables) atteindrait 20 % en 2030 et 60 % en 2050 pour les transports individuels. Les biocarburants – d'abord de première génération, puis de deuxième génération – couvriraient dans le scénario volontariste 25 % des besoins en 2050, l'électricité 25 % (davantage sur le trafic urbain), le solde étant assuré par les hydrocarbures (essence, diesel ou GNV) dans des véhicules économes en énergie (véhicules 3,4 l/100 km) à partir de 2010, se généralisant à partir de 2020.

Dans ce contexte, les verrous technologiques concernent principalement l'amélioration du stockage de l'électricité pour les véhicules (capacité, maintien de la charge et durée du rechargement) et les biocarburants de deuxième génération.

Ces hypothèses volontaristes représentent une rupture par rapport aux tendances actuelles dans les transports.

- Dans le secteur du **bâtiment** :
  - pour les logements neufs, la réglementation thermique impose une diminution des déperditions thermiques de 15 % par paliers de cinq ans. Le taux moyen annuel de renouvellement est de 50 000 logements dans le scénario de référence et atteint 100 000 logements dans le scénario volontariste ;
  - pour les logements anciens, 25 % du parc résiduel en 2050 sont réhabilités thermiquement (75 % dans le scénario volontariste) ;
  - la croissance de l'électricité spécifique reste forte, mais limitée à 1,4 % (MARKAL) ;
  - les évolutions techniques sont faiblement prises en compte dans le scénario de référence. Dans le scénario volontariste, les hypothèses s'appuient sur une poursuite à un rythme élevé de la pénétration des pompes à chaleur (7 millions en 2050), ainsi qu'à un développement progressif de la biomasse, du solaire thermique et du solaire photovoltaïque. Dans le modèle MedPro-POLES, l'introduction de ces hypothèses se traduit par une baisse des besoins de chauffage de 0,80 % par an dans le scénario volontariste (contre 0,12 % dans le scénario de référence).
- En ce qui concerne **l'industrie**, la croissance de la production d'une dizaine de secteurs a été examinée. L'hypothèse dominante a été de maintenir une bonne

40 - Il est à noter que la stabilisation constatée récemment des déplacements en voiture particulière pourrait faire considérer que cette hypothèse est pessimiste.

croissance tendancielle de la production, en référence au scénario central du BIPE à 2025 (en moyenne de l'ordre de + 2 % par an dans MARKAL, + 1,5 % par an dans MedPro-POLES).

- Dans le secteur de **l'énergie**, il a été retenu que l'ouverture de nombreux sites nucléaires nouveaux est improbable, ce qui a conduit à une première hypothèse d'un plafond de la production d'origine nucléaire au niveau actuel augmenté d'une tranche EPR, soit environ 65 GW. Le modèle MARKAL a retenu une autre hypothèse de 90 GW d'ici à 2050, reposant notamment sur une augmentation des puissances unitaires sur les sites actuels.

La part d'énergie renouvelable du mix électrique est fixée à 21 % en 2010 dans le modèle MARKAL conformément à l'engagement français (programmation pluriannuelle des investissements). Dans le modèle MedPro-POLES, cette part est une sortie du modèle. On sait que cet objectif à un horizon très proche sera difficile à tenir.

**Le groupe n'a pas souhaité envisager de ruptures importantes** : par exemple, augmenter très fortement la capacité nucléaire, s'engager dans le captage et le stockage du CO<sub>2</sub> en grandes masses, généraliser des solutions d'énergies renouvelables aujourd'hui encore très coûteuses (solaire photovoltaïque, piles à combustible) ou compter sur des solutions apparaissant difficiles, voire impossibles, à mettre en œuvre (hydrogène).

## 4 Avec les hypothèses utilisées, les différents scénarios étudiés ne conduisent pas à diviser les émissions de gaz carbonique en 2050 par plus de 2,1 à 2,4 (hors CSC) par rapport à celles de 1990

### 4.1 Les scénarios de référence conduisent à une augmentation des émissions de gaz carbonique en 2030

- **Le modèle MedPro-POLES** s'appuie principalement, en termes de demande, sur un prolongement des tendances observées sur la dernière décennie.

En 2030, la consommation finale reste quasi constante sur la base des prix adoptés par la commission et augmente de 16 % (+ 11 % à 2020) sur la base des prix endogènes de l'énergie.

Par rapport à 1990, les émissions de CO<sub>2</sub> augmentent de 3,5 % en 2020 et diminuent de 7 % en 2030 dans l'hypothèse de prix de la commission (de 12 % à 2020 et 2030 avec les prix endogènes).

Dans ce scénario, la production d'électricité nucléaire est limitée à 490 TWh compatible avec une puissance installée de 65 GW.

*L'augmentation des émissions de CO<sub>2</sub> en 2020 est principalement due au recours à la production d'électricité à base d'énergies fossiles (charbon et gaz).*

La réduction des émissions de CO<sub>2</sub> en 2030 par rapport à 2020 résulte de l'effet de renouvellement du parc automobile, de la part croissante d'énergies renouvelables (éolien en particulier) et d'une contribution accrue (+ 7 %) du parc nucléaire.

■ **Le modèle MARKAL** s'appuie, dans le scénario de référence, sur des hypothèses plus « allantes » en ce qui concerne le secteur du bâtiment : valorisation du quart du potentiel d'isolation dans l'ancien d'ici à 2050 (5 TWh en cinq ans), rythme d'amélioration actuel de la réglementation thermique dans le neuf (15 % en cinq ans), modération du taux de croissance de l'électricité spécifique (+ 1,4 % par an au lieu de + 3 % par an actuellement) grâce aux progrès des équipements (éclairage, électronique).

*Dans ces conditions, si la croissance de la demande est encore de 20 % en 2020-2030, les émissions de CO<sub>2</sub> diminuent de 3 % en 2020 par rapport à celles de 1990.*

Au-delà de 2020, la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> est obtenue par un appel supplémentaire au nucléaire et à un développement du recours à la biomasse pour la fourniture de chaleur dans le bâtiment.

Le modèle privilégie un développement fort des usages de l'électricité, elle-même produite par un parc nucléaire supplémentaire ; mais cette forte pénétration de l'électricité est à discuter. Dans le bâtiment, une étude de l'adéquation offre/demande devra être envisagée afin de caractériser au mieux l'impact réel des usages saisonniers sur le mix électrique et les émissions en CO<sub>2</sub>. Par ailleurs, le paramétrage des sources d'énergie à fort rendement dans le résidentiel et l'industrie (chauffage gaz, cogénération, etc.) devra être vérifié avant de valider la pertinence d'un report massif des besoins vers les installations centralisées de production d'électricité.

## 4.2 Les résultats des scénarios volontaristes traduisent l'extrême difficulté pratique de dépasser le facteur 2,1 à 2,4, sans changement profond des comportements et sans rupture technologique prévisible à ce jour

■ **À partir du modèle MedPro-POLES**, les réductions de la consommation par rapport à 2006 sont respectivement de 16 % et de 38 % en 2020 et 2050 (avec les prix endogènes, la demande finale diminuerait respectivement de 9 % et de 35 %).

Les émissions de CO<sub>2</sub> baissent de 21 % d'ici à 2020 et de 58 % (hors CSC) d'ici à 2050 (de 13 % et de 51 % à 2050 sur la base des prix endogènes de l'énergie).

- La réduction, par rapport à 1990, de 20 % des émissions de CO<sub>2</sub> en 2020 proposée pour l'Union européenne serait donc atteinte, dans l'hypothèse de prix relativement élevés du pétrole retenue par la commission Énergie.

- L'objectif de baisse de *la consommation énergétique* le serait également, avec – 16 % par rapport à 2006 (objectif pour l'UE = - 14 %), résultat obtenu partiellement sous l'effet d'une réduction implicite de la demande par les élasticités-prix et valeur carbone du modèle.
- En revanche, la contribution *des énergies renouvelables* dans l'énergie primaire serait de 9,8 %, encore loin de la part attendue pour l'Union européenne (correspondant à une contribution de 18,7 % en termes de consommation finale).

**Au total, avec les hypothèses déjà très volontaristes retenues (actions fortes sur les secteurs de la construction et des transports, maintien de la puissance nucléaire installée, prix élevés de l'énergie), le modèle conduit en 2050 au facteur 2,4, si l'on fait abstraction du stockage du CO<sub>2</sub>, au cas où le recours à cette technologie s'avérerait difficile, voire impossible en France.**

Pour aller plus loin, il faudrait, d'après le modèle MedPro-POLES, soit surtaxer l'énergie en fonction du contenu carbone – à hauteur d'au moins 250 euros/tonne de CO<sub>2</sub> ou au travers du maintien d'un système de quotas aboutissant à un prix du CO<sub>2</sub> équivalent – pour faire jouer davantage l'élasticité demande/prix, soit recourir à une production accrue d'énergie propre à partir des options suivantes : développement plus important du nucléaire à concurrence d'au moins 75 GW (sans doute possible sans ouverture de sites nouveaux grâce à l'augmentation de puissance unitaire des nouvelles centrales), transition significative dans le développement des sources décentralisées locales (biomasse-chaleur à hauteur de 20 Mtep au lieu de 10 dans le secteur résidentiel-tertiaire), recours aux biocarburants de deuxième génération (pour atteindre 14 Mtep). Ces options n'ont pu être testées et leur vraisemblance examinée, faute de temps.

■ **Dans le modèle MARKAL**, les résultats sont les suivants :

- Les émissions de CO<sub>2</sub> sont réduites, par rapport au niveau de 1990, de 23 % en 2020 et de 52 % en 2050. Cet objectif de l'Union européenne pour 2020 serait donc atteint.
- La demande finale en énergie augmente par rapport à 2006 de plus de 6 % en 2020 et reste au niveau de 2006 en 2050. Les hypothèses sur la demande ne permettraient donc pas d'atteindre la baisse de 14 % proposée pour l'Union européenne.
- Enfin, la part des énergies renouvelables dans le mix primaire dépasse à peine 10 %, le modèle ne conduisant pas à davantage pour des raisons de coût.

Ces résultats contrastés (faible diminution de la demande, forte réduction des émissions de CO<sub>2</sub>) s'expliquent par un recours important à l'électricité supposée d'origine nucléaire. En 2050, l'appel est de 732 TWh, soit une puissance installée de plus de 90 GW.



Dans le bâtiment, la pénétration de l'électricité – combinée avec la pompe à chaleur – est forte au détriment du gaz. En revanche, dans les transports, le gaz naturel pour véhicule (GNV) et les biocarburants prennent une part de marché importante à partir de 2030 (1/3 de la consommation à cette date). Mais le développement du GNV est considéré, par ailleurs, comme incertain.

Le modèle MARKAL calcule un terme qualifié de « coût marginal de la tonne de CO<sub>2</sub> évitée », qui traduit l'effort à fournir (en coût) pour atteindre la contrainte de réduction des émissions imposée comme objectif<sup>41</sup>.

Dans le cas d'une contrainte objectif facteur 2, ce coût marginal de la tonne de CO<sub>2</sub> évitée reste acceptable, car il varie de 40 euros/tonne à 450 euros/tonne<sup>42</sup>.

En revanche, dans le cas où une contrainte facteur 4 serait appliquée aux émissions de CO<sub>2</sub> en 2050, ce coût dérape dès 2030 en atteignant une valeur de 1 300 euros/tonne. Il « explose » jusqu'à près de 30 000 euros/tonne en 2050, ce qui traduit l'impossibilité pour le modèle de déterminer des solutions viables (il a épuisé toutes les technologies laissées à sa disposition pour réduire les émissions) et économiquement compatibles avec l'ensemble des contraintes et hypothèses qui lui ont été imposées. Il faut toutefois noter que le modèle ne prend pas en compte d'élasticité-prix qui réduirait la demande utile.

Cette analyse indique que, avec les hypothèses utilisées sur les données macroéconomiques, sur les technologies retenues et sur les évolutions de la demande – prises en compte comme paramètres, c'est-à-dire sans élasticité –, **il serait difficile et très coûteux d'aller au-delà d'une division par 2,1 des émissions de CO<sub>2</sub> à l'horizon 2050.**

## 5 Un facteur un peu supérieur à 2 à l'horizon 2050 constitue un objectif déjà très ambitieux pour la France

■ **Les résultats des modèles au regard des critères européens** sont résumés dans les tableaux n° 26 et n° 27. Les trois objectifs ne sont pas atteints simultanément pour ce qui concerne l'échéance 2020.

41 - Il s'agit d'un « coût marginal de la tonne de CO<sub>2</sub> évitée » à **demande constante** ; la valeur de ce coût est plus élevée que la traditionnelle valeur de la tonne de CO<sub>2</sub> évitée (cf. MedPro-POLES). Lorsque les prix de l'énergie augmentent, le consommateur a tendance à réduire sa consommation, alors que le modèle MARKAL ne fait que choisir entre les différentes technologies prises en compte par la simulation.

42 - Les modèles MARKAL et MedPro-POLES n'ont pas différencié la valeur carbone par secteur.

**Tableau n° 26 : Comparaison des résultats des scénarios tendanciels et volontaristes à 2020 avec les objectifs globaux pour l'UE**

Horizon 2020 Scénarios → ↓ Objectifs pour UE	MARKAL de référence	MedPro-POLES de référence	MARKAL volontariste Contrainte facteur 2*	MedPro-POLES volontariste
Émissions de CO <sub>2</sub> : - 20 %/1990	- 3 %	+ 3,5 %	- 23 %	- 21 %
Efficacité énergétique : - 14 %/2005	+ 13 %	+ 1 %	+ 6,6 %	- 16 %
Énergies renouvelables : 20 % du mix primaire		8,1 %	10,4 %	9,8 %

\* Le modèle atteint une contrainte facteur 2. Avec les hypothèses retenues, au delà de ce niveau, l'optimisation ne converge pas sur l'ensemble de la période 2005-2050 ; il n'existe pas de panier technologique répondant à la demande utile sous une contrainte trop forte de réduction des émissions.

Sources : travaux de la commission Énergie (groupe Scénarios énergétiques), ENSMP, Enerdata

**Tableau n° 27 : Comparaison des résultats des scénarios en 2050 avec les critères de l'UE**

Horizon 2050 Scénarios → ↓ Points de repères	MARKAL de référence*	MARKAL volontariste	MedPro-POLES volontariste
Émissions de CO <sub>2</sub> /1990	+ 2,5 %	- 52 % (facteur 2,1)	- 58 % (hors CSC) (facteur 2,4)** - 74 % (facteur 3,8)***
Efficacité énergétique/2006	+ 35 %	0 %	- 38 %
Énergies renouvelables : part du mix primaire		15,4 %	16,2 %

\* Il s'agit d'une extrapolation du scénario de référence à 2020.

\*\* Selon les conditions indiquées aux sections 2 et 4.2 du présent chapitre.

\*\*\* Contrainte imposée par le modèle (incluant 60 Mt/an CSC)

Sources : travaux de la commission Énergie (groupe Scénarios énergétiques), ENSMP, Enerdata

■ Les scénarios de référence indiquent une stabilisation des émissions sur le moyen/long terme, dont la raison principale est vraisemblablement l'effet des normes et réglementations en cours qui améliorent continuellement les performances techniques (consommations unitaires des véhicules, performances

thermiques des bâtiments, etc.). Il y a un certain découplage (modèle MARKAL) entre les émissions qui se stabilisent et la consommation énergétique qui augmente de 13 % à 20 % à l'horizon 2020-2030, sans doute pour répondre aux besoins de croissance de l'économie. De la même manière, dans le modèle POLES, les émissions baissent alors que la consommation se stabilise.

L'effet d'une variation du prix de l'énergie entre les prix retenus par la commission Énergie et les prix endogènes (respectivement variante 1 et 2 dans les graphiques n° 48 et n° 49) est visible sur les scénarios MedPro-POLES : l'augmentation du prix (passage de la variante 2 à la variante 1) conduit à stabiliser la consommation et réduit les émissions ; les émissions varient de + 3,5 % en 2020 et de - 7 % en 2030.

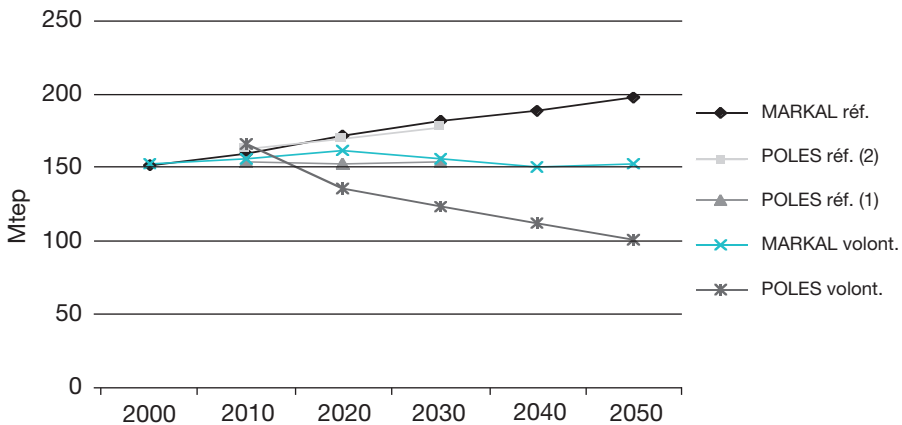
■ Dans les options volontaristes, les deux scénarios MARKAL et MedPro-POLES plafonnent respectivement au facteur 2,1 et au facteur 2,4 (hors CSC) pour l'horizon 2050

Les graphiques n° 48 et n° 49 présentent les émissions et la consommation finale des scénarios.

**Graphique n° 48 : Consommation finale dans les scénarios de référence et volontaristes**

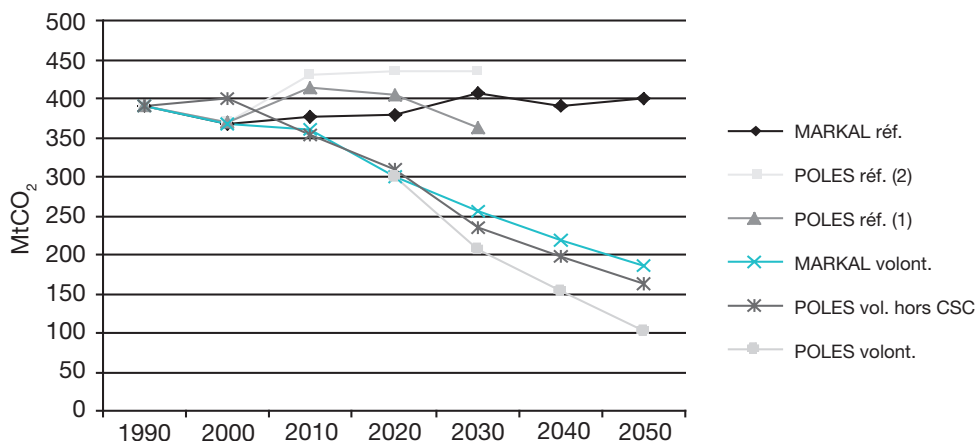
Variante (1) : scénario prix commission Énergie :  
100-150 \$/b en 2015-2030 et 100 \$/b en 2030-2050

Variante (2) : scénario prix endogène de l'énergie :  
52 \$/b en 2020, 65 \$/b en 2030



Source : travaux de la commission Énergie (groupe Scénarios énergétiques)

**Graphique n° 49 : Émissions de CO<sub>2</sub> dans les scénarios de référence et volontaristes**



Source : travaux de la commission Énergie (groupe Scénarios énergétiques)

■ **Les scénarios volontaristes présentent, à l'horizon 2020, une augmentation de 9 % de la production d'électricité par rapport à la vision « centrale » de RTE**

La production augmente encore de 14 % (MedPro-POLES) et de 30 % (MARKAL) entre 2020 et 2050 (voir tableau n° 28).

Cette observation montre que les modèles accordent une place moindre à différentes solutions décentralisées de production d'énergie. Ils reportent les besoins sur l'électricité et – du fait des contraintes CO<sub>2</sub> appliquées – naturellement vers le nucléaire dès lors que sa capacité est moins limitée (MARKAL). Cette source est en effet la plus compétitive pour les moyens de base et n'émet pas de CO<sub>2</sub>. Lorsqu'elle est limitée (MedPro-POLES), l'éolien prend une place très importante : 40 000 à 50 000 MW installés, ce qui peut conduire à une impossibilité de gestion du réseau de transport de l'électricité si des centrales à combustibles ne sont pas construites pour pallier les fluctuations propres à la production éolienne.

Afin de mieux représenter la diversité des solutions potentielles pour répondre à la demande, les modèles mériteraient d'être approfondis, en particulier quant au paramétrage de différentes solutions présentant un fort rendement : cogénération, chauffage thermique, etc.

De plus, les variations de la demande d'électricité à prendre en compte (saisonnalité, climat, pointes, aléas) nécessiteraient d'approfondir la modélisation de la capacité

d'ajustement du système qu'il faudrait considérer sur l'horizon prospectif et des moyens à mettre en œuvre pour la couvrir avec le moins d'émissions possible :

- recours aux énergies fossiles les moins polluantes ;
- contribution des énergies renouvelables (hydraulique, éolien, biomasse) ;
- maîtrise de la demande par rapport aux consommations contribuant à la pointe ;
- gestion optimale de la charge (effacement, etc.).

**Tableau n° 28 : Comparaison des mix de production d'électricité**

TWh	2006	2020			2050	
	RTE	RTE	POLES volont.	MARKAL volont.	POLES volont.	MARKAL volont.
Nucléaire	428,7	431,3	439	549	453	731,6
Hydraulique	60,6*	73,9*	72	70,8	72	72,8
Éolien	2,2	36,7	30	33,2	102	16,3
Charbon	21,7	10,3	57	0	48	0
Gaz (CCG)	4,9	22,4	55	7,4	56	6,6
Fioul (+ TAC)	3,1	1,1	1	1,8	0	1,8
Thermique décentralisé non EnR**	23,0	23,8	Agrégé avec thermique classique (gaz essentiellement)		Agrégé avec thermique classique (gaz essentiellement)	
Autres EnR, déchets	3,4	11,2	13	6,8	27	103,4***
TOTAL	547,6	610,7	667	669	758	932,5

\* Y compris turbinage des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP).

\*\* Essentiellement cogénération utilisant le gaz comme combustible.

\*\*\* L'usage orienté par le modèle sur la production centralisée d'électricité à partir de biomasse n'est néanmoins pas approprié, cette biomasse devant être de préférence valorisée dans un système décentralisé de production d'énergie.

Sources : bilan 2007 RTE pour les deux premières colonnes, ENSMP, Enerdata.

## 6 Les modèles, même interprétés avec prudence, fournissent des tendances susceptibles d'inspirer la politique énergétique française

De cette approche de modélisation et de chiffrage de scénarios de référence et de scénarios volontaristes pour réduire la demande en énergie et les émissions de gaz à effet de serre, quelques points forts émergent, même si l'on ne perd pas de vue le caractère éminemment discutables des hypothèses retenues et du paramétrage des modèles.

Quel que soit le scénario, les émissions de CO<sub>2</sub> du secteur de la production d'électricité restent faibles à toutes les époques, comme en 1990 : c'est un atout pour la France, mais un handicap si les programmes de réduction des émissions prennent 1990 comme référence car, à la différence de la plupart des pays développés, la France ne peut réduire ses émissions de façon significative que dans le résidentiel-tertiaire et les transports.

■ **À moyen terme, la prolongation des tendances et mesures existantes ne permet pas de respecter les objectifs globaux européens à l'horizon 2020**

Les scénarios de référence font apparaître une croissance – au mieux une stabilisation – de la demande d'énergie finale en 2020 et une faible augmentation des émissions de CO<sub>2</sub>.

■ **Les technologies disponibles ou probables permettraient de réduire de 20 % en 2020 les émissions de CO<sub>2</sub> et de les diviser par 2,1 ou 2,4 (hors CSC) à l'horizon 2050**

Compte tenu des gisements d'économies dans le bâtiment et les transports, les scénarios volontaristes montrent qu'il est possible de réduire de 20 % les émissions de CO<sub>2</sub> à l'horizon 2020, au prix de mesures fortes dont il faudra peser les effets (positifs ou négatifs) sur la compétitivité française. À l'horizon 2050, compte tenu des besoins de croissance, il est apparu difficile d'obtenir mieux qu'un facteur 2, sauf à s'engager dans des ruptures technologiques qui n'ont pas été retenues parce qu'elles ont paru peu probables.

**Pour aller au-delà, il faut se préparer fondamentalement à modifier les comportements et l'ensemble des processus d'organisation plutôt que se reposer sur la seule perspective de percées ou de ruptures (*breakthrough*) encore hypothétiques :**

- *vie quotidienne* : modifications très importantes des comportements individuels et collectifs (déplacements à courtes distances, chauffage des locaux, etc.) ;
- *consommation courante* : proximité des zones d'approvisionnement en produits agricoles ; restrictions d'usage ou rationnement de certains produits énergétiques ;
- *industrie* : mise en œuvre de procédés de production plus économes et moins émetteurs de CO<sub>2</sub>, reposant sur des concepts nouveaux, au sein des industries lourdes françaises (sidérurgie, production d'aluminium, cimenteries, etc.) en vue d'éviter des délocalisations ; développement fort du recyclage ;
- *transports* : généralisation des plans de déplacements, limitation de la mobilité, utilisation massive des transports « doux » (marche à pied, bicyclette, etc.) ; reconfiguration des plans d'urbanisme ; promotion des transferts modaux, développement fort du fret ferroviaire, pour aller au-delà de la stabilisation des trafics routiers (déjà retenue dans les hypothèses volontaristes de ce secteur) ;
- *travail et production* : dématérialisation effective des supports dans la gestion administrative, la messagerie, la documentation ; généralisation du télétravail ; remise en cause du « juste à temps » ; recyclage, etc., dans le sens de ce qui est pratiqué beaucoup plus fortement dans d'autres pays qu'en France, mais en allant bien au-delà.

■ ***Le recours à l'électricité nucléaire est incontournable, malgré la volonté d'équilibre et de diversité entre la production d'électricité centralisée et les sources décentralisées***

Les simulations ont montré que le maintien strict à 2020 de la puissance nucléaire installée et une certaine progression au-delà sont nécessaires.

Les émissions de CO<sub>2</sub> sont incertaines dans le chauffage résidentiel et tertiaire parce que la consommation et l'offre ont été confrontées en valeur annuelle et non saisonnière.

Du fait de l'approche annualisée, comme deux tiers des besoins de chauffage sont concentrés dans un tiers de l'année, les émissions de CO<sub>2</sub> dues à l'utilisation de moyens centralisés de pointe et semi-pointe sont probablement sous-estimés ; corrélativement, certains usages énergétiques décentralisés à fort rendement parmi les moins polluants sont sous-utilisés alors qu'ils pourraient participer efficacement à la diminution des variations de la demande électrique et à la diminution des émissions de GES.

## LES CONDITIONS DE MISE EN ŒUVRE D'UNE POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE AMBITIEUSE

### 1 Optimiser l'utilisation de la ressource rare que constituent les fonds publics

Le recours aux fonds publics est l'un des moyens indispensables à la mise en œuvre d'une politique énergétique, mais ce n'est évidemment pas le seul et il convient de choisir l'instrument approprié à chaque orientation dans la panoplie des outils disponibles : réglementation, normalisation, taxation, obligation d'incorporation d'énergies renouvelables, tarifs de reprise de certaines productions d'électricité, aucun des moyens n'étant susceptible, à lui seul, d'atteindre de façon optimale les objectifs impartis.

Au-delà de ce souci de ne recourir aux fonds publics – ressource rare – que s'ils constituent l'instrument le plus approprié, se pose avec acuité la question de leur affectation et de leur utilisation aussi cohérentes et optimales que possible.

Il serait utile au préalable de disposer d'**une analyse du taux d'effort public au soutien d'une filière**, qui incorporerait les aides des collectivités territoriales. Si les aides spécifiques aux EnR semblent se raréfier, les aides classiques (primes, exonérations, etc.) demeurent fréquentes et mériteraient une analyse, afin de s'assurer que le cumul de soutiens n'aboutit pas à des distorsions ou des gaspillages. En outre, le tableau du coût complet des efforts publics devrait tenir compte des coûts de mise en œuvre et de contrôle des divers moyens de soutien. Le recours à une norme plutôt que la subvention incitative à l'emploi du matériel concerné n'est pas nécessairement moins coûteux, si l'on intègre à l'évaluation les coûts du contrôle de la norme. Si ce contrôle n'existe pas, la comparaison des deux moyens est évidemment faussée.

On a vu que toute politique énergétique comportait nécessairement deux grands volets : des actions immédiates en matière de consommation et de production d'énergie portant effet dès les court et moyen termes et des actions de recherche et développement portant effet à plus long terme. Dans l'idéal, il serait souhaitable qu'au moment des arbitrages budgétaires et de leur discussion devant le Parlement, il existe des instruments quantitatifs permettant d'apprécier la cohérence des efforts consentis dans ces deux domaines et de mieux éclairer des choix qui ne peuvent être *in fine* que politiques. Cette question est d'autant plus cruciale que, comme cela a été souligné précédemment, elle a pu appeler des réponses assez différentes dans le temps et dans l'espace.



Si ces instruments existaient – les travaux réalisés indiquant quelles seraient leurs principales caractéristiques –, ils permettraient de **réévaluer les politiques en cours** : à partir de quel coût de la tonne de carbone évitée peut-on financer une politique de soutien ? Faut-il maintenir des obligations d'achat révélant des prix de cette tonne sans aucun rapport avec les prix évoqués généralement par les experts (qui sont tous inférieurs à 100 euros la tonne, pour donner un ordre de grandeur) ? Lorsque deux filières ont à peu près le même effet sur les gaz à effet de serre (ou les économies d'énergie), est-il légitime que le prix payé par la collectivité ne soit pas le même pour la tonne de CO<sub>2</sub> évitée ? Quand faut-il arrêter une politique de soutien ? Ces questions pourraient recevoir des réponses factuelles, qui ont jusqu'à présent fait défaut et dont l'absence fausse le débat. La réponse à ces interrogations serait particulièrement utile au moment où se pose la question de la part que la France peut accepter dans la mise en œuvre des objectifs de l'Union européenne pour 2020.

Cette réponse est-elle aujourd'hui totalement hors de portée ? L'ambition de ce chapitre et de l'annexe II, sur laquelle il s'appuie, sera modeste : tenter d'apprécier la cohérence de la mise en œuvre des fonds publics dans le soutien à des investissements permettant une utilisation plus rationnelle ou plus économe de l'énergie ou le développement de l'usage des énergies renouvelables. Dans un certain nombre de cas – cogénération, éoliennes, photovoltaïque, etc. –, la reprise de l'énergie électrique produite par le réseau à des tarifs d'achat préférentiels peut apparaître comme complémentaire, voire totalement substituable, au soutien à l'investissement sur fonds publics. On s'intéressera donc ici à la cohérence du soutien public au sens large, même si dans un cas la ressource provient du contribuable et dans l'autre du consommateur d'électricité.

## 1.1 Le calibrage des aides publiques aux investissements en matière énergétique est une question complexe

L'objectif de ce calibrage est clair : promouvoir, dans les meilleures conditions de coût et d'efficacité, au niveau microéconomique – c'est-à-dire de la multitude des consommateurs et du grand nombre des producteurs décentralisés – des décisions allant dans le sens de la politique énergétique reconnue comme pertinente au niveau macroéconomique.

Cette problématique n'est pas nouvelle. Elle a été largement explorée lorsque, après les deux chocs pétroliers de 1973-1974 et 1979-1980, il s'est agi de réduire aussi rapidement que possible la dépendance énergétique de notre pays pour rétablir ses équilibres extérieurs, de le mettre à l'abri des menaces en termes de prix et de quantité pesant sur son approvisionnement en combustibles fossiles importés et d'adapter son économie et ses pratiques de consommation énergétique à des prix des combustibles fossiles supposés devoir rester durablement élevés. Le bien-fondé de ces justifications des interventions publiques dans le domaine de la consommation et de la production d'énergie reste d'actualité, même si l'effet des incitations en cause a pu être atténué dans le contexte de détente des prix des énergies de la fin du siècle dernier.

À ces justifications viennent aujourd'hui s'ajouter deux considérants :

- la nécessité de s'engager résolument dans une politique ambitieuse de réduction des émissions de gaz à effet de serre, au premier rang

desquelles les émissions de CO<sub>2</sub> liées à la production et à la consommation d'énergie ;

- les engagements de notre pays dans le cadre de l'Union européenne en matière de développement des énergies renouvelables.

C'est donc bien en termes de **développement durable**, dans le cadre du « triangle » *sécurité d'approvisionnement/environnement/compétitivité*, que doivent être pensées les interventions publiques de soutien aux investissements énergétiques. On observera cependant que, très souvent, les préoccupations correspondantes n'entrent nullement en conflit au niveau microéconomique<sup>43</sup> : par exemple, l'amélioration de l'efficacité énergétique d'un process industriel peut se traduire simultanément par une réduction de consommation de combustibles fossiles importés, une réduction concomitante des émissions de gaz à effet de serre et une amélioration de la compétitivité de l'industrie en cause, dès lors que l'investissement nécessaire bénéficie d'un soutien public suffisant. Reste à savoir si le coût (pour le budget de l'État ou la collectivité des consommateurs d'électricité) de l'intervention qui a accompagné la réalisation de l'investissement, ne conduit pas à *une détérioration de la compétitivité globale de l'économie nationale*.

Le fait que les interventions publiques en matière de soutien aux investissements énergétiques s'inscrivent dans une assez longue histoire présente, s'agissant de décider de leur calibrage souhaitable aujourd'hui, des avantages évidents, au premier rang desquels le retour d'expérience sur la manière dont réagissent les différents secteurs de l'économie à tel ou tel type d'incitation. Cela comporte aussi quelques inconvénients, dont le moindre n'est pas la contrainte de respecter une continuité suffisante des politiques et d'assumer les conséquences d'errements passés, contrainte qui peut entraîner une hystérésis dans l'affectation des ressources et, parfois, un certain manque de lisibilité du système<sup>44</sup>.

Quoi qu'il en soit, les réflexions qui suivent négligeront cette contrainte et se placeront dans une problématique de calibrage d'un système d'intervention créé *ex nihilo*.

■ La première question qui se pose est celle de **l'identification des gisements qu'il serait intéressant d'exploiter « dans une optique d'intérêt général »**. Une quantification rigoureuse de l'intérêt d'un investissement dans une optique d'intérêt général supposerait :

- le recours à *un taux d'actualisation normatif* : en l'occurrence ce ne peut être que le taux préconisé pour assurer la cohérence des investissements publics (4 % à monnaie constante, éventuellement majoré d'une « prime de risque » de 1 à 2 points) ;
- une hypothèse de référence pour *l'évolution tendancielle des prix des différentes énergies* sur une durée suffisante (typiquement 25 ans) ;

43 - Il s'agit là d'un avantage lié au caractère incitatif de ce type de mesures.

44 - Cela est particulièrement flagrant dans le cas des conditions de rachat par le système électrique des kWh produits à partir d'énergies renouvelables où l'on voit coexister quatre dispositions nouvelles résultant de l'arrêt du 10 juillet 2006 réservées à des installations nouvelles (éolienne, photovoltaïque, biogaz et géothermie) et 11 dispositions arrêtées en 2001 et 2002 touchant les installations antérieures de ces mêmes catégories et l'ensemble des installations d'autres catégories dont les tarifs de reprise n'ont pas fait l'objet de révision (voir chapitre 4, section 2.3).

- des valeurs normatives attachées à *la réduction des importations* des différentes matières premières énergétiques, compte tenu de leurs risques respectifs (ce ne sont évidemment pas les mêmes pour les produits pétroliers, le gaz, le charbon ou l'uranium) ;
- *une valeur normative* (croissante dans le temps) *de la tonne de CO<sub>2</sub>* ;
- dans le cas où la valorisation des investissements en cause passe en partie ou totalement par une production d'énergie électrique, des hypothèses normatives concernant *l'évolution des prix de marché et du « contenu en CO<sub>2</sub> » du kWh électrique* pour différentes courbes de charge type ;
- éventuellement, *un coût d'opportunité des fonds publics*.

Il faut cependant noter que l'intérêt pour le consommateur et pour la collectivité d'un investissement permettant d'économiser l'énergie peut différer sensiblement pour différentes raisons :

- Chaque consommateur a son propre taux d'actualisation (qui se traduit par exemple par un temps de retour exigé pour ce type d'investissement, stratégique ou non). C'est ainsi qu'un investissement stratégique – comme un investissement de production d'énergie pour un producteur d'énergie – bénéficiera d'un taux très supérieur à celui d'un investissement d'économie d'énergie, qui n'est stratégique pour personne. Ce taux est très généralement supérieur au taux normatif préconisé pour les décisions publiques (4 % à monnaie constante, soit un temps de retour de l'ordre de 16 ans pour un investissement d'une durée de vie de 25 ans) ; ce taux peut être implicite et n'être révélé qu'*a posteriori*.
- Le consommateur ne tient pas nécessairement compte dans ses choix de dérives tendancielle de prix des combustibles du même ordre, par exemple, que celles envisagées dans le présent rapport.
- Même s'il en a quelque idée qualitative, le consommateur n'apprécie sans doute pas les risques géopolitiques attachés aux différentes énergies, les conséquences macroéconomiques de la dépendance énergétique, l'impact des émissions de CO<sub>2</sub> sur le changement climatique de la même manière que les responsables de la politique énergétique nationale.

L'expérience montre que, très généralement – mais il peut y avoir des exceptions –, l'appréciation de l'intérêt d'un investissement économisant l'énergie par le consommateur est significativement inférieure à l'intérêt de ce même investissement sur la base des hypothèses qui sous-tendent une politique énergétique souhaitable au regard de l'intérêt collectif.

■ **Ce constat légitime le principe d'un soutien public aux investissements économisant l'énergie, sous réserve que ce soutien soit correctement calibré, c'est-à-dire que le bénéfice pour la collectivité qu'il procure en déclenchant des investissements qui n'auraient pas eu lieu en son absence soit supérieur à son coût<sup>45</sup>.**

45 - Ou x fois supérieur à son coût, si l'on travaille sous une contrainte traduisant un coût d'opportunité des fonds publics plus ou moins élevé.

La dispersion des comportements des consommateurs, la diversité des situations dans lesquelles un type d'investissement est susceptible d'intervenir, les évolutions technologiques en cours ou prévisibles, la nécessité d'assurer la continuité des politiques de soutien, compliquent la recherche d'un calibrage de l'intervention répondant à cette exigence. Se pose en particulier la délicate question de l'importance des « **effets d'aubaine** »<sup>46</sup>, c'est-à-dire des investissements subventionnés au-delà de ce qui eût été nécessaire pour permettre leur réalisation. Des études sur les gisements telles que celles évoquées plus haut, complétées par des études sur le comportement des consommateurs (particuliers ou industriels) et le retour d'expérience d'une pratique déjà assez longue de ce type d'interventions permettent d'éviter des erreurs trop flagrantes (sans doute y en a-t-il eu dans le passé !) mais il y a encore des progrès à réaliser pour apporter des réponses de plus en plus satisfaisantes à ces questions difficiles.

■ Une dernière remarque concerne le **mode d'intervention** dans le cas des investissements partiellement ou totalement électrogènes pour lesquels on peut choisir entre une aide directe à l'investissement (subvention, crédit d'impôt, etc.), un soutien par les prix de reprise du kWh ou une combinaison des deux.

Ce choix n'est pas neutre :

- Pour les finances publiques, le financement du soutien à ce type d'investissement par le consommateur d'électricité est plus indolore qu'un financement direct. Il ne faut cependant pas oublier qu'au moment de la décision d'investissement, les revenus résultant de ces prix de reprise favorables seront actualisés explicitement ou implicitement par le décideur privé avec un taux d'actualisation sensiblement supérieur au taux normatif recommandé pour les décisions publiques. Sauf à supposer un coût d'opportunité élevé pour les fonds publics, il semblerait que le soutien nécessaire pour débloquer la réalisation d'un investissement donné devrait être, toutes choses égales par ailleurs, plus coûteux pour la collectivité dans le cas où l'aide prend la forme d'une reprise par le réseau des kWh produits à un prix préférentiel. *A contrario*, si l'on peut pronostiquer une tendance à la hausse des prix de marché du kWh, la subvention par les conditions de reprise du kWh tend à s'amenuiser, ce qui peut compenser partiellement voire totalement l'effet précédent.
- Le soutien de l'investissement par la reprise des kWh à des conditions préférentielles peut distordre sa consistance ou son exploitation au profit de la production de kWh destinés à être vendus au réseau. Cela a été – et reste – fréquemment le cas pour les installations de *cogénération* : dans un certain nombre de cas, le prix élevé de reprise du kWh a conduit à dégrader, voire à annuler, l'optimisation du fonctionnement des équipements pour augmenter la production d'électricité au détriment du rendement global. Ce pourrait être le cas demain pour le *photovoltaïque* si sa production, au lieu d'être consommée localement, était systématiquement pensée pour être vendue au réseau.

46 - Un cas extrême est celui où l'investissement se réaliserait en l'absence de toute aide. C'est par exemple le cas du remplacement d'une chaudière à gaz défaillante par une chaudière à basse température bénéficiant d'un crédit d'impôt de 15 %, alors que les chaudières proposées sur le marché sont toutes à basse température.

## 1.2 L'évaluation *ex post* des politiques de soutien public aux investissements dans le domaine de la consommation et de la production décentralisée d'énergie est un exercice extrêmement difficile

Cet exercice est tenté dans l'annexe II du présent rapport. On y distingue en fonction de leur finalité :

- les investissements de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables ;
- les investissements de production de chaleur, éventuellement combinée avec une production d'électricité ;
- les investissements permettant de réaliser des économies d'énergie.

### ■ Le volume global des interventions sur fonds publics (au sens large) par type d'investissement peut être assez bien appréhendé

S'agissant des aides directes à l'investissement, elles relèvent pour l'essentiel de dispositions, notamment fiscales, codifiées au niveau national. Un travail minutieux dont la méthodologie est exposée dans l'annexe II permet de ventiler certaines aides bien connues globalement telles que les crédits d'impôts, entre les différents types d'investissements. Des incertitudes subsistent s'agissant des interventions des collectivités territoriales.

**Tableau n° 29 : Aides directes à l'investissement en 2000-2005 pour les différentes catégories d'investissement**

En M€	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
<b>Production d'électricité</b>							
Solaire photovoltaïque (métropole + DOM)	7,2	4,0	8,4	15,1	17,8	10,5	NC
Éolien (métropole + DOM)	NC	0,86	0,72	1,05	1,05	0	NC
Biomasse (bois, résidus de récolte, biogaz)	<i>Pas d'aides à l'investissement identifiées</i>						
Déchets urbains	<i>Pas d'aides à l'investissement identifiées</i>						
Total	NC	4,86	9,12	16,15	18,85	10,5	NC
<b>Production de chaleur</b>							
Bois-énergie	21	37	62	56	68	118,5	NC
Pompes à chaleur	NC	15,8	13,4	19,4	19,4	89,3	NC
Solaire thermique (métropole + DOM)	5,9	11,6	29,9	31,2	28,1	33,9	NC
Biogaz	0,2	1,25	1,11	1,43	1,43	5,4	NC
Géothermie	2,5	7,3	2,7	4,1	4,2	4,6	NC
Déchets urbains renouvelables	<i>Pas d'aides à l'investissement identifiées</i>						
<b>Total</b>	<b>29,6</b>	<b>72,95</b>	<b>109,11</b>	<b>109,03</b>	<b>121,13</b>	<b>251,7</b>	<b>NC</b>

Source : Observatoire de l'énergie de la DGEMP pour les chiffres de production

S'agissant des aides apportées annuellement *via* la reprise des kWh pour les investissements partiellement ou totalement électrogènes, la Commission de régulation de l'électricité (CRE) évalue chaque année les surcoûts liés aux contrats

d'achat dans le cadre du calcul de la « contribution au service public de l'électricité » (CSPE). Ces surcoûts sont la différence entre les coûts d'achat et la valorisation aux prix du marché de l'électricité des volumes achetés.

**Tableau n° 30 : Aides en 2002-2005 via la reprise de kWh pour les différentes catégories d'investissement**

En M€	2002	2003	2004	2005	2006
Biomasse (bois, résidus de récolte, biogaz)	4,1	5,5	4,5	0,2	NC
Éolien (hors DOM)	8,0	15,9	29,9	31,6	NC
Déchets urbains	35	33,5	44	4	NC
Solaire photovoltaïque (métropole + DOM)	0,045	0,060	0,050	0,22	NC
Cogénération	840	804	838	643	NC
<b>Total</b>	<b>887</b>	<b>859</b>	<b>916</b>	<b>679</b>	<b>NC</b>

Source : CRE

### ■ Le rapprochement entre le montant des aides et le développement des investissements n'est pas toujours aisé

Ceci est particulièrement flagrant dans le cas du soutien à l'investissement par la reprise des kWh produits :

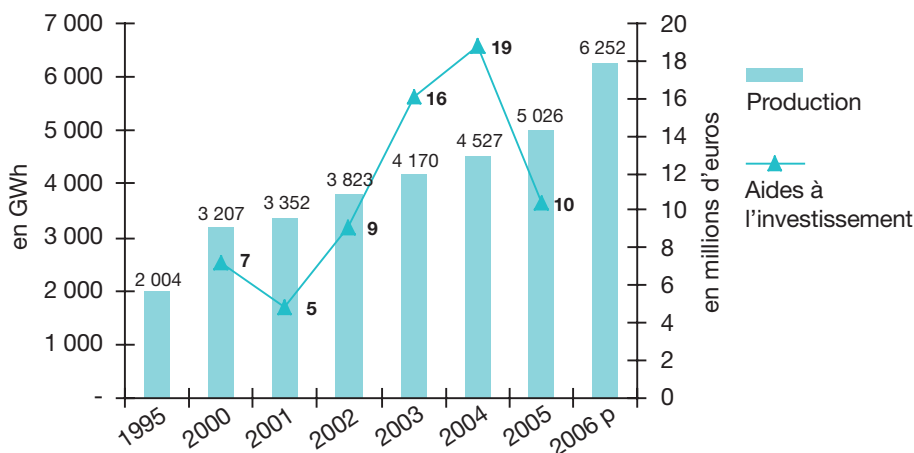
- En premier lieu, l'aide versée une année donnée résulte de l'historique du développement passé de l'application en cause. Par exemple, la cogénération à partir de combustibles fossiles ne se développe plus de manière significative alors que le soutien à la cogénération est aujourd'hui le poste le plus important de la CSPE (930 millions d'euros sur un total de 1 660 millions, le soutien aux EnR ne s'élevant quant à lui qu'à 99 millions d'euros). Ce constat ne fait que traduire le respect des engagements pris au moment du développement massif de la cogénération mais le niveau de l'aide, l'épuisement apparemment presque total du gisement, peuvent laisser planer quelque doute sur la pertinence du calibrage initial de l'aide.
- En second lieu, l'aide consiste en la garantie d'un prix de vente, pour donner de la visibilité à l'investisseur ; le montant de l'aide est fluctuant puisqu'il représente la différence entre le prix de vente garanti et le prix du marché du kWh.

En fait, dans le cas d'une production purement électrogène c'est le niveau absolu du tarif de reprise qui intéresse l'investisseur. La subvention, calculée dans le cadre de la CSPE, n'est qu'une conséquence mécanique du développement de la production et de l'évolution des prix de marché et ne saurait être le déclencheur de l'investissement. Son calcul n'est pas pour autant dépourvu d'intérêt puisqu'il s'agit du surcoût que supporte effectivement, à travers la CSPE, le consommateur d'électricité.

- Enfin, même si l'on prend en considération la bonne variable de contrôle – en l'occurrence les conditions de reprise du kWh –, d'autres facteurs peuvent intervenir (dérives du coût des investissements ou des énergies primaires mises en œuvre) et, en tout état de cause, *un certain temps de latence est inévitable* avant que se manifestent les pleins effets sur les puissances installées et la production.

Dans le cas d'une aide directe à l'investissement, si l'on excepte les mécanismes d'amortissement accéléré, les aides et l'investissement sont à peu près concomitants et l'historique des investissements passés pèse beaucoup moins. Mais si le taux de subvention de l'investissement<sup>47</sup> est bien la variable de contrôle, d'autres facteurs ne manquent pas de peser au moins autant sur la décision d'investir. Par exemple, dans le cas d'un investissement visant à réduire la consommation d'un combustible fossile, les fluctuations du coût de ce combustible affecteront encore plus directement la rentabilité de l'investissement pour l'utilisateur que l'aide publique qui peut lui être apportée. Il reste que l'on peut faire parfois des constats en apparence surprenants comme le montre le graphique n° 50.

**Graphique n° 50 : Électricité à partir d'EnR (hors hydroélectricité)**



Sources : Observatoire de l'énergie-DGEMP

### ■ Une tentative d'appréciation de la cohérence des interventions publiques en matière d'investissements énergétiques décentralisés

Apprécier la cohérence d'un ensemble de décisions suppose un instrument de mesure unique. Or, comme on l'a vu, les interventions publiques en matière d'investissements énergétiques ont des finalités diverses pour lesquelles il n'existe pas aujourd'hui d'étalon de mesure commun : améliorer la sécurité d'approvisionnement de notre pays en réduisant sa dépendance à l'égard des combustibles fossiles importés, réduire drastiquement les émissions de gaz à effet de serre, respecter les engagements pris par la France en matière de développement des EnR, favoriser le développement

47 - Il va de soi que dans le cas très fréquent où le soutien est réalisé par des dispositions fiscales, le choix des modalités retenues pour concrétiser ce soutien n'est pas indifférent. Cette question ne sera pas discutée ici.

de techniques porteuses d'avenir mais qui ne sont pas encore arrivées à maturité industrielle... Rien d'étonnant dans ces conditions à ce que la considération d'un critère unique – en l'occurrence, dans l'exercice présenté en annexe, la dépense de fonds publics par tonne de CO<sub>2</sub> évitée – puisse conduire à des résultats très dispersés.

Un point plus technique, mais non moins important, est de savoir dans quel contexte l'on raisonne. Dans le cas des éoliennes, les dépenses de fonds publics par tonne de CO<sub>2</sub> évitée deviendraient beaucoup plus raisonnables (de l'ordre d'une cinquantaine d'euros) si au lieu de les calculer à la marge du système électrique français, on raisonnait à la marge d'un système électrique comme celui de l'Allemagne qui, en l'absence de nouveaux engagements nucléaires, se développe grâce à un mix de centrales à charbon et de cycles combinés à gaz. Ce coût est aussi tout à fait acceptable, nonobstant des coûts d'investissement plus élevés, si l'on considère des investissements éoliens dans des systèmes insulaires où le contenu du mix énergétique en CO<sub>2</sub> est particulièrement fort.

À part ces cas extrêmes, on obtient des coûts par tonne de CO<sub>2</sub> évitée « raisonnables », surtout si l'on retient que sont à mettre à l'actif de ces tonnes évitées non seulement la réduction des émissions *stricto sensu* mais aussi, de manière indissociable, la réduction de la dépendance énergétique résultant des économies de combustibles fossiles importés. Subsistent cependant des dispersions qu'il faudrait comprendre et éventuellement corriger après vérification soigneuse de calculs qui, à ce stade, ne peuvent donner que des ordres de grandeur. Par exemple, il est probable que le soutien à l'isolation des parois opaques est trop faible et qu'en contrepartie le soutien à l'isolation des surfaces vitrées est calibré trop haut... Mais tout cela reste à approfondir.

En résumé, à l'issue de cette réflexion, on est encore loin de pouvoir élaborer un tableau de bord idéal permettant d'apprécier non seulement les volumes d'aides publiques consacrées au soutien des investissements en matière de consommation et de production décentralisée d'énergie, mais aussi leur impact sur le développement des investissements en cause et de porter un jugement sur la cohérence de ces interventions. L'exercice qui a été mené semble cependant montrer qu'une tentative en ce sens n'est nullement désespérée. L'enjeu – c'est-à-dire une clarification du débat sur ces sujets difficiles et controversés – mérite que l'on s'attache à approfondir la démarche exploratoire engagée ici.

### 1.3 Une cohérence est à instituer entre les différents instruments d'incitation, sans perdre de vue la vérité des prix

■ En première analyse, il apparaît nécessaire de discuter de **quelques principes simples qui structureraient une loi cadre** à laquelle il est suggéré de subordonner par ailleurs les politiques d'incitation financière destinées à réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) :



- à résultat équivalent en termes d'émission évitée de gaz à effet de serre ou de consommation évitée de tonnes-équivalent pétrole (Tep), le soutien public doit être, toutes choses égales par ailleurs, équivalent ;
- lorsque les coûts de production de la filière sont plus que couverts par les prix de marché sur une période suffisamment longue, le soutien public doit s'arrêter ;
- le soutien public doit être inversement proportionnel au développement de la filière (on observe au contraire la hausse de certains tarifs d'obligation d'achat alors que la production augmentait significativement) ;
- le soutien public doit en permanence être confronté à ce que serait le comportement spontané des acteurs (pour mesurer les effets d'aubaine, fréquents en matière de dépense fiscale notamment).

■ **La mise en place d'un instrument d'évaluation et de suivi devrait, pour l'avenir, permettre d'énoncer clairement les objectifs poursuivis.** Pour maintenir une politique révélant un prix de CO<sub>2</sub> démesuré dont l'objectif est de soutenir l'émergence d'une filière nationale, il faut procéder à l'arbitrage initial : vu le prix de la tonne évitée, faut-il se lancer dans le développement de cette filière ? avec quel objectif de prix à atteindre ? quand évaluera-t-on, et sur quelle base, la venue à maturité de cette filière ? Il faut également préciser les buts poursuivis (indépendance énergétique, lutte contre les GES, défense de l'emploi ou de l'industrie nationale, etc.). **L'évaluation des politiques et les termes de leur confirmation, modification voire abandon seraient ainsi programmés**, restaurant pour les acteurs économiques un plus grand degré de confiance envers les pouvoirs publics. Déterminer les retombées attendues et le prix que le gouvernement est prêt à payer pour l'atteinte de cet objectif présenterait ainsi un double intérêt : permettre une discussion éclairée avant la prise de décision (au rebours de ce qui a été le cas pour les prix de rachat des EnR ou plus récemment pour les biocarburants) ; permettre aussi un meilleur arbitrage entre projets concurrents pour l'attribution d'un soutien public, par l'incitation à comparer systématiquement les instruments induisant une dépense (budgétaire ou fiscale) et ceux n'en entraînant pas directement (normalisations, quotas, etc.).

À ce titre, il convient de souligner qu'une alternative à la dépense publique (à laquelle on assimile la contribution au service public de l'électricité, CSPE) existe : le recours à la norme. Au lieu de soutenir financièrement une filière d'EnR (par déduction fiscale de tout ou partie des frais d'installation, par rachat à prix fixe de la production ou par détaxation de sa vente, ou encore par cumul des trois), il suffit d'imposer aux producteurs ou fournisseurs d'énergie un pourcentage minimum (le cas échéant par filières) de production ou d'offre d'origine renouvelable, assorti de sanctions. Par exemple, plutôt que de cumuler les aides aux biocarburants, il suffit d'imposer aux fournisseurs de carburants un pourcentage de ceux-ci dans les carburants classiques. Les fournisseurs devront alors acquérir sur le marché les biocarburants nécessaires et les payer au meilleur prix (celui assurant leur production et minimisant la facture pour l'acheteur), qui sera évidemment répercuté sur les consommateurs. L'effet sera équivalent en termes de GES, mais, au-delà de l'économie budgétaire réalisée, on peut espérer que le jeu du marché limitera les effets d'aubaine, les cumuls de soutien et les erreurs de calcul sur les prix observés dans le système actuel. Il est vrai que, dans cet exemple, la concurrence deviendrait possible avec les productions de biocarburants des pays émergents, dont la productivité est supérieure à celle des Européens. Mais ce constat aurait du moins le mérite de faire apparaître clairement – comme indiqué ci-dessus – les objectifs réels de la politique de soutien aux biocarburants, relevant de la politique sociale agricole et de protection de la ruralité, et non de la lutte contre

l'effet de serre, ce qui devrait conduire à la financer par d'autres moyens que ceux de la politique énergétique.

■ **Cet instrument d'évaluation et de suivi devrait donc, plus généralement, permettre de mieux doser la destination des efforts publics vers la recherche, l'investissement ou la production**, et de déterminer de façon moins subjective le choix des outils (réglementation par les prix ou les quantités, dépense budgétaire ou fiscale, etc.) ainsi que les termes de la décision d'investissement initiale. Il ne s'agit pas d'enchaîner la décision publique dans des alternatives (du type : recherche ou soutien à la production) au demeurant purement apparentes (soutenir la production conduit implicitement à soutenir indirectement la recherche, soutenir la recherche réduit à l'inverse les coûts d'amortissement en production, etc.), mais de procéder à des rééquilibrages des flux financiers par l'évaluation comparative de l'efficacité de l'euro public dépensé, en privilégiant ainsi les voies les plus efficaces et en s'efforçant d'éviter les effets d'aubaine.

■ L'exercice d'évaluation des tonnes de CO<sub>2</sub> évitées devrait aussi être complété par **une présentation analogue des décisions publiques qui peuvent apparaître comme un soutien à l'émission de CO<sub>2</sub>**. Lorsque le signal prix est déformé dans des conditions telles qu'il ne remplit plus son office en détruisant presque complètement l'élasticité-prix, on peut estimer que la dépense publique encourage à l'émission de CO<sub>2</sub>. Il en va ainsi des mesures de détaxation des carburants pour certains secteurs, où le niveau d'effort devrait être maintenu en le déconnectant intégralement de tout lien avec le prix payé effectivement pour l'énergie.

**De manière plus générale, la rareté de l'argent public au regard de l'ensemble des actions nécessaires et des coûts impose un discernement accru dans le choix des objectifs, des méthodes et de leur évaluation.**

### 1.4 Quelques principes d'action publique semblent pouvoir être proposés

Plusieurs principes semblent devoir être discutés (au Parlement) et gouverner (via une loi organique sur la maîtrise énergétique ?) les nécessaires politiques durables dans ce domaine.

■ En premier lieu, **les pouvoirs publics sont contraints de choisir**, tous les modes de production d'énergie et toutes les mesures favorables à des économies ne pouvant être simultanément et massivement soutenus. L'analyse de la rentabilité énergétique et environnementale des financements publics alloués (coût de la Tep économisée ou du CO<sub>2</sub> non rejeté) doit fonder les mesures prises en matière d'énergie. Là comme ailleurs, le saupoudrage des aides et la poursuite simultanée de plusieurs objectifs ne peuvent avoir de résultats significatifs.

■ En deuxième lieu, **l'obligation de fixer un terme à toute mesure d'incitation financière directe**, en organisant d'emblée sa décroissance et sa disparition et en

rendant publiques les modalités et les conséquences de son évaluation, devrait être posée par la loi, afin d'éviter le soutien abusif à des actions ou des productions qui ne parviennent pas à démontrer leur efficacité ou leur viabilité. Elle devrait être assortie, cependant, de l'obligation de stabilisation des actions publiques dans ce domaine, en interdisant les ajustements permanents (autres que ceux destinés à corriger les erreurs initiales d'appréciation sur le coût des mesures) de dispositifs qui réduisent ou dissipent leur lisibilité pour les acteurs. Il s'agit de donner toutes ses chances à tel ou tel mode de production ou de maîtrise, sur une période suffisamment longue, mais de ne pas maintenir ce qui deviendrait une rente, soit quand le marché ou l'initiative non aidée peuvent prendre le relais, soit s'il est manifeste qu'aucun des deux ne le fera à horizon prévisible.

■ En troisième lieu, les principes qui précèdent seraient à l'évidence fondés sur ***l'obligation d'une évaluation comparative indépendante des modes de subventions publiques*** (budgétaires ou non, par dépense ou économie) au regard de leur efficacité énergétique réelle. Il conviendrait qu'une entité publique indépendante soit chargée de conduire ces évaluations, d'en rendre compte et d'alimenter ainsi le débat public.

■ Enfin, ***les mesures publiques devraient être soumises à l'obligation de ne modifier le signal prix (déjà suffisamment incertain et perturbé pour ne pas dégrader encore sa clarté) qu'à dessein et dans le but d'inciter à des comportements vertueux***, et non de façon adventice au risque de susciter des effets pervers. Ainsi, s'il est parfaitement admis de recourir à la fiscalité pour renchérir le coût d'une énergie afin de faire payer les externalités négatives qu'elle produit en faisant rembourser par l'utilisateur à la collectivité la « déséconomie externe » qu'elle a créée (cas de la TIPP), il est en revanche regrettable qu'une aide à finalité sociale – en elle-même parfaitement légitime – se traduise en pratique par un rabais sur le prix de l'énergie consommée, incitant à sa consommation. L'attribution de la même aide sous forme d'une prestation financière compensatoire qui, par ailleurs, laisserait intact le prix de l'énergie, aurait le même effet social (tout en étant plus respectueuse de l'autonomie des bénéficiaires), mais éviterait de perturber indûment le signal prix.

## 2 Assurer aux entreprises et aux citoyens un juste retour de leurs efforts conditionne leur mobilisation au service des politiques nécessaires

Les efforts considérables que requiert l'atteinte des objectifs environnementaux assignés au pays, comme les contraintes que la politique énergétique fera peser sur l'économie et la société, exigent que l'ensemble des acteurs puisse ressentir et partager le sentiment de la justice des dispositifs mis en place. Le volontarisme auquel la commission fait à plusieurs reprises appel ne saurait reposer sur des mesures brutales et unilatérales, mais sur l'implication la plus large des citoyens (voir section 4 du présent chapitre) ainsi que sur le débat public. Si les gouvernements sont tenus d'agir, la généralisation, notamment par le canal des institutions financières internationales, de la libéralisation économique impose de renoncer, en dehors des

cas de crises aiguës menaçant l'intérêt national – voire l'existence du pays –, aux modes d'action anciens. Là où il était possible de recourir à des décisions publiques unilatérales, à l'implication étatique dans la gestion d'un vaste secteur public, à la mobilisation de leviers financiers variés (politiques budgétaire, fiscale, de financement, monétaire), il faut donner la priorité aux modalités d'**incitation**, de **régulation**, de **normalisation**, d'**utilisation des outils d'orientation économique** (mécanismes de marché, prix, permis négociables, etc.) pour en corriger les évolutions ou infléchir les tendances.

Les principes esquissés ci-dessus devraient garantir aux acteurs économiques **la visibilité à long terme** dont ils ont besoin pour procéder à des choix d'investissement et recueillir les fruits d'efforts accomplis à la demande ou sur l'incitation des pouvoirs publics.

De même, une attention particulière doit d'emblée être apportée aux **conséquences sociales** des mesures envisagées. En tout premier lieu, l'équité de ces mesures doit être assurée en veillant à ce que les mesures fiscales conservent un intérêt pour les ménages non soumis à l'impôt sur le revenu, que celles sur le patrimoine demeurent finançables par les détenteurs les plus modestes (par le biais de mesures de mutualisation permettant par exemple une bonification des financements) ou que les mesures reposant sur la fiscalité indirecte ou les droits d'accise, toujours socialement injustes, soient corrigées pour tenir compte du revenu disponible.

Il faut enfin réfléchir à l'**acceptabilité des mesures suggérées**, à leur cohérence sur le long terme et à leur insertion dans les pratiques sociales. La commission n'entretient pas d'illusion sur la capacité des pouvoirs publics à infléchir les comportements et à déterminer autoritairement les modes de vie : l'assignation aux individus de lieux et de modes de vie rationalisés au regard de normes d'hygiène, de santé et d'efficacité n'existe heureusement que dans les utopies et ne fonctionne que dans une dictature totalitaire. La commission fera donc également porter sa réflexion sur ces thèmes, en accordant une attention particulière à **la dimension locale des actions** nécessaires, en prenant en compte le contexte et les perspectives de **la décentralisation**.

### 3 Obtenir l'adhésion du plus grand nombre au projet énergétique national, en procédant à une sensibilisation et à une information complète et durable, est la condition du succès de la politique

**L'adhésion et la participation des citoyens sont indispensables pour assurer le succès des politiques volontaristes nécessaires.**

Dans les sociétés démocratiques, seuls la compréhension des objectifs, la conviction de la légitimité de l'action et le sentiment partagé d'exercer un pouvoir dans la mise en œuvre de la politique légitimement arrêtée après débat peuvent assurer le

succès. Dans la mesure où les évolutions choisies de modes de vie – collectifs (urbanisme, aménagement) ou individuels (comportements de consommation, de déplacement) – font partie des gisements les plus prometteurs de progrès et où la décision autoritaire unilatérale est exclue, les politiques que l'analyse des données par les experts et les décisions des gouvernants esquisseront n'ont de chance de succès que si elles sont largement débattues, évaluées et contrôlées et reposent sur l'exercice de choix et de pouvoirs par les citoyens. Qu'il s'agisse, par exemple, des parties d'aménagement des grandes infrastructures (en plaçant en bon rang dans les choix majeurs les facteurs énergétiques), de la gestion des entreprises (en reconnaissant aux salariés un intérêt dans la bonne gestion énergétique), des modes d'habitat collectif (où chacun, copropriétaire ou locataire social, doit pouvoir exercer une influence), les champs sont nombreux où le citoyen, individuellement ou en adhérant à une association ou à un syndicat, doit pouvoir participer plus largement au débat, contrôler la politique et être acteur de sa mise en œuvre autrement que par l'assistanat de subventions ou de compensations. Le débat public a fait ses preuves à cet égard.

La commission, dans l'esprit de la charte constitutionnelle de l'environnement, des droits à l'information et des devoirs de participation qu'elle reconnaît à chacun, recommande donc que **l'implication des citoyens, à titre individuel ou via les syndicats, associations, etc., soit systématiquement recherchée et développée.**

La recherche d'une implication accrue des citoyens paraît d'autant plus nécessaire que l'opinion, et à sa suite les pouvoirs publics, sont sensibilisés aux politiques de maîtrise de la consommation et d'économie d'énergie ou de développement de procédés alternatifs surtout en période de tension sur les prix. La nécessité ou l'opportunité économique de court terme des politiques n'apparaissent plus lors des contrechocs pétroliers ou simplement en cas de moindre pression médiatique sur ce sujet. Or, c'est durant ces périodes de relâchement des tensions qu'il est impératif de maintenir l'effort, dont la constance et la durée seules peuvent permettre d'affronter demain les défis d'un monde à l'énergie rare et chère.

Une telle posture exige de la part des gouvernements **un discours constant**, dépassant les clivages et faisant l'objet, au même titre que d'autres politiques d'intérêt général, d'un accord national pour poursuivre dans la durée les actions entreprises. La même constance devrait être obtenue et entretenue à l'échelle de l'Union européenne.

L'ensemble de ces considérations justifie l'engagement d'**une campagne durable et importante d'information et de communication**, permettant à chacun de comprendre les enjeux de la politique, la part des comportements personnels dans son succès, les leviers d'action dont chacun dispose. Ce n'est pas au moment des variations du prix du pétrole qu'il faut décider d'augmenter ou réduire la communication publique, c'est au titre de la possibilité même du succès d'une politique qui serait à coup sûr vouée à l'échec si les citoyens n'en étaient pas les acteurs premiers.

### 4 Donner aux collectivités territoriales les moyens d'assumer leur part éminente de responsabilité dans une politique énergétique

« L'organisation de la République est décentralisée », aux termes de l'article 1<sup>er</sup> de la Constitution. L'inscription du principe, après vingt-cinq ans de vagues successives de transferts de compétences, concrétise dans notre charte fondamentale une évolution majeure, qui n'avait pas encore été prise en compte lors des exercices de réflexion précédents sur les perspectives de politique énergétique.

Les derniers transferts de compétences opérés par la loi du 13 août 2004, relative aux libertés et responsabilités locales, ont rendu impossible de proposer des mesures de long terme qui n'impliquent pas les collectivités territoriales<sup>48</sup> : qu'on songe à la formation, à la transition nécessaire de certains secteurs économiques, aux infrastructures et services de transport, à l'aménagement du territoire et l'utilisation du sol, à la gestion des ressources rares – l'espace, l'eau, la biodiversité – à l'habitat ou à la commande publique, on retrouve, seules, à titre principal, ou pesant d'un poids significatif aux côtés de l'État, les collectivités territoriales.

Le tableau n° 31 donne un aperçu des responsabilités locales susceptibles d'interférer avec les éléments d'une politique nationale de l'énergie (les postes concernés sont signalés).

Il est d'autant plus essentiel de prendre en compte les compétences des collectivités que la nécessaire adhésion du public, comme sa participation à la prise de décision, désormais garantie par la charte constitutionnelle de l'environnement, trouveront plus naturellement à s'exercer **au niveau local**, où la proximité des élus, la facilité accrue de la concertation, les contacts avec le mouvement associatif faciliteront l'évolution des comportements et la valorisation d'initiatives locales.

#### 4.1 Plutôt que d'affirmer des compétences générales, proportionner les ressources et les responsabilités aux capacités des collectivités

Il n'est pas question de se borner à une déclaration de principe qui serait gravée dans une loi, purement symbolique, énonçant que les collectivités sont aussi responsables de la politique énergétique. Il faut en effet veiller à éviter deux écueils.

- D'une part, **il ne faut pas faire peser sur les collectivités une responsabilité qu'elles n'auraient pas les moyens techniques ou politiques d'assumer.**

48 - Communes, départements et régions, ainsi que leurs établissements ou groupements de coopération, les principaux étant les établissements publics de coopération intercommunale (EPCI) qui sont pour l'essentiel les communautés de communes et d'agglomérations ; par collectivités territoriales on entend dans la suite du rapport également ces structures de coopération.

Tableau n° 31 : Responsabilités locales par poste

	Voirie, grands équipements	Développement économique	Éducation, culture	Action sociale, solidarité, logement
RÉGIONS	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Aérodromes</b> : création, aménagement, entretien, gestion</li> <li>• <b>Ports</b> (principalement de commerce) : création, aménagement, entretien, gestion</li> <li>• Propriété des <b>ouvrages</b> auparavant <b>concedés</b> aux sociétés d'aménagement régional</li> <li>• Pleine responsabilité, organisation et fonctionnement des <b>réseaux de transports</b> en région Île-de-France</li> <li>• Responsabilité des <b>transports scolaires</b> en région Île-de-France</li> <li>• Gestion financière des programmes communautaires (à titre expérimental)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Chef de file en matière d'<b>action économique</b></li> <li>• Pleine responsabilité de la <b>formation professionnelle</b> des adultes, et notamment des crédits de l'Association pour la formation professionnelle des adultes (AFPA)</li> <li>• Coordination de la politique d'accueil, d'information et de conseil à l'orientation</li> <li>• Coordination des politiques de tourisme</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Patrimoine immobilier des <b>lycées</b> (transfert de propriété)</li> <li>• Personnels techniques, ouvriers et de service (TOS) des lycées</li> <li>• Responsabilité des écoles nationales de la marine marchande</li> <li>• Propriété de <b>monuments historiques</b> (à la demande de la Région, au sein d'une liste établie par décret)</li> <li>• Gestion des crédits de travaux sur les monuments historiques (à titre expérimental)</li> <li>• Soutien financier aux communes pour l'enseignement artistique à caractère professionnel</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Possibilité de participer aux financements d'<b>équipements sanitaires</b></li> <li>• Possibilité d'engager des programmes régionaux spécifiques de santé publique</li> <li>• Responsabilité des formations sociales et paramédicales</li> <li>• Aide aux étudiants suivant une formation sanitaire et sociale</li> </ul>
DÉPARTEMENTS	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Propriété et gestion de 20 000 km de <b>routes</b> antérieurement nationales</li> <li>• Utilisation du <b>péage</b> pour le financement et la construction des routes express figurant dans leur domaine</li> <li>• <b>Aérodromes</b> : création, aménagement, entretien et gestion (à la demande du département)</li> <li>• <b>Ports</b> (principalement de pêche) : création, aménagement, entretien et gestion</li> <li>• Création et exploitation des <b>transports non urbains</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Agrément, classement des équipements et organismes de tourisme</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Patrimoine immobilier des <b>collèges</b> (transfert de propriété)</li> <li>• Personnels techniques, ouvriers et de service (TOS) des collèges</li> <li>• Définition de la sectorisation des collèges</li> <li>• Propriété de <b>monuments historiques</b> (à la demande du département, au sein d'une liste établie par décret)</li> <li>• Gestion des crédits de travaux sur les monuments historiques (à titre expérimental)</li> <li>• Schéma départemental d'enseignement artistique</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• RMI-RMA</li> <li>• Schéma départemental d'action sociale et médico-sociale</li> <li>• Coordination des aides aux personnes en grande difficulté</li> <li>• Fonds d'aide aux jeunes en difficulté</li> <li>• Aide sociale et médico-sociale aux personnes âgées</li> <li>• Mesures d'assistance éducative</li> <li>• Aide à la construction de logements sociaux (zone rurale)</li> <li>• Fonds de solidarité pour le logement (FSL)</li> </ul>
COMMUNES ET GROUPEMENTS	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Utilisation du <b>péage</b> pour le financement et la construction des routes express figurant dans leur domaine</li> <li>• <b>Aérodromes</b> : création, aménagement, entretien et gestion (à leur demande)</li> <li>• <b>Ports</b> (principalement de plaisance) : création, aménagement, entretien et gestion</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Propriété de <b>monuments historiques</b> (à la demande de la commune ou du groupement, au sein d'une liste établie par décret)</li> <li>• Enseignement artistique</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Politique de l'habitat et aide à la construction de logements sociaux</b></li> <li>• <b>Logement des étudiants</b></li> <li>• Lutte contre l'insalubrité et la présence de plomb</li> <li>• Reprise par les communes des immeubles abandonnés (biens vacants)</li> </ul>

Source : Centre d'analyse stratégique

Demander à une commune rurale de lutter contre l'effet de serre, à une agglomération industrielle en difficulté sociale de fermer les usines émettant les gaz causant le réchauffement ou exiger d'un département de montagne qu'il réduise les déplacements en véhicule individuel relève de l'injonction paradoxale. Si l'État apparaissait comme se défaussant de ses propres responsabilités sous couvert de décentralisation, c'est toute la légitimité des objectifs poursuivis qui en serait atteinte.

- D'autre part, **les moyens doivent être proportionnés aux responsabilités**. La rareté des ressources publiques ne cesse pas par la seule vertu de leur transfert au niveau local et le risque de paupérisation des collectivités est réel. Leur donner des facultés accrues de subvention, d'intervention ou de dépenses fiscales, sans les assortir de ressources nouvelles, les exposera au risque de ne pouvoir résister aux demandes sociales sans avoir les moyens réels d'y répondre. Il est donc souhaitable de définir, avec leurs instances représentatives, l'enveloppe budgétaire de leur action, en même temps que de nouveaux champs d'action sont ouverts. À défaut, les décisions seront contraintes par la rareté des ressources, ou par l'intérêt banquier. La prise de décision doit pouvoir n'obéir qu'à des considérations d'intérêt général.

Au total, il convient de situer la réflexion sur l'implication des collectivités territoriales au sein de quelques principes découlant des observations qui précèdent :

- La décentralisation, par nature, exclut qu'on assigne des tâches aux collectivités ; il s'agit de définir **les espaces d'initiative et de liberté**, le cas échéant les incitations ou soutiens nécessaires à leur participation à la mobilisation et aux actions nationales et européennes.
- C'est **la dimension énergétique et environnementale des compétences** détenues qui doit faire l'objet d'une réflexion, d'une meilleure prise en compte (qui n'exclut pas des aménagements législatifs), et non un nouveau transfert de compétences, dont l'objet n'apparaît d'ailleurs pas clairement.
- Le refus de paupériser les collectivités et **la nécessité d'une solidarité nationale entre territoires** inégaux doivent impérativement soutenir la réflexion.
- Le principe de subsidiarité ne saurait aboutir à des décisions locales justifiées à cette échelle et sources d'incohérences au niveau national ; il impose, pour chaque secteur d'action, une réflexion et une concertation nationale (associant collectivités et État), afin de mettre au point de nouveaux instruments de **cohérence nationale** assurant la conciliation des intérêts locaux et les convergences ou économies d'échelle nécessaires.

Dans ce cadre, plusieurs orientations peuvent être esquissées, qu'il appartiendra aux pouvoirs publics d'étudier en liaison avec les collectivités, pour convenir d'un cadre d'action, de méthodes, de textes et de financements.



## 4.2 Le rôle majeur des collectivités territoriales peut être illustré dans quelques secteurs pivots

### ■ Les documents d'urbanisme et les autorisations d'utilisation des sols

La toute première priorité doit être donnée à la planification et à l'usage des sols. En utilisant à bon escient les documents d'urbanisme (plan local d'urbanisme, schéma d'aménagement, etc.) et les autorisations d'utilisation des sols, mais aussi au travers de leurs compétences d'aménagement foncier (aménagement urbain, aménagement rural, remembrement urbain et rural, opérations de rénovation et de protection, etc.), les collectivités territoriales peuvent influencer de façon décisive sur l'atteinte des objectifs ambitieux énoncés par ailleurs. Un usage des sols inattentif aux problèmes de trajet ou de liaison entre habitat et activité, une mauvaise localisation des équipements publics peuvent compromettre le succès d'autres politiques ou annihiler les effets attendus de normes plus contraignantes. Il convient donc de rechercher les incitations qui pourraient être données à la prise en compte réelle des nécessités de la politique de lutte contre les GES et d'économie d'énergie. Il s'agit moins d'empiler les études, comme on a pu le faire pour la prise en compte d'autres impératifs, ou les normes nationales, déjà extrêmement nombreuses, que de faciliter l'intégration de cette dimension de l'action.

On pourrait étudier la possibilité d'assouplir certaines normes ou de déroger à des plafonds quantitatifs pour encourager les projets qui réduisent ou du moins n'aggravent pas l'émission de GES. Ces normes pourraient au contraire être renforcées selon le climat des régions, particulièrement pour les collectivités d'outre-mer et plus généralement pour les régions insulaires ou pour celles dans lesquelles les difficultés d'approvisionnement valorisent la production décentralisée (Sud-Est de la France). Il serait ainsi envisageable d'autoriser un aménageur à augmenter de 10 % ou 20 % la densité de la construction si celle-ci est autosuffisante en énergie, ou d'autoriser, pour un permis de construire, un dépassement de coefficient d'occupation des sols (COS) significatif si le bâtiment est autosuffisant en énergie, moindre mais appréciable s'il affiche une performance énergétique supérieure à une certaine norme (en consommation de kWh par m<sup>2</sup>). Ce type de **faculté d'adaptation locale**, par souci d'efficacité, ne devrait être autorisé qu'à une certaine échelle (ville importante, communauté de communes ou d'agglomérations de taille significative) afin d'être employé à un niveau où la collectivité peut peser autant sur la nature des constructions que sur leur répartition à l'échelle d'une ville-centre ou d'un bassin d'emploi.

Il est possible d'aller plus loin en utilisant le permis de construire (au moins pour l'habitat collectif et dans le cadre de documents d'urbanisme incorporant des objectifs de long terme de politique de lutte contre l'effet de serre et de maîtrise de l'énergie, à l'échelle d'un département ou d'une région) comme vecteur central d'action, en autorisant, par le biais d'expérimentations législatives dans un premier temps, la subordination de sa délivrance au respect de normes ou à des obligations en matière énergétique. La complexité des modifications réglementaires nécessaires plaide pour **une mise en œuvre localisée expérimentale** qui permettrait d'ajuster les actions et les normes aux besoins et de les adapter en fonction des évolutions constatées.

Plus généralement, **il apparaît nécessaire** – et pas seulement au profit des collectivités locales – **de rendre obligatoire la prise en compte du bilan en GES de tout projet d'infrastructure, d'aménagement et de planification d'usage des sols**. Tel n'a pas été le cas de récents projets majeurs<sup>49</sup>. Il suffirait d'aménagements marginaux de la réglementation pour assurer la prise en compte de cet objectif, au sein des études d'impact environnemental.

### ■ *Le logement social*

Compte tenu des responsabilités éminentes des collectivités territoriales dans le domaine du logement, tout particulièrement du logement social, l'intervention sur le bâti existant doit trouver dans le logement social un lieu exemplaire de mise en œuvre qui combinerait facilité d'intervention et effets sociaux positifs aux gains en matière de lutte contre le réchauffement.

L'intervention sur le bâti existant se heurte en effet à plusieurs problèmes : fractionnement de la décision (d'une part, le constructeur qui choisit les équipements consommant de l'énergie n'est pas le futur utilisateur qui paiera les coûts de fonctionnement des équipements ; d'autre part, la décision sur le bâti existant est subordonnée aux règles de décision des copropriétés, qui ne sont pas conçues dans l'optique d'une décision majoritaire rapide), coût de l'investissement, caractère délicat de la conduite de travaux lourds dans des logements occupés. Par ailleurs, tous les gouvernements ont prêté attention aux questions de justice sociale dans les politiques de maîtrise de la consommation ou d'ouverture des marchés, sans trouver de remèdes adéquats autres que la bonification du prix de l'énergie (tarif social, chèque transport) dont l'effet pervers est souligné par ailleurs, gommant le signal prix.

Programmer des travaux dans le logement social est relativement aisé dans son principe. La collectivité locale, assurant la tutelle des offices publics de l'habitat, est seule décideur (elle l'est aussi, dans une moindre mesure, pour les entreprises de logement social), le parc de chaque acteur permettant une rénovation par tranche, ce qui facilite la gestion des locataires pendant les travaux. Enfin, l'effet de telles opérations est massif (les 4,1 millions de logements HLM hébergent 10 millions de personnes) et améliore significativement la situation sociale des locataires : le recours à des sources renouvelables ou à la cogénération combiné à la mise aux normes d'isolation et d'efficacité thermique les plus modernes, impossible dans des logements occupés, concevable dans des opérations « à tiroirs » dans le parc locatif social, peut en effet suffire à une restauration spectaculaire du niveau de vie. Rappelons que 60 % des locataires ont un revenu annuel inférieur à 10 740 euros, soit 60 % du plafond de revenu conditionnant l'accès aux HLM.

L'incitation à l'efficacité énergétique, qui a un coût d'investissement, devrait passer par *une réflexion portant sur toutes les étapes de l'action*, depuis la création de

49 - À ce stade, les enquêtes publiques qui incorporent le bilan CO<sub>2</sub> des projets soumis à enquêtes ne le font que sur la base d'une instruction cadre du 25 mars 2004 émanant du ministère chargé de l'Équipement, dénuée de valeur contraignante, certes revue en 2005 (prise en compte notamment de la révision du taux d'actualisation des investissements publics selon les préconisations du rapport Lebègue élaboré sous l'égide du Commissariat général du Plan), mais dont la méthodologie mériterait une actualisation.

compétences professionnelles accrues parmi les professions de l'aménagement et de l'architecture jusqu'à la bonification des intérêts ou des dépenses fiscales, en passant par la réorientation des fonds de la Contribution au service public de l'électricité (CSPE) finançant le « tarif social ». De surcroît, l'existence d'un *tissu associatif actif*, tant chez les bailleurs que chez les locataires, permettrait de donner un réel élan à pareille politique.

### ■ **Les transports : services et infrastructures**

La gestion, et donc le développement, de la majeure partie des infrastructures de transport est désormais de la responsabilité des collectivités territoriales : outre l'aménagement urbain, réalisé par les communes, les principales voies routières (hors autoroutes et quelques nationales), les aéroports, les ports (hors ports autonomes), la plupart des canaux sont de leur responsabilité. Les services publics de transport le sont également pour l'essentiel : les régions sont principalement compétentes pour le transport ferroviaire (l'État ne conservant que les trains interrégionaux et les trains à grande vitesse TGV) en tant qu'autorités organisatrices, pour le ramassage scolaire et pour les transports urbains. Les collectivités peuvent financer des dessertes aériennes ou des liaisons maritimes. Toute réflexion sur les transports ne peut donc aboutir qu'à proposer des orientations ou à souhaiter des actions des collectivités.

L'exemple du *transport ferroviaire* est significatif de l'impact de l'exercice des compétences par les collectivités territoriales : tant la modernisation des moyens que l'affichage de nouveaux objectifs ont entraîné une amélioration spectaculaire de la qualité du service (condition même de sa substituabilité aux transports par véhicule individuel) et une augmentation conséquente du trafic. Il serait cependant désastreux que les collectivités se lancent dans des programmes à visées purement locales dont la justification à l'échelon d'un territoire se paierait d'une « déséconomie » grave par la conjonction d'investissements redondants ou contradictoires. Il ne saurait être question d'un retour en arrière, sous forme de plan ou de tutelle à base de subventions, mais d'une incitation à développer la prise en considération d'échelles de décision plus grande que le cadre légal (exemple des conférences portuaires des ports de la Manche, des concertations au travers des frontières dans l'arc alpin, etc.). Par ailleurs, une partie au moins du financement alloué à l'exercice de ces compétences devrait pouvoir être bonifiée par l'État en fonction de la dimension énergétique des projets.

Sur tous ces points, **l'expérimentation par dérogation à la loi**, désormais permise par la Constitution, devrait être encouragée, éventuellement en précisant les règles du jeu (en termes de bénéfices pour les acteurs). Ainsi, alors que les redevances d'utilisation des ouvrages doivent normalement permettre de rémunérer le financement de leur construction, à l'exclusion de tout autre objectif, on pourrait imaginer que, par voie de dérogation, *des péages urbains* ou *des coûts d'utilisation de nouvelles infrastructures* (droits de port, péages routiers ou de franchissement) varient en fonction de l'effet énergétique de leur usage, avec des subventions croisées intermodales, le cas échéant. Ici comme dans les autres domaines, ce sont des espaces de liberté et d'initiative qui doivent être donnés dans le cadre d'orientations générales partagées, plus que de nouvelles normes, règles ou dépenses.

La généralisation des financements conjoints de grandes infrastructures de transport – ensemble encore enrichi, depuis l'ordonnance du 25 juin 2004, par les possibilités qu'offrent **les contrats de partenariat public-privé (PPP)** – rend absolument

nécessaire que l'ensemble des acteurs s'associent à la définition et à l'élaboration d'instruments de cohérence et d'arbitrage, dans lesquels les bénéficiaires en termes de lutte contre les GES joueront un rôle central.

**Il ne peut plus s'agir de plans nationaux comme par le passé, mais de nouveaux instruments respectant la liberté et les compétences des collectivités territoriales au service des intérêts communs.**

#### ■ **La formation professionnelle et les aides aux entreprises**

La mise en œuvre d'une politique énergétique ambitieuse va entraîner des mutations importantes de secteurs économiques : déclin de certains, émergence d'autres. **Les régions**, investies de la responsabilité de la formation et de la coordination de la politique économique, mais aussi bien d'autres collectivités à des titres divers, doivent être mises à même de mesurer et de prévoir l'ampleur de ces évolutions, de les devancer et de les accompagner, en programmant notamment le développement des compétences requises par les secteurs émergents. Ce peut être aussi un moyen indirect de peser sur la répartition des activités dans l'espace, pour réduire les déplacements de population entre zones d'habitat et d'emploi, en articulation avec les politiques d'usage des sols et d'aménagement, et avec les politiques de transport.

Les capacités d'aide des collectivités territoriales seraient sans doute plus efficacement employées **en accompagnant l'évolution des entreprises** dont l'activité va être impactée par les nouvelles orientations de politique énergétique (par décroissance, comme le transport routier ; par croissance, comme l'installation d'équipements nouveaux de production ou d'économie d'énergie) qu'en s'épuisant en soutiens à des énergies renouvelables déjà aidées, comme ce fut trop souvent le cas par le passé, ou en s'appauvrissant par la bonification marginale de tarifs de service ou d'infrastructure.

### 4.3 **L'État doit s'engager de façon durable et constante en affichant des objectifs, en allouant des moyens et en fournissant des compétences, dans un contrat national et territorial de politique énergétique avec les collectivités locales**

Ces quelques exemples et orientations nécessitent, de la part de l'État, l'adoption de plusieurs principes :

- **La clarté et la constance doivent s'imposer dans la fixation d'objectifs et de moyens associés, de long terme.** Les collectivités ne peuvent avoir une action utile si les normes changent sans cesse, si les financements ne sont pas pérennes, si trop d'inflexions sont données à des politiques nationales. Un grand *contrat national de politique énergétique et de lutte contre le réchauffement*, né d'une concertation approfondie et reposant sur les compromis nécessaires, pourrait être passé à cette fin, son évaluation et ses évolutions étant expertisées régulièrement.

• **Les compétences techniques de l'État, jusqu'à présent orientées vers la conception, la tutelle et le contrôle, doivent être redéployées, dans le domaine de l'énergie et de la réduction des gaz à effet de serre, vers l'expertise et l'assistance aux collectivités.** On ne saurait ni contraindre ces dernières à développer, pour des coûts élevés, de telles compétences, ni les mettre dans la main d'opérateurs privés coûteux, ni les laisser à elles-mêmes. Sur le modèle des agences indépendantes créées dans les secteurs sanitaire et alimentaire, des agences de service offrant garanties de compétence, de maîtrise des coûts et d'impartialité pourraient ainsi se développer, à l'instar, en prolongement ou en complément des délégations régionales de l'ADEME.

• **La rareté de la ressource budgétaire** doit ici comme ailleurs imposer une action à moyens constants ou à peu près. C'est donc plutôt dans la « *réglementation créatrice de valeur* » qu'il faut chercher à rendre attractives ces politiques plutôt que dans la recherche de ressources supplémentaires. C'est le cas de deux des suggestions faites ci-dessus : le dépassement de COS pour permis à coût énergétique nul ne coûte rien à la collectivité, représente un avantage pour le constructeur et économise les GES et l'énergie ; améliorer l'efficacité énergétique du logement social élève le niveau de vie et réduit la dépense sociale.

## RECOMMANDATIONS POUR LA POLITIQUE FRANÇAISE DE L'ÉNERGIE

La politique décrite dans le présent rapport est très ambitieuse. Des incertitudes demeurent sur le long terme, mais, pour se placer sur une trajectoire permettant de faire face aux différents scénarios envisageables, il est nécessaire d'agir *avec détermination et sans tarder*. Cette politique constitue une évolution sensible par rapport aux pratiques passées et actuelles, et les dépenses nouvelles engendrées par sa mise en œuvre devront être couvertes par les ressources supplémentaires qu'elle donnera l'occasion de créer.

Les recommandations présentées, qui portent sur des mesures et des orientations nouvelles nécessaires pour la mettre en œuvre, sont fondées sur les principales considérations suivantes.

### ■ Le contexte énergétique actuel est à la fois inédit et complexe

Le risque d'un désastre planétaire dû à l'augmentation constante des gaz à effet de serre (GES) dans l'atmosphère justifie des objectifs de réduction drastique de ces émissions, tels qu'une division par deux en 2050 au plan mondial. Si des pays industrialisés comme la France peuvent et doivent dès maintenant s'engager à réduire leurs émissions pour atteindre des objectifs plus ambitieux encore (facteur 4 en 2050), il n'en est pas de même pour les pays en développement et notamment pour les pays émergents (Chine, Inde, etc.), qui connaîtront à moyen terme une croissance soutenue de leurs consommations énergétiques. S'agissant des hydrocarbures, la demande mondiale continuera de croître au cours des prochaines années : s'il est vrai que, dans une vision à long terme, l'impératif de réduction des émissions de GES éloigne le spectre de l'épuisement des réserves ultimes, la situation risque d'être tendue à moyen terme. On doit donc s'attendre en matière de prix, au-delà d'une tendance de fond orientée à la hausse, à des variations cycliques ou erratiques liées à des « désadaptations » plus ou moins durables entre l'offre et la demande ou à des événements géopolitiques par nature imprévisibles.

### ■ Dans ce contexte, une politique nouvelle, par son ampleur et sa permanence, est indispensable pour réduire aussi rapidement que possible les émissions de gaz carbonique liées à la satisfaction des besoins énergétiques

*Il est impératif d'engager sans délai des actions permettant de se placer vers 2020 sur une « trajectoire vertueuse » pour faire face aux différents scénarios à très long terme (2050 et plus), et, en particulier s'inscrire dans une perspective de division par deux des émissions mondiales de gaz à effet de serre.*

Il s'agit parallèlement de se préparer aux défis du long terme, en amorçant dès maintenant des politiques structurantes qui ne pourront porter effet que sur la longue durée (aménagement du territoire, recherche et développement, formation aux nouveaux métiers et marchés, évolutions sociétales).

S'agissant de perspective de long terme, il est évidemment de bonne politique d'envisager des objectifs très ambitieux, voire extrêmement ambitieux (facteur 4).

### ■ **La France doit convaincre l'Union européenne d'adopter une politique très volontariste de réduction des émissions à l'horizon 2050, sur la base d'un partage équitable des efforts à consentir entre les États membres**

Il faut avoir conscience que la France est aujourd'hui l'un des pays industrialisés les plus performants en termes d'émissions de gaz carbonique par habitant (ou par unité de PIB), du fait de la réalisation de son programme électronucléaire durant les années 1980. À l'inverse de la plupart des pays industrialisés, où la production d'électricité engendre une part importante des émissions globales de gaz carbonique, elle ne dispose plus d'aucune marge de progrès en ce domaine. C'est pourquoi elle ne peut pas, sous peine de compromettre gravement sa compétitivité dans le contexte d'une économie mondialisée, poursuivre seule des ambitions trop décalées par rapport à celles de ses principaux partenaires économiques. L'effort indispensable doit donc être équitablement partagé au niveau international et spécialement au niveau européen. Aussi, la France devrait vigoureusement pousser l'Union européenne à retenir un objectif de division par 4 de ses émissions de GES à l'horizon 2050 par rapport à 1990, **le partage des efforts à accomplir (*burden sharing*) reposant sur une convergence des émissions spécifiques (par habitant) dans les différents États membres d'ici à 2050**. Sur la base d'un tel critère, à un « facteur 4 européen » en 2050 serait associée une division par un facteur de l'ordre de 2,5 des émissions françaises en 2050, objectif que les scénarios à long terme étudiés dans le cadre de la commission Énergie conduisent déjà à considérer comme très ambitieux.

L'Union européenne vient de prendre les premières décisions en ce sens (Conseil européen de mars 2007 : réduction de 20 % des consommations par rapport aux projections pour 2020 et de 20 % des émissions de CO<sub>2</sub>, à répartir entre États membres). Elle doit parallèlement convaincre les pays grands émetteurs de CO<sub>2</sub> (États-Unis, Chine, Japon, Inde, Russie) d'aller dans le même sens et, à défaut, se protéger contre le dumping environnemental par des mesures de sauvegarde vis-à-vis des produits à fort contenu énergétique.

### ■ **L'action à mener implique une révision de l'organisation et des moyens**

- Procéder à une sensibilisation intense en vue d'obtenir l'adhésion maximale des Français.
- Décentraliser la politique énergétique (rôle des collectivités territoriales en matière de transports, d'urbanisme, des permis de construire, de traitement du bâti public, etc.).
- Optimiser le rapport coût/efficacité des politiques publiques d'incitation (fiscalité, subventions) en minimisant la dépense publique : jouer de façon optimale sur l'information, la réglementation, la normalisation au niveau européen, etc.

- Adapter la formation aux redéploiements nécessaires des secteurs économiques concernés par la politique nouvelle (professions du bâtiment, etc.).

#### ■ Les mesures proposées concernent fondamentalement la réduction des consommations et une offre d'énergie émettant moins de gaz à effet de serre

- La réduction des consommations procède à la fois de l'utilisation rationnelle de l'énergie (utilisation optimale de la biomasse et de l'énergie solaire, utilisation privilégiée des hydrocarbures pour les seuls usages non substituables, etc.) et des économies d'énergie (lutte contre le gaspillage, déperdition thermique, véhicules propres, etc.).
- La production d'énergie faiblement émettrice en CO<sub>2</sub> passe par la mobilisation des énergies renouvelables (biocarburants, solaire thermique) et la production électronucléaire. Réduire la part du nucléaire (75 % aujourd'hui) dans la production d'électricité rendrait inaccessibles les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre.
- Les résultats attendus procèdent d'un large ensemble d'actions et de progrès techniques continus, mais ne sauraient résulter de « miracles technologiques ».
- Un soutien public ambitieux doit être consenti, en France comme dans les programmes européens, à la recherche et développement publique et privée (biocarburants de deuxième génération, nucléaire de quatrième génération, construction et habitat à « énergie positive », captage et stockage de CO<sub>2</sub> dans une perspective d'ingénierie à l'export).

#### ■ Les premières mesures sont à traiter, suivant les cas, au plan communautaire ou au plan national

L'ensemble des recommandations portant sur des mesures et des orientations nouvelles nécessaires pour mettre en œuvre la politique énergétique préconisée est détaillé dans les deux sections suivantes.

Les recommandations lourdes concernent au premier chef la production d'énergie, l'habitat existant, les véhicules, les appareils électroménagers et de communication qui représentent un gisement important d'économies, peu exploité à ce jour.

## 1 Priorités européennes et internationales

Les mesures européennes impliquent des modifications de directives ou de règlements. Certaines d'entre elles reprennent des dispositions figurant dans le mémorandum français du 24 janvier 2006 sur la politique énergétique communautaire.



## ■ **Priorités de la France dans sa politique européenne**

La France a adopté une attitude offensive pour réduire les émissions de CO<sub>2</sub> mais elle ne peut agir seule en Europe en ce sens et l'Europe ne peut pas agir seule dans le monde.

- La France doit jouer un rôle pilote afin que l'Union européenne décide d'atteindre le facteur 4 d'ici à 2050 et convainque les plus importants pays émetteurs (États-Unis, Chine, Japon, Russie, Inde) d'adopter un objectif de même nature, par une action directe ou indirecte *via* l'Agence internationale de l'énergie (AIE) et les institutions internationales pertinentes (G8, Organisation mondiale du commerce, Organisation des Nations unies, etc.), sans négliger le nécessaire dialogue entre pays producteurs et consommateurs. La convergence, pour être équitable, devra être assurée sur la base d'un **objectif commun pour 2050 exprimé en rejet de gaz à effet de serre (ou en rejet de CO<sub>2</sub>) par habitant ou par unité de PIB**. Les émissions de CO<sub>2</sub> de la France seraient alors divisées par 2,6 en 2050 par rapport à celles de 1990.

- La France doit convaincre l'Union européenne de mettre en place des mesures de sauvegarde pour empêcher l'importation massive de produits à fort contenu énergétique en provenance de pays n'ayant pas pris de dispositions comparables aux siennes pour réduire les émissions de gaz à effet de serre. Le comportement vertueux de l'Union européenne ne doit pas conduire à la disparition de certains de ses secteurs d'activité industrielle.

- Sous réserve de l'adoption de la mesure précédente, la France doit convaincre l'Union européenne de faire vendre aux enchères les quotas CO<sub>2</sub> par les États membres. L'attribution actuelle de quotas gratuits se traduit par une subvention aux entreprises émettant du CO<sub>2</sub> d'autant plus importante que leurs émissions sont plus fortes : c'est, en quelque sorte, une « subvention à la pollution ». Les recettes ainsi obtenues serviraient à subventionner, par exemple, les économies d'énergie, l'utilisation des énergies renouvelables, le captage et le stockage du CO<sub>2</sub>.

## ■ **Transport**

Pour le secteur des transports, trois paramètres jouent un rôle primordial : la consommation de chaque véhicule, la distance parcourue et le comportement des conducteurs.

- **Limitation à partir de 2012 à 120 g/km des émissions de CO<sub>2</sub> des véhicules neufs de tourisme.** Fixation d'objectifs contraignants pour les poids lourds et les véhicules utilitaires légers neufs à partir de 2012. La Commission européenne prévoit une limitation à 130 g/km en 2012 ; la mesure proposée incite à faire mieux.

- **Harmonisation des vitesses limites sur autoroute à 130 km/heure pour toute l'Union européenne.** L'intérêt de cette mesure réside moins dans les économies directes de carburant du fait de la réduction de vitesse limite avec les véhicules existants que dans l'impact sur la conception des véhicules mis en vente sur le marché européen. La perspective de limitation généralisée des vitesses inciterait les constructeurs à concevoir des véhicules de moindre puissance, permettant des gains de consommation à tous les régimes et à toute vitesse, même en circulation urbaine.

- **Assistance à la conduite automobile** : des équipements déjà disponibles sur de nombreux modèles automobiles pourraient être rendus obligatoires (affichage de la

consommation instantanée, régulateur de vitesse ou, mieux, limiteur de vitesse, jauge de pression des pneus, etc.)

#### ■ **Consommation**

Il est possible et nécessaire de diminuer la consommation d'électricité des secteurs résidentiel et tertiaire en éliminant du marché différents équipements peu performants.

- Obligation d'étiquetage de tous les matériels sur la consommation et les performances énergétiques. Cette obligation n'existe actuellement que pour les matériels électroménagers.
- Interdiction de mise à la vente des appareils électroménagers des classes énergétiques les plus consommatrices (aujourd'hui dénommées G, F, E, D et C).
- Décision à court terme d'interdiction à une échéance fixée à moyen terme de mise en vente d'ampoules fortement consommatrices ; incitation à l'utilisation des lampes à basse consommation, des dispositifs sous basse tension, des lampes à diodes électroluminescentes (LED), à la place des ampoules à incandescence.
- Limitation de la consommation en veille des appareils « blancs » (électroménager) et « bruns » (audiovisuel, micro-informatique) ; interdiction des appareils munis de dispositifs de veille non agréés.

#### ■ **Sécurité des approvisionnements énergétiques**

- Action visant, dans la perspective d'un partenariat de long terme avec la Russie, à appuyer, au travers notamment de la procédure de la mise en œuvre conjointe (MOC) du protocole de Kyoto, les investissements destinés à améliorer l'efficacité énergétique dans ce pays (vente de l'énergie en Russie en fonction de ses prix de marché et résorption des pertes de gaz naturel dans les réseaux). Voir à ce sujet la déclaration conjointe franco-germano-polonaise à l'occasion du sommet tripartite de Mettlach (5 décembre 2006) qui pourrait donner lieu à une initiative sous présidence française de l'Union européenne au second semestre 2008. Le gaspillage d'énergie et les fuites de gaz naturel sont gigantesques en Russie.
- Mise en place d'une instance de coordination des réseaux de gaz et d'électricité de l'Union européenne disposant de pouvoirs de coercition. La création d'un régulateur européen est prématurée, parce que les réseaux européens ne sont pas encore intégrés. Toutefois, certaines de ses fonctions doivent être d'ores et déjà exercées dans le cadre de l'Union européenne (harmonisation des règles d'exploitation des réseaux, modalités de gestion des interconnexions entre réseaux).
- Création de procédures d'autorisation européennes pour construire plus rapidement et de façon harmonisée :
  - des ouvrages de transport de gaz et d'électricité d'intérêt européen,
  - des terminaux GNL (gaz naturel liquéfié) et des stockages souterrains de

gaz naturel afin de permettre la diversification et la sécurisation des sources d'approvisionnement en gaz naturel.

La sécurité d'approvisionnement et, dans le même temps, la concurrence seront grandement améliorées si la circulation du gaz et de l'électricité au sein de l'Union européenne est aussi fluide que dans chacun des États membres séparément. Il faut, à cette fin, construire de nouvelles infrastructures en vue de supprimer les goulets d'étranglement souvent situés aux limites des réseaux. Pour l'approvisionnement en gaz naturel, les gazoducs constituent un élément de grande rigidité des relations entre fournisseurs et consommateurs. Le développement du gaz naturel liquéfié (GNL) permet de s'en affranchir partiellement.

- Établissement de bilans prévisionnels à long terme pour l'électricité et le gaz dans chaque État membre – consolidés ensuite au niveau communautaire – et d'une programmation pluriannuelle des investissements de transport et de stockage par le groupe de gestionnaires de réseaux européens.

#### ■ **Compétitivité et marché intérieur**

- Harmonisation au sein de l'Union européenne des règles d'attribution de quotas d'émission de CO<sub>2</sub> appliquées par tous les États membres. Il s'agit d'éviter des distorsions d'investissements industriels entre États membres (notamment pour les nouvelles centrales de production d'électricité) et d'améliorer les règles d'attribution en vue d'accroître l'efficacité du dispositif (prolongation des périodes, extension à d'autres gaz à effet de serre, évolution vers les allocations payantes).

## 2 Mesures nationales

#### ■ **Sensibilisation du public**

- Le gouvernement et plus généralement les autorités publiques à tous niveaux doivent renforcer la sensibilisation du public aux raisons et aux moyens de réduire les émissions de gaz à effet de serre à travers une réduction des consommations d'énergie et le développement des énergies renouvelables.
- Les comportements des autorités publiques concernant les investissements et l'exploitation dans le secteur de l'énergie doivent être un exemple pour leurs concitoyens (« État exemplaire » pour ce qui le concerne). Il s'agit d'une condition nécessaire à la résorption du gaspillage et à l'évolution vertueuse des comportements.

#### ■ **Action territoriale**

Le succès de la politique proposée tient beaucoup au comportement de chaque citoyen. Il convient de démultiplier l'action des autorités nationales en augmentant le rôle des collectivités territoriales qui, elles-mêmes, gèrent directement ou indirectement de nombreux équipements consommateurs d'énergie.

- Les collectivités locales compétentes en matière d'utilisation des sols recevront du Parlement les pouvoirs de mettre en œuvre des péages urbains, de permettre la prise en compte des objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre dans l'élaboration des règlements d'occupation des sols et d'imposer, lors de la délivrance des permis de construire, des dispositions permettant des économies d'énergie et l'utilisation d'énergies renouvelables.

- En parallèle, les moyens de l'État techniques, humains et financiers dédiés à la politique énergétique seront redéployés, notamment dans les régions.

#### ■ **Transport**

- Augmentation, au titre du changement climatique, du montant de la taxe intérieure sur les produits pétroliers (TIPP) de 3 centimes d'euro par an pour l'essence ; augmentation de la TIPP sur le gazole de 5 centimes d'euro par an jusqu'à ce qu'elle rejoigne celle de l'essence, de 3 centimes par an au-delà.

- Taxation annuelle de l'automobile (vignette automobile), en adaptant son coût, sur la base d'une valeur normative de la tonne de gaz carbonique (100 €/tonne), pour un trajet annuel moyen de 14 000 km pour les véhicules dont les émissions dépassent 120 g/km avec une progressivité visant à pénaliser les véhicules les plus polluants.

Il s'agit de favoriser l'acquisition des véhicules les moins polluants et d'accélérer le renouvellement du parc automobile. Un ordre de grandeur pourrait être donné par la formule  $(e - 120)^2 / 20$ ,  $e$  étant le niveau d'émission de gaz carbonique du véhicule concerné en g/km. La vignette serait gratuite pour les véhicules émettant moins de 120 g CO<sub>2</sub> par kilomètre.

La commission n'a pas examiné l'effet sur le pouvoir d'achat et les modalités de redistribution des sommes perçues du fait de ces taxes. Les ressources supplémentaires pourraient en particulier être affectées aux économies d'énergie et à la mise en place d'aides en faveur des ménages à faibles revenus qui acquerraient des véhicules peu polluants. Une extension est possible aux matériels de chantier, compresseurs, engins de travaux publics, matériel agricole, etc.

- Suppression des obstacles juridiques au covoiturage (assurances, défraiement).
- Instauration d'une taxe par kilomètre parcouru pour les poids lourds et les véhicules légers utilitaires, hors autoroutes.

#### ■ **Habitat**

- Extension aux propriétaires bailleurs des avantages fiscaux sur les dépenses favorisant la diminution des consommations d'énergie et l'utilisation des énergies renouvelables dans les immeubles existants.

- Limitation de ces avantages aux équipements les plus performants (par exemple aux chaudières à condensation à l'exclusion des chaudières à basse température) en imposant des critères exigeants de performance thermique.

Les deux mesures précédentes permettraient de trouver des majorités pour décider de travaux dans les immeubles collectifs (objectif : favoriser l'acquisition de double vitrage performant, de chaudières à condensation, de panneaux solaires thermiques, etc.). Mais les équipements éligibles sont aujourd'hui définis de façon trop imprécise et il en résulte un coût budgétaire élevé pour des économies d'énergie pas toujours en rapport avec cet effort budgétaire.

Une option serait l'extension de ces avantages fiscaux aux résidences secondaires et aux résidences principales neuves en faveur seulement des chaudières à condensation et des pompes à chaleur.

- Obligation de ravalement thermique des immeubles existants, dans un délai de dix ans (elle serait immédiate dans le cas de vente des immeubles « à la découpe ») : obligation de bilan thermique et, en cas de dépassement d'un seuil élevé de déperdition thermique, obligation de réalisation de travaux permettant d'atteindre un seuil moins élevé à définir.

Le « ravalement thermique » doit être compris dans le sens extensif de réhabilitation thermique des bâtiments. Cette proposition prolonge la mesure récente instaurant l'obligation de diagnostic de performance énergétique (DPE) à partir du 1<sup>er</sup> novembre 2006 pour les logements existants proposés à la vente et à partir du 30 juin 2007 pour les bâtiments neufs dont la date de dépôt de la demande de permis de construire est postérieure à cette échéance.

Des mesures d'accompagnement sont à envisager : mise en place par les établissements bancaires de produits spécifiques pour le financement des travaux ; possibilité, pour le propriétaire, de capitaliser des provisions sur charges, éventuellement sous condition de ressources ; mise en place de moyens efficaces de contrôle.

- Contrôle extensif de l'application des textes réglementaires relatifs à la déperdition thermique des logements neufs. L'application des textes correspondants n'a pratiquement pas fait l'objet de contrôles efficaces depuis une trentaine d'années ; il est probable que, de ce fait, les déperditions thermiques sont, en moyenne, plus élevées que les seuils imposés.

- Mise en œuvre effective de l'obligation de comptage individuel du chauffage dans les immeubles collectifs équipés de chauffage collectif : possibilité de faire mettre en œuvre l'application de la réglementation existante sur plainte de copropriétaires adressée à une administration à désigner. La même méthode pourrait être utilisée en cas de température de chauffage trop élevée.

- Suppression du taux réduit de la TVA sur les appareils de climatisation, qui ne participent ni à la réalisation d'économies d'énergie ni à la lutte contre l'effet de serre.

- Amélioration des performances minimales requises pour les matériaux et équipements utilisés lors de travaux de rénovation de bâtiments (interdiction de mise à la vente de produits de performances inférieures à un seuil normatif atteint, par exemple, par des fenêtres à double vitrage ou par des chaudières à condensation).

- Obligation pour tout nouveau bâti de comporter, au minimum, soit une pompe à chaleur performante ou une production de chaleur renouvelable pour assurer le chauffage, soit une installation de chauffage de l'eau chaude sanitaire par **panneau solaire thermique**, sauf dans les cas où il est démontré que c'est impossible.

#### ■ *Énergies renouvelables*

Les deux dispositions suivantes visent à rationaliser les aides, à permettre de tenir compte en temps réel des diminutions de coût de production des énergies renouvelables et à diminuer les dépenses budgétaires.

- Mise à l'étude de la substitution des tarifs de reprise par les opérateurs historiques de l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables par une obligation d'incorporation dont la proportion sera fixée par les pouvoirs publics.
- Suppression de la défiscalisation existant en faveur des biocarburants qui fait double emploi avec l'obligation d'incorporation existante. La taxe générale sur les activités polluantes (TGAP) qui existe constitue une obligation d'incorporation de biocarburants imposée aux vendeurs de carburants dans une proportion fixée par les pouvoirs publics, assortie d'une pénalité.
- Relance de l'hydraulique après une évaluation socio-économique des projets en vue de concilier au mieux la protection des milieux et les activités humaines. Certaines contraintes réglementaires engendrent un résultat discutable comparé à la perte de production d'énergie renouvelable qu'elles occasionnent.
- Arrêt des investissements nouveaux dans la production de biocarburants de première génération. De nombreux investissements ont été lancés ; ils mettent en œuvre des végétaux non optimisés pour la production d'énergie, ce qui entraîne des coûts élevés, une utilisation de surfaces agricoles importante et un renchérissement des matières premières concernées (blé, maïs, etc.). La relance des investissements interviendra avec la deuxième génération de biocarburants.

#### ■ *Électricité*

- Les aides à la production combinée de chaleur et l'électricité à partir d'énergie fossile doivent être supprimées. La production combinée de chaleur et l'électricité à partir d'énergie fossile est performante et rentable. Le système d'aides actuel est inutile, et même pervers, dans la mesure où il incite à produire le plus possible d'électricité en dégradant le rendement énergétique global.
- Le fonctionnement du marché de l'électricité doit faire l'objet d'une surveillance permanente par le Conseil de la concurrence associé à la Commission de régulation de l'énergie.
- Les compteurs d'électricité existants doivent être systématiquement remplacés par des compteurs électroniques télé-relevés permettant la télécommande de certaines fonctions. A défaut, les installations de chauffage électrique nouvelles ou rénovées

seront équipées d'un dispositif permettant la commande à distance de l'effacement de courte durée pendant les périodes de pointe de consommation. Les compteurs actuels installés sur le réseau de distribution ne permettent pas aux fournisseurs de mettre en œuvre des politiques commerciales innovantes et ne peuvent pas être utilisés pour éviter les pointes de consommation dues au chauffage électrique.

- L'actionnaire public majoritaire d'EDF veillera à ce que les émissions de CO<sub>2</sub> provenant de sa production propre et de ses achats d'électricité produite en France diminuent par rapport à leur valeur en 2006.

### ■ **Recherche et développement**

Le budget consacré à la recherche et développement dans l'énergie devra augmenter. Des redéploiements sont indispensables. Les fonds publics serviront autant que possible de catalyseur pour orienter la recherche privée.

L'effort dans des domaines traditionnellement considérés comme prioritaires (stockage de l'électricité, matériaux à hautes performances) devra être poursuivi. Les priorités des pouvoirs publics dans l'allocation de moyens supplémentaires devront être arrêtées. En l'état actuel des travaux, les quatre thèmes suivants sont à prendre en considération :

- La production de biocarburant de deuxième génération (utilisant en totalité une plante optimisée pour la production d'énergie) : il s'agit de disposer d'une source de carburant alternatif performante pour éviter d'avoir à consacrer à la production nationale des surfaces excessives.
- Le réacteur nucléaire de génération 4, qui doit prendre la relève de l'EPR vers 2040.
- Le captage et le stockage du CO<sub>2</sub>, avec accroissement et convergence des compétences françaises dans une perspective d'ingénierie internationale. Le captage et le stockage du CO<sub>2</sub> sont la clé de l'utilisation future du charbon dans le monde.
- La conception de bâtiments « à énergie positive » acceptables au plan économique.





# Annexes

# ANNEXES

## ANNEXES

ANNEXES



# TABLE DES ANNEXES

# A

## Annexe I

### Quelques éléments de problématique du changement climatique

206

1. Les analyses rétrospectives 207
2. Les projections des changements climatiques futurs 209
3. Les intervalles de confiance et incertitudes 212

## Annexe II

### Évaluation des soutiens publics aux équipements destinés à réduire les émissions de gaz à effet de serre

214

1. Production d'électricité à partir d'énergie renouvelable  
(hors hydroélectricité) 216
  - 1.1. Évolution comparée des productions et des soutiens publics (2000-2006) 216
  - 1.2. L'efficacité des soutiens publics en 2006 : dépense publique rapportée  
à la production et aux émissions de CO<sub>2</sub> évitées 225
2. Production de chaleur 232
  - 2.1. Évolution comparée des productions et des soutiens publics 232
  - 2.2. L'efficacité de la dépense publique en 2006 : la dépense publique  
rapportée à la production et aux émissions de CO<sub>2</sub> évitées 240
3. Économies d'énergie 246
  - 3.1. Les aides publiques disponibles 246
  - 3.2. La dépense publique par tonne de CO<sub>2</sub> évitée 246
4. Les enseignements 248
  - 4.1. Les effets des soutiens publics sur le développement des filières à  
base d'énergies renouvelables sont contrastés 248
  - 4.2. L'efficacité des dispositifs de soutien doit être évaluée régulièrement 249
  - 4.3. La dépense publique par tonne de CO<sub>2</sub> évitée varie dans des  
proportions importantes selon les filières en 2006 249
  - 4.4. Les résultats induisent des dépenses publiques très élevées pour  
atteindre certains objectifs de la Programmation pluriannuelle des  
investissements (PPI) en 2010 252

#### Annexe III

#### Problématique du développement des biocarburants \_ 254

1. Un modèle économique en évolution \_\_\_\_\_ 255
2. Les gains apportés par les biocarburants en termes d'émissions de CO<sub>2</sub> sont réels mais incertains quant à leur ampleur \_\_\_\_\_ 256
3. Les efforts de recherche, développement et évaluation dans le domaine des biocarburants de deuxième génération doivent constituer une priorité \_\_\_\_\_ 261
4. Les modalités de soutien aux biocarburants doivent être clarifiées et adaptées \_\_\_\_\_ 262
5. Les biocarburants ont le vent en poupe, mais ne constituent pas encore une solution claire et définitive \_\_\_\_\_ 264

#### Annexe IV

#### De la valeur économique de la tonne de carbone \_\_\_\_\_ 266

1. De l'intérêt d'une valeur économique de la tonne de carbone \_\_\_\_\_ 266
2. La valeur tutélaire actuelle du carbone : un éclairage pour les politiques publiques \_\_\_\_\_ 267
3. Le coût social du carbone associé à la monétarisation des conséquences du changement climatique \_\_\_\_\_ 269
4. La valeur du carbone associé aux coûts de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> \_\_\_\_\_ 270
5. La valeur du carbone associé aux signaux prix résultant du marché \_\_\_\_\_ 271
6. Des questions encore ouvertes pour les économistes \_\_\_\_\_ 273

## Annexe V

### Comparaison de plusieurs rapports de prospective énergétique (Europe) \_\_\_\_\_ 274

1. Les pays étudiés dans le domaine de la prospective énergétique utilisent des approches plus ou moins intégrées \_\_\_\_\_ 274
2. Présentation générale des rapports de prospective énergétique des quatre pays étudiés \_\_\_\_\_ 278
3. Les quatre pays étudiés proposent des chemins très différents pour converger vers les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre \_\_\_\_\_ 283

## Annexe VI

### Contributions de membres de la commission Énergie \_ 288

1. Contribution de Gaz de France \_\_\_\_\_ 288
2. Contribution d'Électricité de France \_\_\_\_\_ 298
3. Contribution d'Observ'ER \_\_\_\_\_ 302
4. Contribution d'Énergie-Cités \_\_\_\_\_ 307
5. Contribution de la CGT- FO \_\_\_\_\_ 311
6. Contribution de la CGT \_\_\_\_\_ 314
7. Contribution de l'ADEME \_\_\_\_\_ 316

## QUELQUES ÉLÉMENTS DE PROBLÉMATIQUE DU CHANGEMENT CLIMATIQUE

Les indications présentées dans ce titre exploitent pour l'essentiel les éléments fournis par les travaux des groupes I (« Les bases scientifiques physiques ») et II (« Impacts, adaptation et vulnérabilité ») du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), dans le cadre du quatrième rapport d'évaluation *Bilan 2007 des changements climatiques*.

### À propos de l'appréciation que donne le GIEC des incertitudes subsistant dans ses travaux

Dans le « Résumé à l'intention des décideurs », le groupe I du GIEC précise que :

- les fourchettes d'incertitude sur les résultats fournis sont, sauf indication contraire, des intervalles d'incertitude à 90 %, c'est-à-dire qu'il y a une probabilité de 5 % que la valeur soit au-dessus de la fourchette et une probabilité de 5 % qu'elle soit en dessous ;
- les termes suivants ont été utilisés pour désigner la vraisemblance d'une conclusion ou d'un résultat : *pratiquement certain* = probabilité > 99 %, *extrêmement vraisemblable* > 95 %, *très vraisemblable* > 90 %, *vraisemblable* > 66 %, *plus vraisemblable que non* > 50 %, *peu vraisemblable* < 33 %, *très peu vraisemblable* < 10 %, *extrêmement peu vraisemblable* < 5 % ;
- les niveaux de confiance suivants ont été utilisés pour exprimer les jugements d'experts sur la qualité de la science : *très grande confiance* = au moins 9 chances sur 10 d'être corrects ; *grande confiance* = environ 8 chances sur 10 d'être corrects.

Il convient cependant d'observer que :

- dans le cas d'analyses de données passées, ces probabilités peuvent être objectivement calculées par des méthodes statistiques classiques ;
- mais, dans le cas d'évaluations prospectives, ces probabilités résultent de la comparaison de résultats de divers modèles climatiques qui, s'appuyant sur un fond commun de connaissances scientifiques à un instant donné, peuvent comporter des biais similaires d'un modèle à l'autre déplaçant la valeur centrale de l'estimation.

# 1 Les analyses rétrospectives

Les concentrations mondiales actuelles de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), de méthane (CH<sub>4</sub>) et de protoxyde d'azote (N<sub>2</sub>O) ont crû de façon notable par suite des activités humaines depuis 1750. Elles dépassent maintenant largement les valeurs préindustrielles déterminées à partir des carottes de glace couvrant plusieurs milliers d'années. Les augmentations de concentration en dioxyde de carbone sont principalement dues à l'utilisation des combustibles fossiles et au changement d'utilisation des terres, tandis que celles en méthane et en protoxyde d'azote sont principalement dues à l'agriculture.

- Le *dioxyde de carbone* (CO<sub>2</sub>) est le plus important des gaz à effet de serre. La concentration atmosphérique mondiale du dioxyde de carbone a crû d'une valeur préindustrielle d'environ 280 ppm<sup>1</sup> à 379 ppm en 2005 et elle augmente d'environ 2 ppm par an à l'heure actuelle. La concentration du dioxyde de carbone en 2005 dépasse de loin les variations naturelles durant les 650 000 dernières années (180 à 300 ppm), déduites des carottes opérées dans des calottes glaciaires.
- La concentration atmosphérique mondiale du *méthane* (CH<sub>4</sub>) a crû de 715 ppb à 1 732 ppb au début de la décennie 1990 et atteint 1 774 ppb en 2005. La concentration atmosphérique du méthane en 2005 dépasse de loin les variations naturelles durant les 650 000 dernières années (320 à 790 ppb), déduites des carottes de glace. Le taux de croissance a diminué depuis le début de la décennie 1990, en cohérence avec les émissions totales (somme des émissions anthropiques et naturelles) pratiquement constantes au cours de cette période. Il est très vraisemblable<sup>2</sup> que l'accroissement observé de la concentration du méthane est dû aux activités humaines, principalement l'agriculture et l'utilisation des combustibles fossiles, mais les contributions des différentes sources ne sont pas bien déterminées.
- La concentration atmosphérique mondiale en *protoxyde d'azote* (N<sub>2</sub>O) a crû de la valeur préindustrielle de 270 ppb à 319 ppb en 2005. Le taux de croissance est resté approximativement constant depuis 1980. Plus d'un tiers des émissions est anthropique et principalement dû à l'agriculture.

**Le réchauffement du système climatique est sans équivoque**, car il est maintenant évident dans les observations de l'accroissement des températures moyennes mondiales de l'atmosphère et de l'océan, la fonte généralisée de la neige et de la glace, et l'élévation du niveau moyen mondial de la mer.

- Onze des douze dernières années figurent au palmarès des douze années les plus chaudes depuis que l'on dispose d'enregistrements de la température de surface<sup>3</sup> (depuis 1850). La nouvelle valeur de la vitesse moyenne du réchauffement au cours des cent dernières années (0,74 [0,56 à 0,92] °C)<sup>4</sup> est donc plus grande que n'était

1 - Unités utilisées : ppm (parties par million) ou ppb (parties par milliard) désignent la concentration en volume ; par exemple : 300 ppm signifie 300 centimètres cubes de gaz à effet de serre par mètre cube d'air sec.

2 - Voir l'encadré ci-dessus sur le sens donné par le GIEC à cette expression.

3 - La moyenne de la température de l'air près de la surface du sol et de la température de surface de la mer.

4 - Dans tout ce qui suit, le premier nombre donne la meilleure estimation, les nombres entre crochets correspondent à la fourchette d'incertitude.

la valeur analogue calculée au moment du troisième rapport (0,6 [0,4 à 0,8] °C) pour la période 1901-2000.

- La montée du niveau moyen de la mer s'accélère : 3,1 mm par an entre 1993 et 2003 pour une augmentation totale au XX<sup>e</sup> siècle estimée à 17 cm. Parmi les facteurs explicatifs les plus déterminants : l'absorption par l'océan de plus de 80 % de la chaleur ajoutée au système climatique provoquant une dilatation de l'eau de mer, la décroissance généralisée des glaciers et des calottes glaciaires.

À l'échelle des continents, des régions et des bassins océaniques, de nombreux changements à long terme du climat ont été observés : changements des températures et de la glace arctiques, changements largement répandus dans la quantité de précipitations, la salinité de l'océan, les structures des vents et des aspects de situations météorologiques extrêmes, comme les sécheresses, les fortes précipitations, les vagues de chaleur, une activité cyclonique plus intense dans l'Atlantique Nord<sup>5</sup>...

L'essentiel de l'accroissement observé sur la température moyenne globale depuis le milieu du XX<sup>e</sup> siècle est *très vraisemblablement* dû à l'augmentation des gaz à effet de serre anthropiques<sup>6</sup>. La compréhension des influences humaines sur le réchauffement et le refroidissement du climat a été améliorée depuis le troisième rapport d'évaluation, ce qui conduit à la quasi-certitude que l'effet moyen global des activités humaines depuis 1750 a été un effet de réchauffement avec un « forçage radiatif » de + 1,6 [+ 0,6 à + 2,4] watt/m<sup>2</sup>. On peut maintenant discerner des influences humaines dans d'autres aspects du climat, comme le réchauffement de l'océan, les températures continentales moyennes, les températures extrêmes et la structure des vents.

Les structures observées du réchauffement, y compris un réchauffement plus grand sur les continents que sur les océans, et leurs variations dans le temps sont simulées par les modèles qui tiennent compte du forçage d'origine anthropique. La capacité des modèles climatiques couplés à simuler l'évolution observée des températures dans chacun des six continents met en évidence l'influence des activités humaines sur le climat plus fortement que dans le troisième rapport.

L'analyse des modèles climatiques avec les contraintes des observations donne une confiance accrue dans la réponse du système climatique au forçage climatique et permet, pour la première fois, de donner une fourchette *vraisemblable* pour la sensibilité climatique<sup>7</sup> : entre 2°C et 4,5°C avec une valeur la plus probable de 3°C et il est très

5 - Sans, bien entendu, que les observations qui forment l'opinion publique en la matière revêtent une réelle rigueur scientifique, ces évolutions locales sont déjà présentes dans tous les esprits. La succession d'années pour lesquelles les températures moyennes observées sont supérieures aux moyennes historiques ainsi que l'accroissement de la fréquence des phénomènes météorologiques exceptionnels commencent à provoquer une prise de conscience généralisée, susceptible d'influencer progressivement les comportements.

6 - Ceci constitue un progrès par rapport à la conclusion du troisième rapport du GIEC : « L'essentiel du réchauffement observé au cours des 50 dernières années était *vraisemblablement* dû à l'accroissement de la concentration en gaz à effet de serre ».

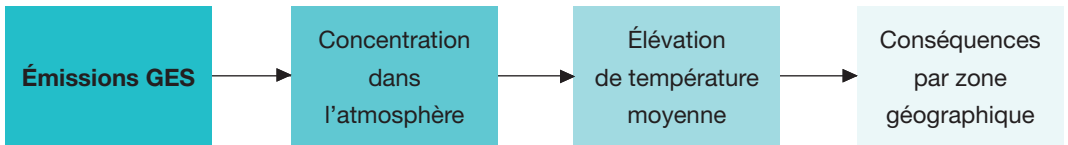
7 - La sensibilité climatique à l'équilibre est une mesure de la réponse du système climatique à un forçage radiatif constant. Ce n'est pas une simulation mais elle est définie comme le réchauffement global de surface à la suite d'un doublement de la concentration du dioxyde de carbone. Les changements de la vapeur d'eau



invraisemblable qu'elle soit inférieure à 1,5°C. Des valeurs substantiellement supérieures à 4,5°C ne peuvent être exclues mais l'accord des modèles avec les observations n'est alors pas aussi bon.

## 2 Les projections des changements climatiques futurs

L'exercice mené par le GIEC qui nous intéresse ici au premier chef est la simulation sur le long terme de l'enchaînement complexe qui permet de passer d'un scénario d'émissions de gaz à effet de serre (GES) à ses conséquences sur les évolutions climatiques au niveau des grandes régions de la planète.



Le GIEC a élaboré un assez grand nombre de scénarios et de sous-scénarios fondés sur des hypothèses plus ou moins contrastées en matière d'évolution de la population mondiale, de croissance économique, de mise en œuvre de technologies limitant les émissions de gaz à effet de serre... Ils ne seront pas analysés ici faute de données suffisamment précises. En tout état de cause, ce qui nous intéressera pour la suite sera essentiellement la pertinence de la liaison que permettent d'assurer les modèles climatiques les plus récents entre émissions de gaz à effet de serre et changements climatiques. À ce sujet, le « Résumé à l'intention des décideurs » considère que « *les progrès dans la modélisation du changement climatique permettent maintenant de donner de meilleures estimations et des fourchettes d'incertitude vraisemblables pour le réchauffement simulé pour divers scénarios d'émissions (...)* » car « *les nouvelles évaluations des plages de vraisemblance reposent maintenant sur un plus grand nombre de modèles climatiques d'une complexité et d'un réalisme croissants, ainsi que sur de nouvelles informations relatives à la nature des rétroactions liées au cycle du carbone et aux contraintes sur la réponse du climat à partir d'observations* ».

Le tableau n° 1 illustre les résultats obtenus pour un petit échantillon de scénarios bien contrastés.

constituent la plus importante des rétroactions affectant la sensibilité climatique et sont maintenant mieux compris que lors du troisième rapport GIEC. La rétroaction liée aux nuages reste la plus grande source d'incertitudes.

**Tableau n° 1 : Projections du réchauffement global moyen en surface et de l'élévation du niveau de la mer à la fin du XXI<sup>e</sup> siècle pour différents modèles**

	Évolution de la température (degré C sur 2090-2099 par rapport à 1980-1999)		Élévation du niveau de la mer (mètres en 2090-2099 par rapport à 1980-1999)
	Meilleure estimation	Plage de vraisemblance	Fourchette couverte par les modèles
Concentration constante au niveau de l'année 2000	+ 0,6	+ 0,3 – 0,9	.....
Scénario B1	+ 1,8	+ 1,1 – 2,9	+ 0,18 – 0,38
Scénario A1T	+ 2,4	+ 1,4 – 3,8	+ 0,20 – 0,45
Scénario B2	+ 2,4	+ 1,4 – 3,8	+ 0,20 – 0,43
Scénario A1B	+ 2,8	+ 1,7 – 4,4	+ 0,21 – 0,48
Scénario A2	+ 3,4	+ 2,0 – ?	+ 0,23 – 0,51
Scénario A1FI	+ 4,0	+ 2,4 – 6,4	+ 0,26 – 0,59

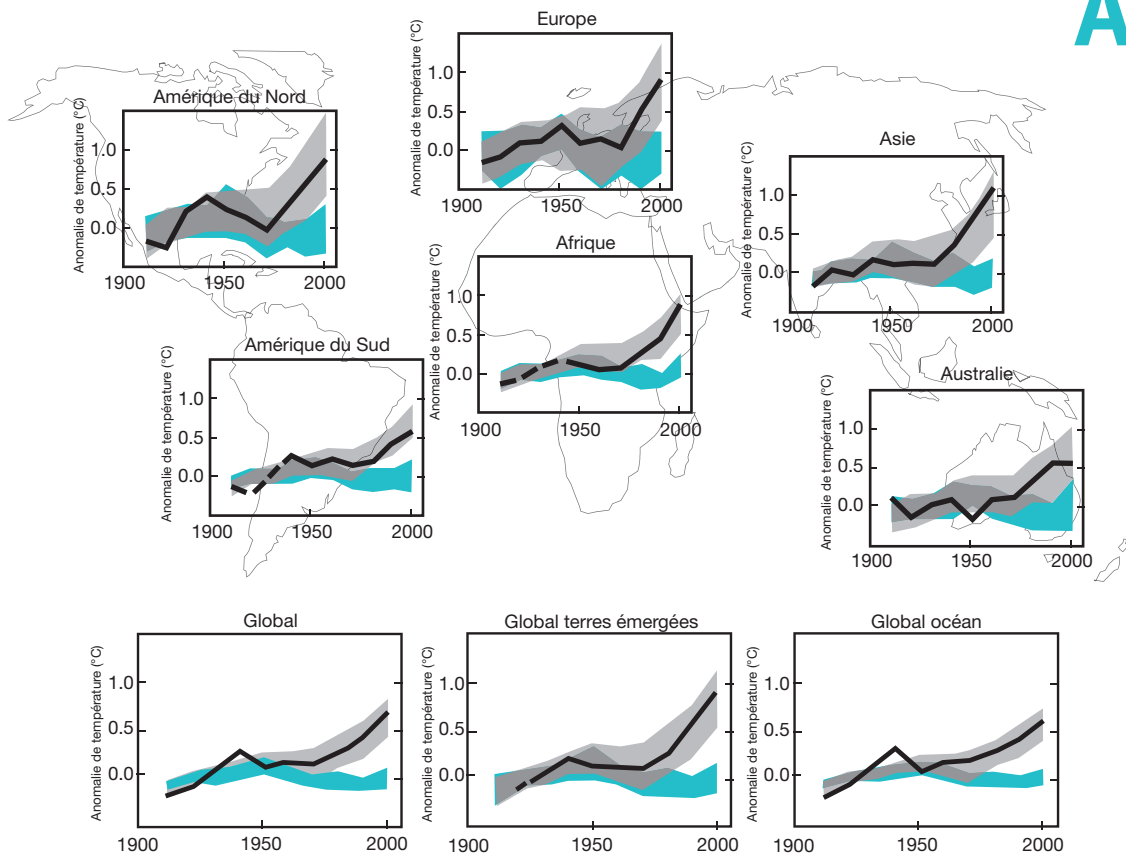
Les projections relatives au niveau de la mer ne prennent pas en compte les incertitudes liées aux rétroactions du cycle du carbone, faute de littérature disponible sur la question.

Source : Rapport GIEC 2007

Un point délicat de la modélisation est évidemment la rétroaction entre l'élévation de la température et le comportement des puits de carbone, qui conditionne le passage des émissions aux concentrations. Le « Résumé à l'intention des décideurs » note à cet égard : « *le réchauffement tend à réduire la séquestration du dioxyde de carbone par les terres et l'océan, accroissant la fraction des émissions anthropiques qui restent dans l'atmosphère. Pour le scénario A2 par exemple, la boucle de réaction entre le climat et le cycle du carbone accroît le réchauffement mondial moyen correspondant en 2100 de plus de 1°C. Les limites supérieures des températures simulées sont supérieures à celles du troisième rapport principalement parce que la gamme plus large des modèles maintenant disponibles suggère une boucle de réaction plus forte entre le climat et le cycle du carbone* ».

S'agissant du passage d'une hypothèse de réchauffement moyen global à ses conséquences climatiques pour les différentes grandes zones géographiques, les experts du GIEC se montrent relativement confiants considérant que l'on « *peut maintenant accorder davantage de confiance aux répartitions projetées du réchauffement et aux autres caractéristiques d'échelle régionale, y compris aux modifications dans la répartition des vents, des précipitations, et de certains aspects des extrêmes et des glaces* » dans la mesure où « *le réchauffement projeté au cours du XXI<sup>e</sup> siècle fait apparaître des caractéristiques géographiques indépendantes du scénario utilisé, semblables à ce qui a été observé au cours des dernières décennies* ». Le réchauffement le plus important est attendu sur les terres émergées et aux latitudes élevées, et le moins important devrait apparaître dans le sud de l'océan Indien et dans certaines parties de l'Atlantique Nord.

**Graphique n° 1 : Répartition géographique des effets du réchauffement climatique**



Source : Rapport GIEC 2007

Il ressort enfin des modélisations climatiques que « le réchauffement et l'élévation du niveau de la mer dus à l'homme continueraient pendant des siècles à cause des échelles de temps associées aux processus climatiques et aux rétroactions, même si les concentrations des gaz à effet de serre étaient stabilisées ».

Ainsi, si le « forçage radiatif » était stabilisé en 2100 aux niveaux correspondant aux scénarios B1 ou A1B, une augmentation supplémentaire de la température globale moyenne d'environ 0,5°C serait encore à attendre pour l'essentiel aux environs de 2200 et la dilatation thermique des océans, se poursuivant encore pendant plusieurs siècles en raison du temps nécessaire pour transporter la chaleur vers l'océan profond, produirait vers 2300 une augmentation du niveau de la mer de 30 à 80 cm par rapport

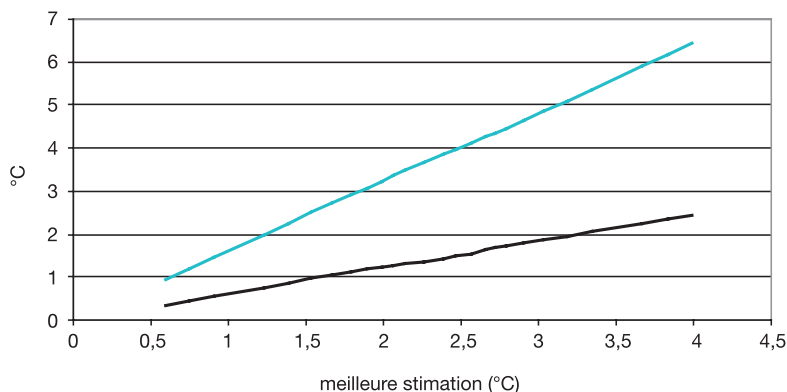
à 1980-1999. La contraction de la calotte glaciaire du Groenland devrait continuer à contribuer à l'élévation du niveau de la mer après 2100<sup>8</sup>.

### 3 Les intervalles de confiance et incertitudes

Tout en soulignant les progrès accomplis entre les troisième et quatrième rapports dans la compréhension des mécanismes complexes intervenant dans le changement climatique, les experts du GIEC signalent les limites de leurs travaux. Ils affichent des « intervalles de confiance » pour leurs estimations et explicitent les points qui ne font pas aujourd'hui l'objet de consensus.

- S'agissant des *intervalles de confiance*, le graphique n° 2, établi sur la base des données du tableau précédent relatif aux projections du réchauffement global moyen en surface, résume la situation. Il indique, par exemple, que pour une trajectoire d'émissions de CO<sub>2</sub> réputée conduire en fin de siècle à un réchauffement moyen de 2°C, il ne serait pas invraisemblable, dans le cadre de notre compréhension actuelle des mécanismes du changement climatique, que le réchauffement moyen soit supérieur à 3°C.

**Graphique n° 2 : Fourchette d'incertitude en fonction de la meilleure estimation**

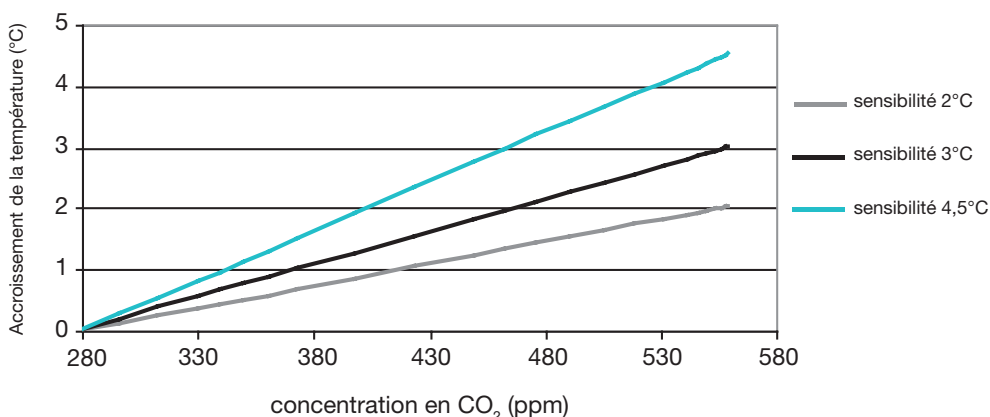


Sources : Rapport GIEC 2007

8 - Les modèles actuels suggèrent une augmentation de la perte de glace avec la température plus rapide que les gains dus aux précipitations ; le bilan en masse en surface deviendrait négatif avec un réchauffement global moyen (relatif aux valeurs préindustrielles) en excès de 1,9 à 4,6°C. Dans le cas où un bilan de masse en surface négatif serait maintenu sur des millénaires, ceci conduirait à une disparition pratiquement complète de la calotte glaciaire du Groenland, avec pour conséquence une contribution d'environ 7 m à l'élévation du niveau de la mer. Les températures futures correspondant au Groenland sont comparables à celles déduites pour la dernière période interglaciaire il y a 125 000 ans, où l'information paléo-climatique suggère des réductions de l'étendue de la glace polaire sur terre et une augmentation du niveau de la mer de l'ordre de 4 à 6 m.

- Un autre exemple instructif est celui de *la sensibilité climatique*. Dans un système climatique réputé stabilisé, le réchauffement moyen par rapport à la situation préindustrielle est fonction de la concentration de l'atmosphère en  $\text{CO}_2$ . Les données affichées par le GIEC sur la sensibilité climatique, en supposant la linéarité de la relation concentration/température – ce qui n'est pas vraiment acquis –, permettent de bâtir le diagramme ci-après. On y voit qu'une concentration de 560 ppm conduirait à un accroissement de température situé dans la fourchette 2°C – 4,5°C alors qu'une concentration de l'ordre de 460 ppm conduirait à un accroissement de température situé dans la fourchette 1,4°C – 3°C. Les fourchettes d'incertitude se recouvrent très largement alors que les scénarios de maîtrise des émissions permettant d'arriver respectivement à ces deux niveaux d'équilibre de la concentration en  $\text{CO}_2$  diffèrent radicalement.

**Graphique n° 3 : Variation de la température moyenne en fonction de la concentration en  $\text{CO}_2$**



Source : Rapport GIEC 2007

Au-delà de ces fourchettes d'incertitude, dont la quantification résulte de la comparaison des résultats de modèles climatiques de plus en plus nombreux et de plus en plus sophistiqués, restent des incertitudes plus fondamentales concernant les effets d'amplification qui, pour reprendre les termes du communiqué GIEC du 23 janvier 2007, « *passé certains seuils de réchauffement, (...), peuvent se mettre en marche et accroître de façon imprévisible la hausse des températures* ».

Parmi ces effets d'application, le GIEC cite :

- « les océans, en se réchauffant sous l'effet de la hausse de température de l'atmosphère émettraient davantage de vapeur d'eau (un gaz à effet de serre) et au lieu de capter le  $\text{CO}_2$  pourraient relâcher du gaz carbonique ;
- les courants profonds de l'Atlantique Nord ont déjà subi des ralentissements. Le Gulf Stream, qui tempère les côtes européennes, pourrait se ralentir, voire s'arrêter ;
- les sols gelés ou enneigés (blancs), qui renvoient les rayons solaires vers l'espace, se transforment en sols dégelés (sombres) qui les absorbent, contribuant au réchauffement. Ils pourraient en outre déstocker du méthane (au pouvoir 56 fois plus réchauffant que le  $\text{CO}_2$ ). La respiration des sols s'en trouverait affectée et ces derniers pourraient se mettre à produire du  $\text{CO}_2$  plutôt que le stocker ».

## ÉVALUATION DES SOUTIENS PUBLICS AUX ÉQUIPEMENTS DESTINÉS À RÉDUIRE LES ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE

**La France** s'est engagée résolument dans la lutte contre le réchauffement climatique et a pris des engagements politiques forts :

- signature du protocole de Kyoto (stabilisation en 2010 des émissions de gaz à effet de serre au niveau de l'année 1990) ;
- loi programme d'orientation de la politique énergétique, dite « loi POPE » (définition d'un objectif de division par quatre des émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2050 par rapport au niveau de 1990) ;
- accord au sein du Conseil de l'Union européenne des 8-9 mars 2007 pour réduire unilatéralement au niveau européen les émissions de 20 % en 2020.

Pour atteindre cet objectif de lutte contre le réchauffement climatique ainsi que pour répondre aux deux autres objectifs stratégiques de sécurité d'approvisionnement et de compétitivité du coût de l'énergie pour l'économie nationale, les développements de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables font partie des objectifs opérationnels définis également :

- dans la loi POPE : porter le rythme annuel de baisse de l'intensité énergétique finale à 2 % dès 2015 et à 2,5 % d'ici à 2030 et satisfaire d'ici à 2010 10 % de nos besoins énergétiques à partir d'énergies renouvelables ;
- par la décision du Conseil européen des 8-9 mars 2007 : objectif européen de 20 % d'efficacité énergétique d'ici à 2020 et 20 % des besoins énergétiques couverts par les énergies renouvelables (efforts à répartir entre les États membres).

La production d'énergie (électricité et chaleur) à partir d'énergies renouvelables et les équipements destinés à économiser l'énergie font, depuis plusieurs années, l'objet de dispositifs de soutien financier aux entreprises et aux particuliers sous la forme de subventions, de réductions fiscales et de tarifs garantis d'achat visant à développer leur pénétration du marché.

Ces dispositifs sont régulièrement étudiés, notamment par l'ADEME, et ajustés dans le cadre des lois de finances et des révisions des tarifs d'achat de l'électricité. Pour autant, aucune étude synthétique d'évaluation transversale de l'efficacité de ces dépenses publiques n'a été véritablement menée.

Pourtant, il paraît indispensable, dans le cadre de la détermination de la politique énergétique et environnementale, de disposer d'éléments de référence pour, d'une part, choisir d'affecter les crédits publics à des filières et des finalités de soutien différenciées (investissement ou production) et d'autre part, contribuer à définir les

modalités des politiques d'aide (aide à l'investissement et/ou aide à la recherche-développement, montant budgétaire des soutiens, durée, outils d'évaluation, etc.).

La présente étude vise à identifier ces éléments de référence. Les travaux s'inscrivent dans le contexte de l'augmentation, vraisemblablement durable, des prix des combustibles fossiles, qui doit entraîner mécaniquement une amélioration de la compétitivité relative de l'énergie produite à partir des énergies renouvelables, en dehors de toute intervention publique.

**La démarche retenue** est la suivante :

- recenser les aides publiques à la production d'électricité, à la production de chaleur et aux économies d'énergie, sous la forme soit de dépense budgétaire, soit de prix garantis d'achat pour l'électricité entre 2000 et 2005 ;
- identifier leur coût annuel jusqu'en 2005 ;
- évaluer l'impact de la dépense publique sur le développement des filières soutenues ;
- rapporter le coût de la dépense publique à la valeur de l'énergie produite et des émissions de gaz à effet de serre évitées ; compte tenu de la priorité donnée à la lutte contre les émissions de gaz à effet de serre, l'indicateur utilisé est la tonne de CO<sub>2</sub> évitée ; ce dernier permet de révéler l'effort financier consenti et son efficacité pour atteindre les engagements internationaux de la France.

**Ce choix conduit à ne pas mesurer les autres externalités positives et négatives attachées aux politiques et aux instruments de soutien financier** (diminution des polluants locaux et des risques environnementaux ou sanitaires, développement de filières économiques, aménagement du territoire, etc.).

En raison du caractère très largement national de la politique énergétique et des instruments développés au service de la politique environnementale, les références et les hypothèses retenues se situent toutes dans le cadre français. Les résultats de l'étude n'ont qu'un caractère indicatif et ne fournissent que des ordres de grandeur.

Plusieurs organismes et institutions ont été sollicités pour la réalisation de cette étude, parmi lesquels l'ADEME, la Direction de la législation fiscale (DLF), la Direction générale de l'énergie et des matières premières (DGEMP), la Direction générale du trésor et de la politique économique (DGTPE), la Commission de régulation de l'électricité (CRE) et la Mission interministérielle biomasse. Un groupe de travail informel, rassemblant des personnalités qualifiées, a également été sollicité.

***Avertissement : ce genre de travail d'expertise est nécessairement fondé sur des conventions, d'une part pour simplifier la formulation quantifiée des hypothèses et des phénomènes, d'autre part pour pouvoir utiliser une démarche homogène mais nécessairement sommaire ou partielle ; un certain nombre d'hypothèses de travail peuvent donc être contestées et il est recommandé de ne s'attacher qu'aux ordres de grandeur fournis et aux échelles de valeur ; les interprétations des résultats doivent donc être accueillies avec une certaine prudence.***

# 1 Production d'électricité à partir d'énergie renouvelable (hors hydroélectricité)

## 1.1 Évolution comparée des productions et des soutiens publics (2000-2006)

### ■ La méthode et les limites

#### La méthode utilisée

- Recensement des aides publiques à l'investissement et aux projets exemplaires sur la période 2000-2005 et de leur coût (parfois estimé). Les aides aux projets de R & D ne sont pas comptabilisées.
- Prise en compte de la contribution au service public de l'électricité (CSPE) en tant que dépense publique destinée à aider la production en garantissant les prix de reprise. La CSPE correspond à l'écart entre le prix de reprise de l'électricité par les opérateurs historiques et le prix de marché de gros. Si l'incitation dépend du tarif d'achat déterminé pour chaque type de production, le soutien augmente ou diminue en fonction du prix de marché de l'électricité.
- Prise en compte, dans la mesure du possible, des données disponibles sur les capacités installées, de façon à améliorer l'interprétation de l'effet des soutiens publics sur le développement des secteurs ; à défaut, les chiffres relatifs à la production sont utilisés, ce qui limite les enseignements sur l'effet des soutiens en 2006, compte tenu du temps nécessaire à l'utilisation à pleine puissance des nouvelles capacités installées.

#### Les limites

- Faute de recensement officiel, la connaissance des aides publiques est imparfaite, notamment les aides attribuées par les collectivités territoriales. Plusieurs conseils régionaux et généraux informent de l'existence d'aides à l'investissement sur leurs sites Internet, mais sans nécessairement préciser les montants<sup>9</sup>. Le ministère de l'Intérieur ne recense pas les aides accordées au titre de la politique d'aménagement du territoire. Compte tenu de la pratique de contractualisation des soutiens dans le cadre des contrats de Plan – devenus récemment contrats de projet – selon laquelle l'État, les collectivités et le FEDER se partagent la charge des financements publics, le volume retenu pour les aides locales et européennes est identique à celui de l'ADEME, lorsque leurs montants globaux sont inconnus.
- Les avantages fiscaux, comme l'amortissement accéléré des investissements de production et l'application du taux réduit de TVA aux équipements, ne sont pas chiffrés, ces avantages n'étant pas spécifiques aux investissements dans ce secteur.
- L'évaluation de l'effet des aides publiques s'étend au-delà des seuls effets sur la puissance installée et la production ; les aides ont par ailleurs d'autres externalités positives ou négatives qui, comme il a été indiqué précédemment, ne sont pas valorisées dans la présente étude.

9 - Par exemple, les régions Languedoc-Roussillon, Limousin, Basse-Normandie... et les départements de la Manche, de la Seine-Maritime...



## ■ Les dispositifs de soutien en vigueur

**Tableau n° 2 : Dispositifs de soutien public en 2006 - Production d'électricité**

Moyen de production	Subventions nationales et locales	Crédit d'impôt	Avantages fiscaux	Tarif d'achat garanti
<b>Métropole</b>				
Éolien terrestre				
Particulier	-	50 %	-	X
Collectif	< 40 %	-	Amort. accéléré	X
Solaire photovoltaïque				
Particulier	-	50 %	-	X
Collectif	< 40 %	-	Amort. accéléré	X
Biogaz				
Particulier	-	50 %	-	X
Collectif	< 40 %	-	Amort. accéléré	X
<b>DOM</b>				
Éolien terrestre				
Particulier	-	50 %	-	X
Collectif	< 50 %	-	Défiscalisation 45 %	X
Solaire photovoltaïque				
Particulier	-	50 %	-	X
Collectif	< 50 % jusqu'en 2007	-	Défiscalisation 45 %	X

Source : commission Énergie

Les types de soutiens publics sont nombreux, associant des subventions et des avantages fiscaux. Ils sont essentiellement destinés à agir sur la demande, en réduisant le temps de retour sur investissement des entreprises et des particuliers.

Les subventions sont attribuées par des organismes comme l'ADEME et par les collectivités territoriales pour des projets d'investissement sélectionnés, notamment pour leur exemplarité. Les dispositifs fiscaux permettent aux acquéreurs de déduire de leur impôt ou de leur base imposable une partie de leur investissement dans des équipements utilisant les énergies renouvelables.

Les outils sont différenciés entre les particuliers et les entreprises, notamment avec la réservation du crédit d'impôt prévu par l'article 200 quater du code général des impôts (CGI) aux particuliers, qui, par son caractère déclaratif et automatique, est plus facile à mobiliser qu'une subvention.

Les filières électriques bénéficient de l'obligation légale d'achat de l'électricité par EDF à un prix garanti : l'éolien, l'hydraulique, le solaire photovoltaïque, les centrales biogaz et biomasse, les usines d'incinération d'ordures ménagères et les installations de

cogénération. Ce sont les consommateurs qui supportent concrètement le coût de la CSPE<sup>10</sup>, cette dernière étant répercutée sur les factures établies par EDF. Les tarifs ont été fixés en 2002 et révisés régulièrement ; la dernière révision date du 10 juillet 2006.

**Tableau n° 3 : Tarifs d'achat de l'électricité au 10 juillet 2006**

Filière	Tarifs
<b>Éolien terrestre</b>	<i>Métropole</i> : 82 €/MWh pendant 10 ans, puis 68 €/MWh pendant 5 ans <i>DOM</i> : 110 €/MWh
<b>Solaire photovoltaïque</b>	<i>Métropole</i> , pour 1 500 h/an : 300 €/MWh + prime à l'intégration de 250 €/MWh = 550 €/MWh <i>Corse et DOM</i> , pour 1 800 h/an : 400 €/MWh + 150 €/MWh = 550 €/MWh Durée : 20 ans
<b>Biogaz</b> (issu de la biomasse et des déchets urbains)	<i>Métropole</i> : 75 à 90 €/MWh selon la puissance installée <i>DOM</i> : 86 à 103 €/MWh + 20 €/MWh pour la méthanisation + 30 €/MWh de prime d'efficacité énergétique Durée : 15 ans
<b>Géothermie</b>	<i>Métropole</i> : 120 €/MWh <i>DOM</i> : 100 €/MWh + 30 €/MWh de prime d'efficacité énergétique Durée des contrats : 15 ans

Source : Commission de régulation de l'énergie (CRE)

En 2006, les tarifs d'achat et les aides à l'investissement (sous forme de crédit d'impôt et de mesures de défiscalisation) coexistent sur le photovoltaïque, en faveur des particuliers sur tout le territoire national et pour les entreprises seulement dans les DOM. De fait, les autres filières électriques bénéficiant d'un tarif de rachat ne concernent pas les particuliers.

On peut s'interroger sur la nécessité de cumuler deux dispositifs de soutien public, alors même que les tarifs d'achat ont été fortement relevés et que leur méthode de calcul est destinée à compenser les surcoûts d'investissement et d'exploitation par rapport au parc de production auquel les installations bénéficiaires de l'obligation d'achat se substituent<sup>11</sup>.

### ■ **Évolution générale des productions et des soutiens publics**

Le tableau n° 4 permet de situer les informations concernant la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables (hors hydroélectricité).

10 - La CSPE finance également le surcoût de production d'électricité, même produite par énergie fossile, pour les sites non raccordés au réseau métropolitain (DOM et Corse) au titre de la continuité territoriale.

11 - Selon l'ADEME, le calcul *a posteriori* fait apparaître des résultats contrastés selon la nature de l'exploitant (individu ou société) et sa localisation.

**Tableau n° 4 : Production d'électricité à partir d'énergies renouvelables (hors hydroélectricité)**

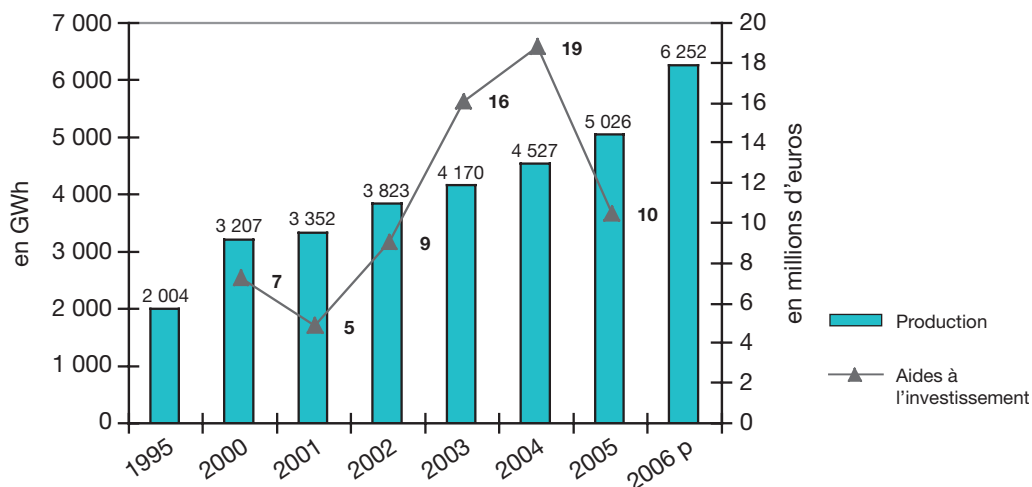
	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006 pr.
<b>Biomasse (bois, résidus de récolte, biogaz)</b>								
<b>Biomasse (en GWh)</b>	1 627	2 063	1 976	2 042	2 138	2 144	2 312	2 399
<i>Évolution</i>		+ 26,8 %	- 4,2 %	+ 3,3 %	+ 4,7 %	+ 0,3 %	+ 7,8 %	+ 3,8 %
<b>CSPE (en M€)</b>				4,1	5,5	4,5	0,2	NC
Pas d'aides à l'investissement identifiées								
<b>Éolien (métropole + DOM)</b>								
<b>Production (en GWh)</b>	5	92	149	299	425	629	990	2 191
<i>Évolution</i>			+ 62 %	+ 101 %	+ 42 %	+ 48 %	+ 57 %	+ 121 %
<b>Puissance installée (en MW)</b>	3	64	90	143	240	382	737	1 632
<i>Évolution</i>			+ 42 %	+ 59 %	+ 68 %	+ 59 %	+ 93 %	+ 121 %
<b>Aides à l'investissement (en M€)</b>			0,86	0,72	1,05	1,05	0	NC
<b>CSPE (en M€)</b>				8,0	15,9	29,9	31,6	NC
<b>Déchets urbains</b>								
<b>Déchets urbains (en GWh)</b>	370	1 021	1 195	1 450	1 565	1 698	1 593	1 530
<i>Évolution</i>			+ 17 %	+ 21 %	+ 8 %	+ 8 %	- 6 %	- 4 %
<b>CSPE (en M€)</b>				35	33,5	44,1	4	NC
Pas d'aides à l'investissement identifiées								
<b>Géothermie*</b>								
<b>Production (en GWh)</b>	0	21	20	17	23	29	95	78
<i>Évolution</i>			- 5 %	- 15 %	+ 35 %	+ 26 %	+ 228 %	- 18 %
<b>Solaire photovoltaïque (métropole + DOM)</b>								
<b>Production (en GWh)</b>	2,6	10,2	12,4	15,2	19,7	27,0	36,0	54
<i>Évolution</i>			+ 22 %	+ 23 %	+ 30 %	+ 37 %	+ 33 %	+ 50 %
<b>Puissance installée (en MW)</b>	2,74	11	13	16	20	27	34	50
<i>Évolution</i>			+ 21 %	+ 22 %	+ 25 %	+ 30 %	+ 26 %	+ 50 %
<b>Aides à l'investissement (en M€)</b>		7,2	4,0	8,4	15,1	17,8	10,5	NC
<b>CSPE (en M€)</b>				0,045	0,060	0,050	0,22	
<b>Total (hors hydroélectricité)</b>								
<b>Production (en GWh)</b>	2 004	3 207	3 352	3 823	4 170	4 527	5 026	6 252
<i>Évolution</i>		+ 60 %	+ 5 %	+ 14 %	+ 9 %	+ 9 %	+ 11 %	+ 24 %
<b>Aides à l'investissement (en M€)</b>		7	5	9	16	19	10	NC
<b>CSPE (en M€)</b>				47	55	79	36	NC

\* Seule la centrale géothermique de Bouillante en Guadeloupe fournit actuellement une production électrique.

Remarque : La production hydroélectrique est estimée à 56 350 GWh pour 2006, soit neuf fois plus que la production de l'ensemble des autres modes de production à partir des EnR.

Sources : Observatoire de l'énergie (DGEMP) pour les chiffres de production ; CRE pour la CSPE

Graphique n° 4 : Électricité à partir d'EnR (hors hydroélectricité)



Source : Observatoire de l'énergie (DGEMP)

La production d'électricité à partir d'énergies renouvelables hors hydroélectricité a triplé depuis 1995 et doublé entre 2000 et 2006. L'accroissement a été particulièrement marqué entre 2005 et 2006 (+ 24 %). Toutefois, avec un total de 6,2 TWh, elle ne représente qu'environ 1 % de la production nationale d'électricité<sup>12</sup>.

En 2006, près de 75 % de la production sont fournis par la biomasse et l'énergie éolienne. L'électricité fournie par les équipements solaires photovoltaïques reste très marginale en 2006 (moins de 1 % du total), en dépit d'une multiplication par cinq de la production depuis 2000.

En pourcentage, les aides à l'investissement ont progressé plus rapidement (passage de 7 à 19 millions d'euros entre 2000 et 2004, soit + 171 %) que la production (+ 95 % entre 2000 et 2006). Le pic des aides à l'investissement est intervenu en 2004, lié notamment à l'accroissement du crédit d'impôt aux particuliers sur les équipements solaires photovoltaïques (passage au taux de 40 %<sup>13</sup>). Le volume des aides a fortement baissé en 2005 avec l'arrêt des subventions à l'éolien en métropole. Depuis lors, la filière du solaire photovoltaïque concentre la totalité des aides à l'investissement (10,5 millions d'euros en 2005, dernière année connue), les investissements des particuliers dans l'éolien étant vraisemblablement marginaux.

La mise en place des prix de reprise garantis à partir de 2002 semble avoir contribué à stimuler la production. En revanche, la progression du volume global de la CSPE

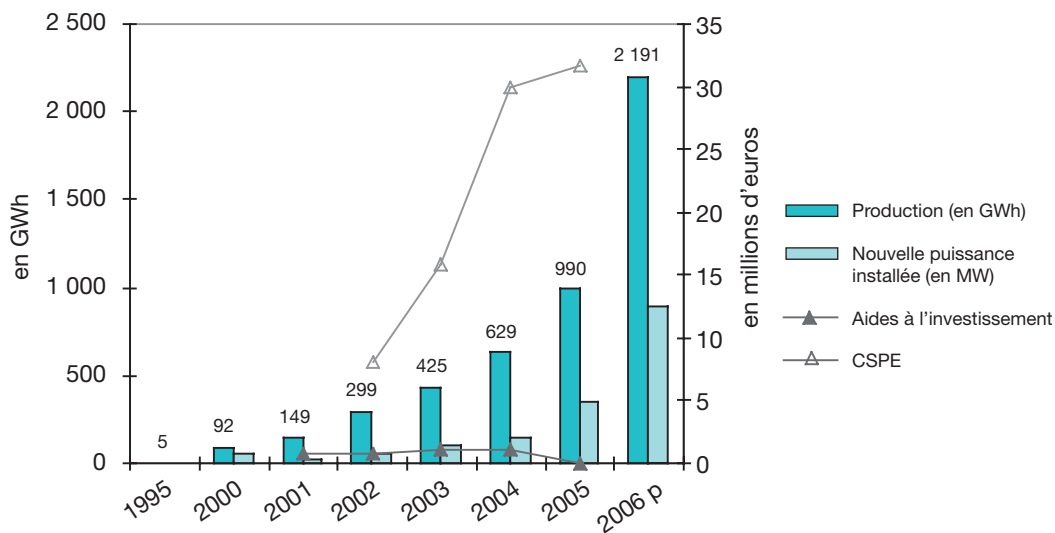
12 - 575 TWh en 2006.

13 - Le taux du crédit d'impôt a été relevé à 50 % en 2006.

en faveur de ces filières (entre 47 et 79 millions d'euros) n'est liée que pour partie à l'évolution de la production. La dépense totale, prise en charge par les consommateurs, dépend pour beaucoup de l'évolution des prix de marché (et des surcoûts d'EDF dans les DOM). Ceux-ci se sont réduits fortement en 2005 sous l'effet de l'augmentation des prix de marché. Le champ ne couvre pas l'année 2006 au cours de laquelle les tarifs d'achat ont été modifiés pour les installations nouvelles.

### ■ Zoom sur la filière éolienne

Graphique n° 5 : Électricité d'origine éolienne (métropole + DOM)



Source : Observatoire de l'énergie (DGEMP)

L'énergie éolienne exploite l'énergie cinétique du vent, convertie en électricité au moyen d'aérogénérateurs.

Parmi les énergies renouvelables, il s'agit de celle qui se développe le plus rapidement en France. En termes de puissance installée, les capacités, très faibles en 1995, sont passées de 64 MW en 2000 à plus de 700 MW en 2005 avant de bondir à 1 600 MW en 2006. La production a, de son côté, été multipliée par 23 depuis 2000.

C'est en 1996 que les pouvoirs publics ont contribué à l'émergence d'une production d'électricité d'origine éolienne en lançant le programme « Éole 2005 » qui visait à doter la France à l'horizon 2005 d'une capacité éolienne comprise entre 250 et 500 MW.

Le programme « Éole 2005 » s'est arrêté en 2000, relayé par la loi de modernisation et de développement du service public de l'électricité du 10 février 2000 qui a fixé un nouveau cadre juridique au développement de l'électricité d'origine renouvelable. Ce dispositif, qui comportait une obligation d'achat pour les installations de moins de 12 MW, a été complété par l'arrêté tarifaire du 8 juin 2001 pour le rachat de l'électricité

éolienne (8,38 c€/kWh pendant cinq ans, puis 3,05 à 8,38 c€/kWh pendant dix ans selon les sites). La loi de programme POPE du 13 juillet 2005 a supprimé le seuil de 12 MW et instauré des zones de développement de l'éolien définies par le préfet. La révision des tarifs prévue par cette loi est intervenue en juillet 2006 pour porter les prix de reprise à 82 € par MWh en métropole pendant dix ans (110 € dans les DOM).

Au 1<sup>er</sup> janvier 2006, 132 fermes éoliennes totalisant une puissance de 737 MW étaient en service, dont 14 dans les DOM pour une puissance de 33 MW.

Les nombreux projets en cours développent des puissances de plus en plus importantes et concernent désormais l'ensemble du territoire français ainsi que l'éolien en mer. L'objectif de développement envisagé dans le cadre de la programmation pluriannuelle des investissements (PPI)<sup>14</sup> prévoyait une augmentation de capacité comprise entre 2 000 et 6 000 MW pour l'énergie éolienne d'ici au 1<sup>er</sup> janvier 2007. Les appels d'offres n'ont pas permis d'atteindre cet objectif.

Les soutiens publics, sous la forme d'aides à l'investissement et d'aides à la production, ont progressé différemment sur la période. L'augmentation des aides à la production, qui ont engendré 31,6 millions d'euros en 2005, est logiquement corrélée à l'évolution de la production d'électricité d'origine éolienne. L'accroissement du coût global de la CSPE s'est fortement ralenti en 2005 avec la réduction de l'écart entre le tarif d'achat garanti et le prix de marché.

Le montant des aides à l'investissement est resté faible, aux alentours de 1 million d'euros jusqu'en 2004, avant de devenir quasi nul en 2005. La croissance des capacités installées, de plus en plus rapide entre 2000 et 2006, est faiblement imputable aux aides à l'investissement qui ont, dans la période, stagné avant de disparaître. Les capacités sont notamment passées de moins de 400 MW à plus de 1 600 MW entre 2004 et 2006 sans aides à l'investissement. Seuls les tarifs de reprise à prix garantis, toujours en vigueur, ont pu alors avoir un effet incitatif sur les investisseurs (en 2006, l'électricité d'origine éolienne a représenté 9 % de l'électricité achetée par EDF au titre de l'obligation d'achat)<sup>15</sup>.

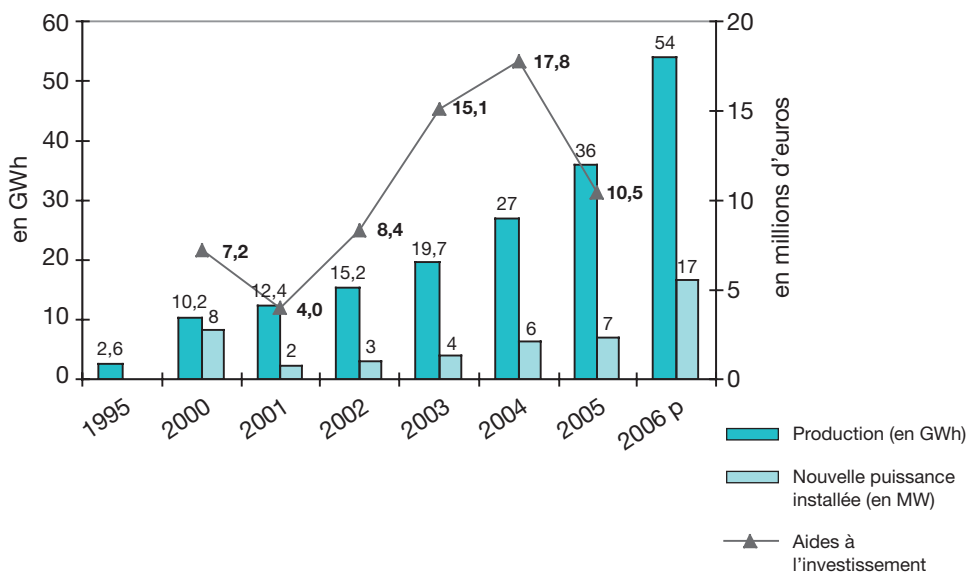
La croissance de la puissance installée garantit la poursuite de l'augmentation de la production.

14 - Cf. arrêté du 7 mars 2003.

15 - Source : DGEMP.

## ■ Zoom sur le solaire photovoltaïque

Graphique n° 6 : Électricité à partir de solaire photovoltaïque (métropole et DOM)



N. B. : le montant de la CSPE, quasi nul, n'est pas représenté sur le graphique.

Source : Observatoire de l'énergie (DGEMP)

La conversion directe du rayonnement solaire en production électrique est réalisée grâce à des capteurs photovoltaïques qui transforment l'énergie des photons de la lumière en un courant électrique continu recueilli dans le matériau semi-conducteur exposé au rayonnement solaire. Ces installations solaires réservées principalement, durant la décennie 1990, à l'alimentation électrique de sites isolés (relais téléphoniques, balises, refuges...) sont depuis les années 2000 fréquemment raccordées au réseau et bénéficient de l'obligation d'achat de l'électricité à des tarifs garantis (pendant vingt ans : 15,25 c€/kWh en France continentale et 30,5 c€/kWh en Corse et DOM selon l'arrêté du 13 mars 2003).

La capacité installée et la production du parc solaire photovoltaïque croissent régulièrement depuis 2000, mais la contribution de ce secteur à la production totale d'électricité reste très faible en 2005 (1 % de l'électricité à partir des énergies renouvelables hors hydroélectricité).

Jusqu'en 2005, le rythme d'évolution des aides à l'investissement (de 4 à près de 18 millions d'euros puis 10 millions) est supérieur à celui de la capacité installée (de 11 à 34 MW) ; les aides (subventions de l'ADEME et des collectivités territoriales, crédit d'impôt) n'ont pas eu un effet de levier significatif sur le décollage de l'investissement jusqu'alors<sup>16</sup>. Elles coexistaient à cette époque avec l'obligation d'achat, en vigueur depuis 2003.

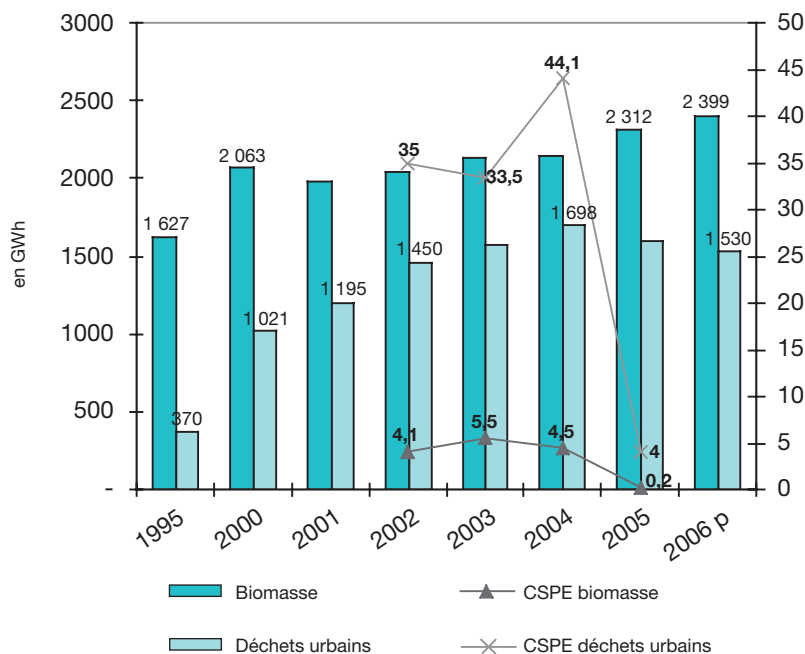
16 - Selon l'ADEME, le développement a été bridé par le niveau insuffisant des aides et des tarifs de rachat trop faibles.

Le renforcement du crédit d'impôt en 2006, combiné au tarif d'achat garanti, peut expliquer l'accélération de l'investissement (+ 50 %), qui a permis d'atteindre l'objectif minimum de développement indiqué dans le cadre de la programmation pluriannuelle des investissements (PPI) de 50 MW de capacités installées pour le 1<sup>er</sup> janvier 2007.

Les tarifs d'achat de l'électricité ont été fortement relevés en juillet 2006 et le crédit d'impôt a été maintenu en 2007.

■ **Deux filières bénéficient essentiellement de tarifs de reprise : la biomasse et les déchets urbains**

Graphique n° 7 : Production d'électricité à partir de biomasse et de déchets urbains



Source : Observatoire de l'énergie (DGEMP)

En 2006, la biomasse et les déchets urbains représentent près de 40 % de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables hors hydroélectricité.

La biomasse recouvre la production d'électricité à partir de bois-énergie (notamment à partir de la liqueur noire, résidus ligneux du bois utilisé pour les fabrications de pâtes à papier), de biogaz et de résidus de récolte. Le biogaz valorisé sous forme d'électricité provient principalement des centres de stockage de déchets<sup>17</sup>.

17 - En 2005, le parc se compose de 26 unités de valorisation de biogaz de décharge, dont 19 produisent uniquement de l'électricité pour une puissance installée supérieure à 60 MW. Dans les DOM, la valorisation



*A priori*, ces deux filières ne bénéficient pas d'aides à l'investissement. Une obligation d'achat de l'électricité à un tarif garanti existe depuis 2001 ou 2002 :

- déchets ménagers (sauf biogaz) : pendant quinze ans, 4,5 à 5 c€/kWh + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 0,3 c€/kWh (arrêté du 2 octobre 2001) ;
- biogaz de décharge : pendant quinze ans, 4,50 à 5,72 c€/kWh selon la puissance + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 0,3 c€/kWh (arrêté du 3 octobre 2001) ;
- méthanisation : pendant quinze ans, 4,6 c€/kWh + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 1,2 c€/kWh (arrêté du 16 avril 2002) ;
- biomasse : pendant quinze ans, 4,9 c€/kWh + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 1,2 c€/kWh (arrêté du 16 avril 2002).

L'électricité produite à partir de la biomasse connaît depuis 2000 une faible progression en dépit de l'existence de tarifs d'achat garantis<sup>18</sup>.

Les unités d'incinération des ordures ménagères (UIOM), qui produisent soit de la chaleur seule, soit de l'électricité seule, soit de plus en plus souvent de l'électricité et de la chaleur en *cogénération*, ont eu tendance au cours des dernières années à privilégier la production d'électricité rachetée par EDF au détriment de la valorisation de la chaleur<sup>19</sup>. La production d'électricité résultant de la combustion des déchets urbains renouvelables a enregistré une forte croissance entre 1995 et 2004. Elle a régressé depuis malgré l'existence de l'obligation d'achat.

Les tarifs d'achat de l'électricité ont été augmentés en juillet 2006 (voir *supra* tableau n° 3).

## 1.2 L'efficacité des soutiens publics en 2006 : dépense publique rapportée à la production et aux émissions de CO<sub>2</sub> évitées

Pour 2006, les volumes des aides à l'investissement et à la production ne sont pas connus. Il est néanmoins possible de déterminer l'efficacité de la dépense publique, pour chaque filière, à partir des montants potentiels de soutien public pour un investissement standard et de calculer la dépense publique par MWh et par tonne de CO<sub>2</sub> évitée sur la durée de vie des équipements.

électrique de la bagasse repose sur deux centrales mixtes bagasse/charbon sur l'île de la Réunion et sur une centrale en Guadeloupe mise en service en 1999.

18 - Trop peu incitatifs selon l'ADEME, ce qui l'a conduit à laisser la possibilité de subventionner les installations au prorata de la chaleur valorisée.

19 - Peut-être faut-il y voir aussi un effet du tri sélectif, selon la FG3E (Fédération française des entreprises gestionnaires de services aux équipements, à l'énergie et à l'environnement).

■ **La méthode**

• **Les hypothèses retenues**

**Tableau n° 5 : Hypothèses pour la production d'électricité**

Hypothèses		
Émissions de CO <sub>2</sub> (t/MWh) du parc installé	Base	0,05
	Mix	0,07
	Mix marginal	0,5
	Cycle combiné gaz	0,4
	Charbon	1
	Turbines à combustion gaz	0,8
	Turbines à combustion fioul	1
Émissions indirectes de CO <sub>2</sub> (t/MWh) (Source : université de Louvain)	Éolien terrestre	0,008
	Photovoltaïque	0,1
	Biogaz	0,012
Durée (en années)	Durée de vie	25
	Durée des contrats	15
Prix de marché de l'électricité (€)	55 (stable sur la durée des contrats)	

Sources : EDF, ADEME, université de Louvain

Les informations sur le contenu en CO<sub>2</sub> de la production électrique (par usage) proviennent des travaux conjoints d'EDF et de l'ADEME<sup>20</sup>, et des indications fournies par les constructeurs d'équipement et par les producteurs industriels de chaleur.

Selon la DGEMP, la production totale de 2006 s'est répartie entre 78,5 % d'origine nucléaire, 10,5 % d'origine thermique, 11 % d'hydroélectricité et 1 % d'EnR<sup>21</sup>. Le contenu en CO<sub>2</sub> de l'électricité issue du mix énergétique est ainsi, selon la DGEMP, d'environ 0,07 tonne de CO<sub>2</sub> par MWh.

Cependant, faute de renseignements précis sur la répartition des productions (nucléaire ou centrale thermique) selon les périodes de l'année, selon les usages et selon les années à venir, deux autres hypothèses ont été également retenues : pour l'une, le contenu moyen en CO<sub>2</sub> pour l'électricité-réseau est équivalent à la valeur moyenne relative à l'électricité utilisée pour le chauffage électrique en base, semi-base et pointe (0,5 selon les travaux de la FG3E) (hypothèse dite du « mix marginal ») ; pour l'autre, le contenu moyen en CO<sub>2</sub> correspond aux émissions d'une centrale à charbon. Dans les départements d'outre-mer, la production d'électricité est, pour l'essentiel, assurée par des hydrocarbures utilisés dans des centrales à rendement médiocre ; elle doit être assimilée, dans ce qui suit, à la référence charbon.

20 - Cf. *Profil environnemental du kWh EDF*, 2006.

21 - Cf. *Bilan énergétique pour la France en 2006*, DGEMP.

Les valeurs retenues correspondent aux performances du parc existant. Il n'est pas tenu compte des évolutions technologiques destinées à accroître le rendement des turbines et à réduire les émissions de CO<sub>2</sub> de la production électrique.

La production électrique en base correspond à 8 600 heures de production électrique annuelle continue. Elle est assurée en premier lieu par le parc nucléaire. La production en semi-base (production la moitié de l'année, surtout en hiver) est assurée essentiellement par des moyens thermiques de production plus flexibles comme les installations de cogénération et les centrales au gaz. La production en pointe vise à répondre à la demande supplémentaire (charge électrique maximale). Elle est assurée par des moyens de production thermiques et par les installations hydrauliques.

**Tableau n° 6 : Hypothèses de coûts et de puissance des équipements**

Production d'électricité	Fonctionnement (h/an)	Investissement (€/kW HT)
<b>Éolien terrestre</b>		
Métropole		
Investissement collectif *	2 200	1 200
Investissement particulier **	2 200	2 400
DOM		
Investissement collectif ***	2 400	2 000
Investissement particulier **	2 400	2 400
<b>Solaire photovoltaïque</b>		
Métropole		
Investissement collectif (200 kW +) *	1 100	4 500
Investissement particulier (2 kW) *	1 100	7 200
DOM		
Investissement collectif (200 kW) *	1 400	5 500
Investissement particulier (2 kW) *	1 400	8 000
<b>Biogaz</b>		
Installation industrielle *	8 760	193

\* Source : ADEME

\*\* Source : France Éoliennes / kit vent libre 2 000 W

\*\*\* Source : DGEMP - Vergnet

Les coûts d'investissement ne comprennent pas les coûts de raccordement et d'utilisation du réseau de transport et de distribution.

Les investissements ne sont pas actualisés, étant supposés réalisés la même année que la perception des aides à l'investissement.

Les aides à la production, versées annuellement, sont actualisées au taux de 4 % sur la durée des contrats.

Les calculs ne prennent pas en compte l'avantage fiscal issu de l'usage de l'amortissement accéléré des investissements professionnels dans certaines filières, compte tenu du fait que ce mécanisme comptable n'est pas propre à ces secteurs<sup>22</sup>.

22 - Par exemple, un calcul sur l'éolien terrestre renchérit le montant des aides de 18 €/MWh et de 70 €/t de CO<sub>2</sub> sur la durée de vie des équipements.

Les gains en CO<sub>2</sub> liés à la production à partir d'énergies renouvelables sont minorés des émissions de CO<sub>2</sub> engendrées par la construction des équipements. Ces émissions indirectes sont intégrées dans le calcul des émissions à partir d'énergie fossile.

Les autres gains en termes de non-émission de substances polluantes, comme le SO<sub>2</sub>, le NO<sub>x</sub> et les particules, ne sont pas chiffrés.

- **Le détail du mode de calcul**

- Prise en compte du coût d'investissement moyen en 2006 dans un équipement et du rendement annuel associé.
- Calcul de la production et des tonnes de CO<sub>2</sub> évitées sur la durée de vie ; correction par les émissions indirectes de CO<sub>2</sub>.  
Ces éléments permettent de déterminer le coût d'investissement par MWh et par tonne de CO<sub>2</sub> évités sur la durée de vie des équipements, dans trois hypothèses de substitution : production électrique issue du mix énergétique – tel que calculé par la DGEMP sur la répartition moyenne des productions pour 2006 (hypothèse du mix) –, production issue des équipements utilisés en base et marginalement hors base (hypothèse du mix marginal), électricité produite par une centrale à charbon (hypothèse dite « électricité charbon »).
- Prise en compte des aides à l'investissement et à la production prévues par la réglementation en 2006.
- Calcul du montant d'aide par équipement et de l'aide à la production par rapport à l'hypothèse de prix de marché retenu.

**Exemple : éolien terrestre en métropole**  
(hypothèse de substitution au mix marginal)

**Investissement** : 1,2 M€ pour 1 MW installé.

Hypothèse de fonctionnement : 2 200 h/an pendant 25 ans.

**CO<sub>2</sub> évité** selon l'hypothèse de substitution :

$(2,2 \text{ MWh} \times 0,5 \text{ t de CO}_2 \text{ évitée / MWh} \times 25 \text{ ans}) - (2,2 \times 0,008 \times 25 \text{ ans}) = 27,1 \text{ t de CO}_2 \text{ évitées sur la durée de vie (DDV)}$ .

**Aide publique en euros par MWh évité** :

Aide à l'investissement de 30 % = 360 €/KW installé.

Aide par MWh évité sur DDV = 360 € / 2,2 MWh / 25 ans = 6,5 €/MWh évité.

Aide par tonne de CO<sub>2</sub> évitée sur DDV = 360 € / 27,1 t de CO<sub>2</sub> = 13,3 €/t de CO<sub>2</sub> évitée.

Aide à la production = tarif d'achat – prix de marché sur la durée du contrat = 12,1 €/MWh sur 15 ans soit 7,3 €/MWh sur 25 ans = 7,3 / (0,5 – 0,008) = 14,8 €/t de CO<sub>2</sub> évitée dans l'hypothèse de substitution.

**Addition des deux montants d'aide pour un total de 28,1 €/t de CO<sub>2</sub> évitée.**

- **Dépense par MWh et par tonne de CO<sub>2</sub> évités : les résultats par filière**

Les résultats des calculs dépendent fortement des coûts d'investissement – qui peuvent varier selon les sources – et des rendements retenus – normés dans les

fiches CEE (certificats d'économie d'énergie) conçues par l'ADEME et la DGEMP. En conséquence, les résultats doivent être considérés avant tout comme des ordres de grandeur.

- Équipements collectifs

**Tableau n° 7 : Production d'électricité - Euros investis par MWh et par tonne de CO<sub>2</sub> évités**

Équipements	€/MWh évité sur DDV	€/t CO <sub>2</sub> évitée sur DDV Hypothèses de substitution			
		Base	Mix	Mix marginal	Charbon
Installation industrielle au biogaz	0,9	23	3	2	1
Éolien terrestre collectif métropole	22	519	352	44	22
Éolien terrestre collectif DOM	33	-	-	-	34
Solaire photovoltaïque collectif DOM	157	-	-	-	175
Solaire photovoltaïque collectif métropole	164	- 3 273	- 5 455	409	182

Source : commission Énergie

Les références de coût d'investissement et de rendement utilisées montrent que le meilleur rapport investissement/production est fourni par les installations fonctionnant au biogaz. Le coût par MWh pour les éoliennes s'avère environ la moitié du prix de marché du MWh (50 à 60 €).

Dans les hypothèses de substitution des équipements solaires photovoltaïques à l'électricité produite en base ou par le mix énergétique, la valeur négative des ratios signifie que les émissions indirectes de CO<sub>2</sub> engendrées par la fabrication des panneaux photovoltaïques ne sont jamais annulées par les émissions de CO<sub>2</sub> évitées lors du fonctionnement des installations sur toute leur durée de vie.

**Tableau n° 8 : Dépense publique par MWh et tonne de CO<sub>2</sub> évités (situation réglementaire 2006)**

Équipements	€ publics/MWh évité			€ publics/t CO <sub>2</sub> évitée Hypothèses de substitution			
	Aides invest.	Aides production	Total	Base	Mix	Mix marginal	Charbon
Éolien terrestre collectif métropole	7	7	14	329	223	28	14
Installation industrielle au biogaz	0,4	17	17	407	289	35	17
Éolien terrestre collectif DOM	13	52	65	-	-	-	66
Solaire photovoltaïque collectif métropole	33	196	229	- 4 580	- 7 633	573	254
Solaire photovoltaïque collectif DOM	63	225	287	-	-	-	319

Source : commission Énergie

La dépense publique est fortement augmentée par les aides à la production versées chaque année. En conséquence, les aides totales, rapportées à la production évitée

et au CO<sub>2</sub> évité, sont plus élevées pour les équipements de production d'électricité que pour ceux de production de chaleur (cf. *infra*), en dépit de meilleurs rendements. Ces valeurs très élevées ne sont pas propres aux seules filières de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables. Un rapport consacré à la cogénération<sup>23</sup> conclut à un niveau de dépense publique par tonne de CO<sub>2</sub> évitée de l'ordre de 500 €. Ce chiffre est contesté par les industriels.

Les montants du soutien public varient de 14 €/MWh évité pour l'éolien terrestre en métropole à 287 € pour le solaire photovoltaïque. La somme des soutiens publics mobilisés n'est conforme aux valeurs de marché du MWh (50 à 60 €) que pour l'éolien terrestre en métropole et pour les installations industrielles au biogaz.

Le coût public des tonnes de CO<sub>2</sub> évitées est très supérieur au prix de marché du CO<sub>2</sub> (20 € environ en 2006) ou aux hypothèses de prix régulièrement évoquées (50 € ou 100 € par tonne), dans tous les cas de figure où il est considéré que la production se substitue à la production en base ou au mix. La dépense publique paraît plus acceptable (inférieure à 70 €/tonne de CO<sub>2</sub> évitée) pour les éoliennes et les installations industrielles au biogaz si leur production se substituait à celle d'une centrale à charbon : c'est le cas en France métropolitaine durant certaines périodes de l'année (surtout pendant les épisodes de chauffage intensif) et dans les territoires d'outre-mer ; c'est le cas bien davantage dans les pays où l'éolien s'est le plus développé : Danemark, Allemagne et Espagne.

Le coût rapporté à la tonne de CO<sub>2</sub> pour le solaire photovoltaïque reste enfin très élevé dans tous les cas ; même dans l'hypothèse de substitution la plus favorable (électricité charbon), il est de l'ordre de 250 €/tonne de CO<sub>2</sub> évitée. Ce coût est très nettement influencé par les tarifs d'achat qui ont été fortement relevés en juillet 2006.

- Investissements des particuliers

**Tableau n° 9 : Production d'électricité - Euros investis par MWh et par tonne de CO<sub>2</sub> évités**

Équipements	€/ MWh évité sur DDV	€/ t CO <sub>2</sub> évitée sur DDV Hypothèses de substitution			
		Base	Mix	Mix marginal	Charbon
Éolien terrestre particulier DOM	40	-	-	-	41
Éolien terrestre particulier métropole	44	1 044	707	89	44
Solaire photovoltaïque particulier DOM	229	-	-	-	254
Solaire photovoltaïque particulier métropole	262	- 5 236	- 8 727	655	291

Source : commission Énergie

23 - Cf. le rapport conjoint de l'Inspection générale des finances et du Conseil général des Mines, *Les installations de cogénération sous obligation d'achat*, janvier 2007.

La dépense d'investissement nécessaire pour produire de l'électricité à partir d'éoliennes domestiques s'avère inférieure au prix de marché de l'électricité délivrée aux particuliers (de l'ordre de 120 €/MWh en 2006). Cependant, le coût d'investissement pris en compte ne comprend pas les dépenses d'accès au réseau de distribution qui peuvent atteindre 40 % du coût de l'énergie finale.

La dépense d'investissement s'avère, en revanche, très supérieure (plus de 200 €/MWh) pour les équipements solaires photovoltaïques dont les rendements énergétiques paraissent insuffisants pour rentabiliser les seuls coûts d'investissement initiaux.

**Tableau n° 10 : Dépense publique par MWh et par tonne de CO<sub>2</sub> évités (situation réglementaire 2006)**

Équipements	€ publics/MWh évité			€ publics/t CO <sub>2</sub> évitée Hypothèses de substitution			
	Aides invest.	Aides production	Total	Base	Mix	Mix marginal	Charbon
Éolien terrestre particulier métropole	22	7	29	695	471	59	29
Éolien terrestre particulier DOM	20	52	72	-	1 160	146	72
Solaire photovoltaïque particulier DOM	114	225	339	-	- 11 294	847	376
Solaire photovoltaïque particulier métropole	131	196	327	- 6 544	- 10 906	818	364

Source : commission Énergie

Les rendements des moyens de production décentralisés individuels sont moins élevés que ceux des installations collectives. Cette situation, associée à des aides importantes, notamment avec l'accroissement du crédit d'impôt sur le revenu depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2006, fait que les soutiens publics mobilisés en faveur de ces investissements sont plus coûteux par MWh et par tonne de CO<sub>2</sub> évités.

La dépense publique par tonne de CO<sub>2</sub> évitée est acceptable pour l'éolien en cas de substitution au charbon (70 € au plus) mais ce type d'investissement par des particuliers est très marginal. En revanche, les résultats sont très élevés pour le solaire photovoltaïque, même dans l'hypothèse de substitution à des moyens thermiques de pointe avec un coût de la tonne de CO<sub>2</sub> supérieur à 350 €.

## 2 Production de chaleur

### 2.1 Évolution comparée des productions et des soutiens publics

#### ■ *La méthode et les limites*

##### La méthode

- Recensement des aides à l'investissement et aux projets exemplaires sur la période 2000-2005 et de leur coût (parfois estimé). Les aides aux projets de R & D ne sont pas comptabilisées.
- Prise en compte dans la mesure du possible des données disponibles sur les capacités installées, de façon à améliorer l'interprétation de l'effet des soutiens publics sur le développement des secteurs ; à défaut, les chiffres relatifs à la production sont utilisés, ce qui limite les enseignements sur l'effet des soutiens en 2005, compte tenu du temps nécessaire à l'utilisation à pleine puissance des nouvelles capacités installées.

##### Les limites

La connaissance des aides publiques est imparfaite, notamment les aides attribuées par les collectivités territoriales.

Les avantages fiscaux, comme l'amortissement accéléré et l'application du taux réduit de TVA, ne sont pas chiffrés ; ils ne sont cependant pas spécifiques aux investissements dans ce secteur.

L'évaluation des aides publiques s'étend au-delà du seul impact sur la puissance installée et la production ; les aides ont par ailleurs d'autres externalités positives ou négatives qui ne sont pas valorisées dans la présente étude.

#### ■ *Les dispositifs de soutien en vigueur*

Les équipements de production de chaleur recensés dans le tableau n° 11 peuvent bénéficier d'une aide publique, sous la forme de subvention et/ou d'avantage fiscal.

Les subventions à l'investissement sont accordées par des organismes comme l'ADEME et par les collectivités territoriales. Leur montant total ne peut excéder le plafond de 50 % du montant investi, conformément aux engagements pris par les autorités françaises vis-à-vis de la Commission européenne dans le cadre du contrôle des aides d'État aux investissements dans le domaine environnemental.

Le taux du crédit d'impôt sur le revenu prévu par l'article 200 quater du CGI, seulement accessible aux particuliers, a été relevé en 2006.



**Tableau n° 11 : Aides publiques à l'investissement dans la production de chaleur à partir d'énergies renouvelables et de pompes à chaleur**

2006	Subventions	Crédit d'impôt	TVA taux réduit (sur travaux)	Avantages fiscaux
<b>Solaire thermique (métropole)</b>				
Chauffe-eau solaire individuel (CESI)	Collectivités : 10 %	50 %	5,5 %	-
Chauffe-eau solaire collectif	< 40 %	-	-	Amort. accéléré
<b>Solaire thermique (métropole)</b>				
Système solaire combiné (SSC)	Collectivités : 10 %	50 %	-	-
SSC collectif	< 40 %	-	-	Amort. accéléré
<b>Pompes à chaleur (particuliers)</b>	-	50 %	-	-
<b>Appareils indépendants à bois (particuliers)</b>	-	50 %	-	-
<b>Autres appareils à bois (particuliers)</b>	-	50 %	5,5 %	-
<b>Chaufferies biomasse collectives</b>	< 40 %	-	5,5 %	Amort. accéléré

Sources : Direction de la législation fiscale, commission Énergie

■ **Le bois constitue la source de loin la plus importante pour la production de chaleur ; sa consommation diminue en dépit des aides**

**Tableau n° 12 : Production relative à la filière bois-énergie**

	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006 p
<b>Bois-énergie</b>								
<b>Production</b> (en Ktep)	9 656	9 154	9 344	8 564	8 884	8 875	8 874	8 670
<i>Évolution de la production</i>		- 5,2 %	+ 2,1 %	- 8,3 %	+ 3,7 %	- 0,1 %	0 %	- 2,3 %
<b>Aides à l'investissement</b> (en M€)		21	37	62	56	68	118,5	NC

Remarque : les chiffres relatifs à la filière bois-énergie incluent les équipements individuels, industriels et collectifs. Ils ne sont pas corrigés du climat.

Sources : Observatoire de l'énergie (DGEMP), ADEME, DLF

Les aides sont destinées à développer l'usage d'équipements à rendement élevé ; s'ils remplacent des équipements anciens, la consommation de bois diminue. Les éléments disponibles ne permettent pas de dire si c'est la seule raison de la diminution de la consommation de bois à usage thermique. Il faut, en outre, noter que ces statistiques sur la consommation de bois sont particulièrement incertaines<sup>24</sup>.

24 - L'Observatoire de l'énergie indique qu'il n'existe pas de statistiques régulières et exhaustives sur la production ou la vente de bois de chauffage. Les données présentées proviennent des études du CEREN, complétées par des données de l'ADEME relatives aux chaufferies collectives et industrielles installées depuis 1994

■ **La production de chaleur à partir des pompes à chaleur et des énergies renouvelables autres que le bois progresse, principalement grâce au développement des pompes à chaleur et du solaire thermique**

**Tableau n° 13 : Production par filière (hors bois-énergie)**

	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006 p
<b>Pompes à chaleur</b>								
<b>Production</b> (en Ktep)	272	213	231	272	291	316	361	437
<i>Évolution de la production</i>			8,4 %	17,5 %	7,1 %	8,8 %	14,3 %	20,9 %
<b>Aides à l'investissement</b> (en M€)			15,8	13,4	19,4	19,4	89,3	NC
<b>Déchets urbains renouvelables</b>								
<b>Production</b> (en Ktep)	297	327	352	389	378	358	339	322
<i>Évolution de la production</i>		10,1 %	7,7 %	10,7 %	-3,0 %	-5,2 %	-5,4 %	-5,0 %
Pas d'aides à l'investissement identifiées								
<b>Géothermie</b>								
<b>Production</b> (en Ktep)	132	126	128	128	129	130	130	130
<i>Évolution de la production</i>			1,6 %	0 %	0,8 %	0,8 %	0 %	0 %
<b>Aides à l'investissement</b> (en M€)		2,5	7,3	2,7	4,1	4,2	4,6	NC
<b>Biogaz</b>								
<b>Production</b>	48	56	55	58	56	55	53	53
<i>Évolution de la production</i>			-1 %	4 %	-3 %	0 %	-4 %	0 %
<b>Aides à l'investissement</b> (en M€)		0,2	1,25	1,11	1,43	1,43	5,4	NC
<b>Solaire thermique (métropole + DOM)</b>								
<b>Production</b> (en Ktep)	22	23	23	25	29	32	38	46
<i>Évolution de la production</i>		4 %	2 %	9 %	13 %	12 %	19 %	21 %
<b>Surface installée</b> (en milliers de m <sup>2</sup> )	622	626	629	660	716	790	934	1 131
<i>Évolution de la surface installée</i>		1 %	0 %	5 %	8 %	10 %	18 %	21 %
<b>Aides à l'investissement</b> (en M€)		5,9	11,6	29,9	31,2	28,1	33,9	NC
<b>Production totale de chaleur</b>								
<b>Production</b> (en Ktep)	771	745	789	872	882	892	921	988
<i>Évolution de la production</i>		-3,4 %	5,9 %	10,5 %	1,1 %	1,1 %	3,3 %	7,3 %
<b>Aides à l'investissement</b> (en M€)		8	36	47	56	53	134	NC

Sources : DGEMP (Observatoire de l'énergie) et Observ'ER pour la production. DGI et ADEME pour les aides à l'investissement

dans le cadre des programmes bois-énergie. Concernant le bois de chauffage des ménages, l'enquête logement de l'INSEE fournit tous les quatre ou cinq ans un recensement du parc des appareils de chauffage au bois et les consommations afférentes. Les consommations annuelles (achetées, autoconsommées ou obtenues auprès de particuliers) présentées ici, calées sur les résultats des enquêtes logement, sont établies à partir des panels sur la consommation d'énergie des secteurs résidentiel et tertiaire du CEREN. Les consommations de bois-énergie dans l'industrie reposent sur les enquêtes EMIE (Enquêtes sur le marché industriel de l'énergie) réalisées par le CEREN dans les trois secteurs qui concentrent l'essentiel de la consommation de bois : l'industrie papetière, les industries de la transformation du bois et des scieries ainsi que les industries agroalimentaires.

Par convention, on estime que :

- la production est totalement consommée dans l'année (c'est-à-dire que les variations de stocks et le solde import-export sont négligeables),
- la production correspond à la quantité de bois consommée à climat réel, multipliée par un PCI moyen (1 tonne de bois = 0,257 tep).

S'agissant des aides à l'investissement, leur volume total a presque décuplé depuis 2000 pour atteindre le total de 252 millions d'euros en 2005 sous l'effet notamment de la mise en œuvre et de l'augmentation du crédit d'impôt sur les équipements en faveur des particuliers. Pour mémoire, le montant identifié des aides à l'investissement pour la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables était, la même année, de l'ordre de 10 millions d'euros.

En 2005, le secteur du bois-énergie est le principal bénéficiaire des aides à l'investissement (118 M€) devant les pompes à chaleur (90 M€) et le solaire thermique (34 M€).

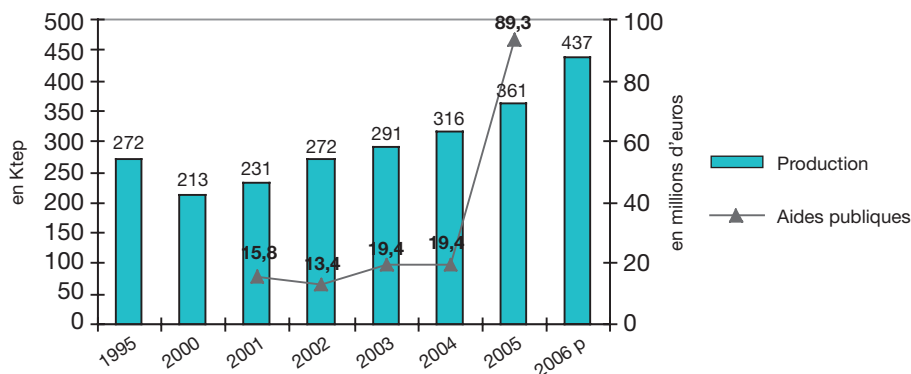
Seuls les investissements pour produire de la chaleur à partir de déchets urbains renouvelables<sup>25</sup> et de résidus de récolte ne sont pas subventionnés. Dans le premier cas, la production a décliné depuis 2000, concurrencée par l'utilisation des installations pour produire de l'électricité bénéficiaire de l'obligation d'achat et par les contraintes réglementaires qui éloignent les centres de production des villes consommatrices de chaleur.

### ■ Les filières aidées dont la production et la capacité installée augmentent : pompes à chaleur et solaire thermique

#### • Les pompes à chaleur

Les pompes à chaleur (PAC) sont des appareils qui captent l'énergie thermique disponible dans un environnement extérieur (chaleur du sol ou nappes d'eaux souterraines, air extérieur) pour la restituer sous la forme de chaleur à l'intérieur d'un bâtiment. Elles permettent d'élever la température d'un fluide caloporteur par l'intermédiaire d'un compresseur. Les pompes à chaleur dites réversibles permettent une double restitution, de chaleur en hiver et de froid en été. Les chiffres présentés concernent les pompes à chaleur ayant une vocation principale de chauffage : PAC géothermiques (sol/sol, sol/eau, eau/eau) ou PAC air/eau ; ils correspondent à la chaleur restituée par les PAC, sans en soustraire la consommation électrique intermédiaire.

Graphique n° 8 : Pompes à chaleur



Sources : DGEMP (Observatoire de l'énergie) et Observ'ER pour la production. DGI et ADEME pour les aides publiques

25 - Ils comprennent les déchets ménagers et assimilés (déchets du secteur tertiaire) qui sont incinérés dans des installations spécifiques dénommées « unités d'incinération des ordures ménagères » (UIOM). Seuls 50 % de ces déchets sont à ce jour considérés comme renouvelables. Ne sont pas pris en compte les déchets industriels tels que pneus, solvants, farines animales, le plus souvent utilisés comme combustible par les cimentiers.

La première phase de développement des pompes à chaleur installées dans le secteur résidentiel a eu lieu dès le premier choc pétrolier, mais elle est mort-née du fait de la politique de développement du chauffage électrique menée par EDF. Le marché a été relancé en 1997 par EDF avec la mise en œuvre d'un programme de développement des pompes à chaleur dans le cadre de son offre commerciale « Vivrélec ». Cette offre et la mise sur le marché des pompes à chaleur réversibles ont fortement contribué à diffuser cette technologie qui connaît depuis cinq ans un essor important, notamment dans les constructions tertiaires et résidentielles neuves (25 200 nouvelles pompes à chaleur en 2005 et doublement en quatre ans).

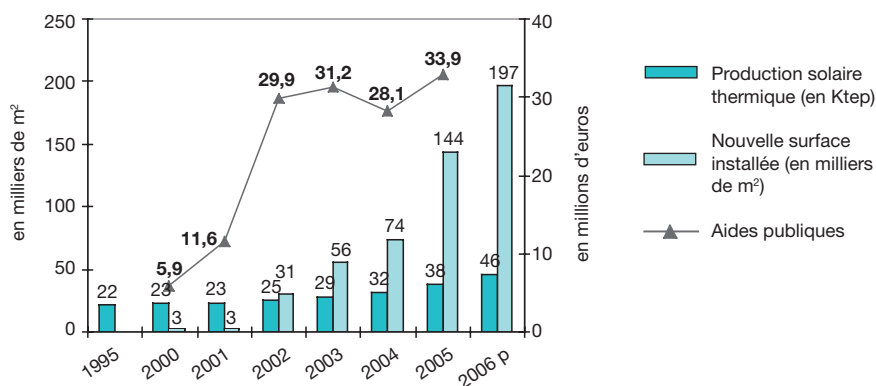
Les aides à l'investissement ont fortement augmenté pour atteindre près de 100 millions d'euros en 2005, soit six fois le montant de 2001, notamment avec le crédit d'impôt réservé aux particuliers acquéreurs de PAC. La stabilisation des aides entre 16 et 20 millions d'euros sur la période 2001-2004 s'était accompagnée d'une croissance régulière de la production jusqu'en 2005 (+ 56 % au total).

En hausse de 21 % en 2006, cette production a atteint son pic après que les aides ont bondi de 19 millions en 2004 à 94 millions d'euros l'année suivante. Ce chiffre révèle les investissements effectués en 2004 pour lesquels les particuliers ont demandé le crédit d'impôt sur leur déclaration de revenus en 2005. Cependant, au vu des chiffres disponibles, la hausse de la production, même notable (+ 38 % entre 2004 et 2006), est loin d'être en rapport avec l'accroissement des aides à l'achat de capacités de production dont la mise en fonctionnement aurait dû intervenir avant 2006.

- **Le solaire thermique**

La conversion thermique de l'énergie solaire se fait par l'intermédiaire de capteurs solaires. Elle est pratiquée depuis de nombreuses décennies dans certains pays, spécialement en Israël. Les capteurs plans vitrés constituent aujourd'hui la technologie la plus utilisée pour la fourniture d'eau chaude sanitaire (ECS) et pour le chauffage des locaux dans les secteurs résidentiel et tertiaire. Les capteurs non vitrés sont principalement réservés au chauffage saisonnier des piscines.

**Graphique n° 9 : Solaire thermique**



Sources : DGEMP (Observatoire de l'énergie) et Observ'ER pour la production. DGI et ADEME pour les aides publiques

Des mesures de soutien au développement de la filière solaire thermique ont été lancées dès 1996 avec l'opération « 20 000 chauffe-eau solaires dans les DOM »<sup>26</sup>. Cette opération conduite sur cinq ans par les autorités locales avec l'ADEME et EDF visait à promouvoir le solaire thermique dans les DOM en développant un véritable marché pour les entreprises de cette filière et en créant des emplois locaux.

Le programme « Hélios 2000-2006 » ou « Plan Soleil » conduit par l'ADEME dans le cadre du contrat de plan État-ADEME vise à décliner en métropole l'action menée dans les DOM, afin d'amener le marché du chauffe-eau solaire à un stade de maturité et de compétitivité.

Pour l'habitat collectif et le tertiaire, l'objectif fixé était l'installation de 15 000 m<sup>2</sup> de capteurs par an. Un nouvel objectif, énoncé dans l'article 12 de la loi POPE du 13 juillet 2005, consiste en l'installation de 200 000 chauffe-eau solaires (CESI et SSC) et de 50 000 toits solaires par an d'ici à 2010. Ces programmes s'appuient sur un dispositif d'aides à l'investissement toujours en vigueur aujourd'hui et relayé, pour les équipements des particuliers, par la mise en place au 1<sup>er</sup> janvier 2005 d'un crédit d'impôt de 40 %, relevé à 50 % au 1<sup>er</sup> janvier 2006, sur la labellisation des équipements (charte Qualisol) et sur la garantie de résultats solaires (GRS) pour les maîtres d'ouvrage.

La production thermique a doublé entre 1995 et 2006, passant de 22 à 46 Ktep pour une surface installée totale de 1,1 million de m<sup>2</sup>. Le niveau de production reste néanmoins très marginal, inférieur à 0,5 % de la production totale de chaleur à partir d'énergies renouvelables.

Les plans successifs de soutien public à la filière ont entraîné une forte croissance des volumes d'aides à l'investissement. Celle-ci a notamment été marquée entre 2000 et 2002, avec une multiplication par six des montants jusqu'à 30 millions d'euros, mais elle n'a pas entraîné, parallèlement et les années suivantes, une hausse significative de la production.

Les niveaux de soutien se situent depuis entre 30 et 33 millions d'euros. La baisse des aides en 2004 n'a pas contrarié l'augmentation des surfaces installées et de la production. En revanche, la création du crédit d'impôt en 2005 semble avoir stimulé les investissements des particuliers, les surfaces installées ayant progressé de 166 % entre 2004 et 2006. L'instrument fiscal, avec son caractère automatique et la publicité qui a entouré sa création et son renforcement en 2006, paraît ainsi avoir plus d'efficacité que les subventions classiques.

#### ■ **Les filières aidées dont la production a stagné ou décliné en dépit des aides à l'investissement**

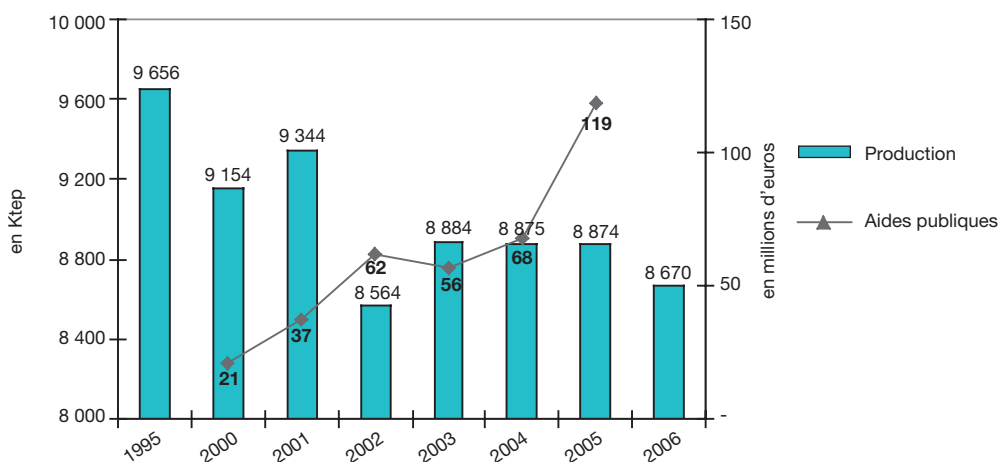
- **Les appareils à bois individuels et les installations industrielles et collectives fonctionnant au bois**

Les statistiques disponibles ne distinguent pas entre la chaleur produite par les appareils particuliers et par les installations industrielles. En conséquence, la

<sup>26</sup> - Les énergies renouvelables en général, les chauffe-eau solaires en particulier, seraient rentables dans les DOM si le prix de l'électricité y était fixé en relation avec les coûts de production (et non par alignement sur les tarifs de la métropole du fait de la péréquation tarifaire).

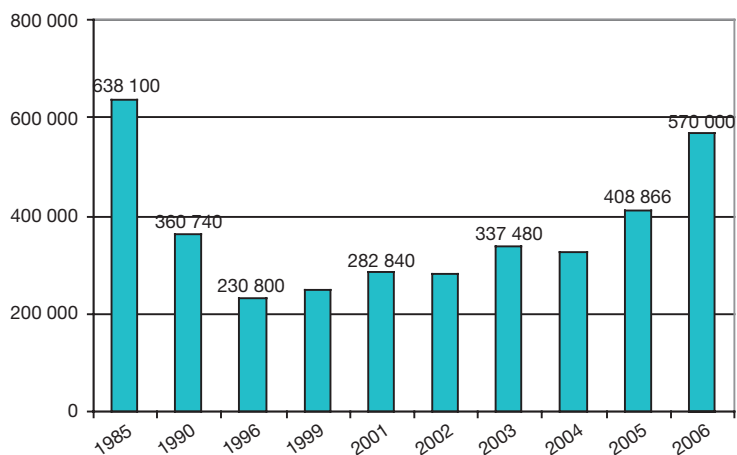
comparaison de l'évolution de la production de chaleur et des aides publiques porte sur les deux types d'installations alors que les politiques menées n'ont pas les mêmes objectifs et n'empruntent pas les mêmes modalités.

**Graphique n° 10 : Production de chaleur à partir de bois-énergie**



Sources : DGEMP (Observatoire de l'énergie) et Observ'ER pour la production. DGI et ADEME pour les aides publiques

**Graphique n° 11 : Ventes annuelles d'appareils de chauffage au bois**



Source : ADEME

Le bois et les sous-produits du bois utilisés en tant qu'énergie, regroupés sous l'appellation « bois-énergie », englobent une multitude de matières ligneuses issues de la sylviculture et de procédés industriels de transformation : copeaux, sciure, liqueurs noires générées par les industries papetières. Le charbon de bois et la tourbe ne sont pas répertoriés. Il n'existe pas de statistiques régulières et exhaustives sur la production ou la vente de bois de chauffage.

Un premier « Plan bois-énergie et développement local », lancé en 1994 par les pouvoirs publics et géré par l'ADEME, avait pour but de structurer de manière durable la filière bois-énergie tant au niveau de l'approvisionnement que de l'équipement en chaufferies collectives dans les secteurs résidentiel, tertiaire et industriel. Treize régions et départements ont été associés dans la conduite de ce programme selon trois types d'actions et d'aides : structuration de l'offre de bois, décision d'installation de chaufferies collectives et acquisition de chaudières à bois.

Le « Plan bois-énergie 2000-2006 » s'inscrit dans son prolongement. Il s'étend à l'ensemble du territoire national y compris les DOM et concerne tous les usages du bois-énergie (industriel, collectif et individuel). Son ambition est de maintenir à 8 Mtep/an le niveau de consommation du bois-énergie.

Le contrat de plan État-ADEME fixait comme objectif l'installation de 1 000 nouvelles chaudières collectives et industrielles sur la période 2000-2006 pour une capacité de 1 000 MW. Entre 2000 et fin 2005, 1 423 chaufferies ont été installées ou engagées pour une puissance de 892 MW, dont 381 chaufferies industrielles et 1 042 chaufferies dans le secteur collectif ou tertiaire.

Les plans prévoient des enveloppes financières destinées à subventionner les investissements. Des mesures d'accompagnement concernant la certification des appareils de chauffage individuels, la normalisation du combustible bois et l'organisation de réseaux de distribution de bois de qualité, complètent le dernier dispositif.

La production thermique des appareils à bois est en faible diminution sur la période 2000-2006 (un peu plus de - 5 %) alors que les aides à l'acquisition d'appareils ont très fortement augmenté dans le même temps, pour atteindre près de 190 millions d'euros en 2006, notamment avec le crédit d'impôt pour les particuliers.

Les aides ont stimulé les ventes d'appareils depuis 2005. L'effet des acquisitions effectuées en 2004 et 2005 sur la production de chaleur aurait dû intervenir dès 2005 et 2006, ce qui n'a pas été le cas. On peut s'interroger sur les raisons de ce constat : effet du renouvellement du parc d'appareils plutôt que d'investissements nouveaux, absence d'utilisation des nouveaux investissements en raison de conditions climatiques favorables ou de la pénurie de ressources ? Les évaluations récentes effectuées par l'ADEME tendent à mettre en évidence les effets d'aubaine engendrés par le dispositif fiscal (30 % des ventes<sup>27</sup>).

Il convient néanmoins de prendre en compte l'objectif de moderniser le parc existant d'appareils de façon à accroître le rendement des installations pour libérer du bois qui peut être utilisé à d'autres usages que la production de chaleur.

27 - Cf. étude *Phoros* 2006.

- **Le biogaz et la géothermie**

L'acquisition d'équipements pour la production de chaleur à partir de biogaz et de l'énergie géothermique est subventionnée ou bénéficie du crédit d'impôt.

Le biogaz est composé essentiellement de méthane et de gaz carbonique, produit par digestion anaérobie de la biomasse. Il regroupe les gaz de décharge, résultant de la digestion des déchets stockés dans les décharges (centres de stockage de déchets) et les gaz issus d'unités de méthanisation des boues des eaux usées (stations d'épuration urbaines), des boues et déchets des industries agroalimentaires ou de l'agriculture ou encore de déchets municipaux (deux unités en activité en 2005). Brûlé en chaudière, le biogaz fournit de l'eau chaude ou de la vapeur qui sont auto-consommées ou vendues à des réseaux de proximité ; il peut être également converti en électricité ou utilisé en tant que carburant (autobus de la communauté urbaine de Lille, par exemple).

Le biogaz est encore faiblement exploité, malgré un potentiel de production important (estimé à 600-800 Ktep par an). Une seconde unité de méthanisation de déchets municipaux a été mise en service en 2003 à Varennes-Jarcy dans l'Essonne (après celle d'Amiens en 1986). Plusieurs projets soutenus par l'ADEME sont en cours de réalisation (notamment en Martinique, à Lille où une partie du biogaz produit devra alimenter une centaine d'autobus de la municipalité, à Calais et Montpellier) ou en étude de faisabilité. Ces projets concernent la méthanisation de déchets municipaux ou la valorisation du biogaz des centres de stockage de déchets, mais aussi la méthanisation de déchets industriels et agricoles.

La géothermie à basse et moyenne température (30°C à 100°C) utilise les eaux chaudes contenues dans le sous-sol des grands bassins sédimentaires, que la France possède principalement en Aquitaine et dans la région parisienne. L'énergie thermique, obtenue sous forme d'eau chaude, alimente des réseaux de chaleur pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire.

Les dispositifs de soutien public, en dépit d'une augmentation à plus de 5 millions d'euros en 2005 pour le biogaz, ne paraissent pas avoir d'incidence sur la production dans ces filières qui stagne depuis 2000.

## 2.2 L'efficacité de la dépense publique en 2006 : la dépense publique rapportée à la production et aux émissions de CO<sub>2</sub> évitées

Les calculs se fondent sur une hypothèse de soutien public maximal aux conditions de 2006. Les résultats dépendent fortement des coûts d'investissement – qui peuvent varier selon les sources – et des rendements retenus. En conséquence, les résultats doivent être considérés avant tout comme des ordres de grandeur.



## ■ Les hypothèses de calcul

**Tableau n° 14 : Hypothèses de calcul pour la production de chaleur**

<b>Émissions de CO<sub>2</sub></b> (en t/MWh)*	Chauffage / eau chaude sanitaire	0,3	Mix des chauffages individuels thermiques
		0,5	Chauffage à l'électricité (valeur moyenne)
		1	Chauffage à l'électricité en période de pointe (production par une centrale à charbon)
<b>Durée de vie</b> (en années)**	Chauffe-eau solaire individuel (CESI) et système combiné de chaleur (SSC)	15	
	Pompe à chaleur (PAC)	16	
	Chaudière biomasse collective	15	
	Appareil indépendant bois	10	
<b>Production annuelle moyenne</b> (en MWh th)**	Chauffe-eau solaire (par m <sup>2</sup> )*	1,291***	
	Pompe à chaleur (PAC)*	8,75	
	Chaudière biomasse individuelle	18,37	
	Chaudière à bois	6,35	

\* Source : ADEME

\*\* Source : fiches CEE

\*\*\* Les fiches CEE mentionnent un rendement de 0,5 MWh/an par m<sup>2</sup>. L'ADEME a révisé cette valeur à 1,291.

Les hypothèses considérées sont la substitution des équipements utilisant les énergies renouvelables à :

- des installations de chauffage fonctionnant toute l'année avec de l'électricité-réseau ; il est considéré dans cette hypothèse que le besoin marginal en base de chauffage électrique ne peut être couvert que par la production à partir de moyens thermiques ; la valeur de 0,5 tonne de CO<sub>2</sub> par MWh produit est ainsi retenue par le groupe de travail, notamment sur la base des estimations de la FG3E ;
- des chauffages fonctionnant avec de l'électricité produite en période de pointe (par des unités thermiques) ; le fait que les centrales hydroélectriques sont mobilisées en cas d'extrême pointe n'est pas pris en compte pour simplifier l'hypothèse de substitution ;
- des équipements individuels fonctionnant soit avec des combustibles fossiles, soit avec de l'électricité-réseau.

Les hypothèses de substitution restent largement théoriques. En effet, aucune étude ne fournit d'information sur le niveau réel de remplacement des équipements de chauffage et de production d'eau chaude solaire par les nouveaux équipements fonctionnant à base d'énergies renouvelables. Rien ne permet d'affirmer que les acquéreurs de chaudières à bois ou de toits solaires abandonnent totalement en contrepartie l'utilisation du chauffage électrique ou de leurs moyens de chauffage à combustible fossile ; il est plus vraisemblable que les consommateurs adoptent des modes de substitution partiels, ne serait-ce que pour faire face à l'intermittence de certains équipements.

À défaut d'autres sources, les informations disponibles sur le contenu en CO<sub>2</sub> de la production électrique pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire sont les suivantes :

Tableau n° 15 : Contenu en CO<sub>2</sub> de la production de chaleur

Émission en t CO <sub>2</sub> /MWh	Gaz	Fioul	GPL	Charbon	Autres
Chauffage	0,234	0,3	0,274	0,384	0,269
Eau chaude sanitaire	0,234	0,3	0,274	0,384	0,269

Source : ADEME-MIES, Méthode bilan carbone, document « Calcul des facteurs d'émissions » (avril 2005)

Les rendements et les durées de vie des équipements sont ceux normés dans les fiches des certificats d'économie d'énergie (fiches CEE) conçues par l'ADEME et la DGEMP.

Tableau n° 16 : Hypothèses de coûts d'investissement et de rendement

Équipements	Investissement		Production annuelle (MWh th)	Investissement actualisé à 4 % sur DDV (€ HT)
	Équipement (€ HT)	Travaux (€ HT)		
<b>Solaire thermique - Métropole</b>				
CES individuels (4,7 m <sup>2</sup> )	4 200	1 300	1,291 par m <sup>2</sup>	4 239
CES collectifs (1 m <sup>2</sup> )	800	240		801
<b>Solaire thermique - SSC – Métropole (13,7 m<sup>2</sup>)</b>	11 900	2 500	1,291 par m <sup>2</sup>	11 135
<b>Pompes à chaleur</b>	7 600	1 900	8,75	6 848
<b>Chaudières bois</b>				
Investissement des particuliers	3 500	4 800	6,35	7 001
<b>Autres appareils à bois</b>				
Investissement des particuliers	1 150	400	6,35	1 303
<b>Chaufferies biomasse collectives</b>	600 000		3 000	462 525

Source : ADEME. Les informations sont issues du « Programme bois-énergie 2000-2006 » pour les chaufferies biomasse collectives (référence 2004)

#### ■ La méthode de calcul

- Prise en compte du coût d'investissement moyen en 2006 dans un équipement et du rendement annuel associé. Les investissements sont actualisés au taux de 4 % sur leur durée de vie.
- Possibilité de calculer la production et les tonnes de CO<sub>2</sub> évitées sur la durée de vie (sans correction des éventuelles émissions indirectes de CO<sub>2</sub>).
- Ces éléments permettent de déterminer le coût d'investissement par MWh et par tonne de CO<sub>2</sub> évitées sur la durée de vie des équipements dans les trois hypothèses de substitution : chauffage électrique issu du mix énergétique, chauffage à partir de l'électricité produite par une centrale au charbon, moyenne des chaudières individuelles thermiques.

- Prise en compte des aides à l'investissement prévues par la réglementation en 2006. Les aides étant versées l'année de l'investissement ou l'année suivante, elles ne sont pas actualisées.
- Calcul du montant d'aide publique à l'investissement par MWh produit/évité et par tonne de CO<sub>2</sub> évitée dans les hypothèses de substitution.

### Exemple : chauffe-eau solaire individuel en métropole

(hypothèse de substitution à une chaudière individuelle à combustible fossile)

Investissement de 5 500 € (4 239 € actualisé au taux de 4 %) pour une installation de 4,7 m<sup>2</sup>

Production de 1,3 MWh th/an/m<sup>2</sup>

#### Production évitée sur DDV :

1,3 MWh x 4,7 m<sup>2</sup> x 15 ans = 35,3 MWh

CO<sub>2</sub> évité sur DDV = 35,3 MWh x 0,3 t CO<sub>2</sub>/MWh (volume moyen de CO<sub>2</sub> évité dans l'hypothèse de substitution à des chaudières individuelles thermiques) = 11 t de CO<sub>2</sub>

#### Aides publiques :

Crédit d'impôt de 50 % sur l'équipement + subvention de 10 % sur l'équipement = 2 667 €

**Aide publique en euros par MWh évité** : 2 667 / 35,3 = 75,5 €

Aide par tonne de CO<sub>2</sub> évitée = 2 667 / 11 t de CO<sub>2</sub> = 242 €/t de CO<sub>2</sub> évitée

## ■ Les investissements par MWh et par tonne de CO<sub>2</sub> évités (en métropole)

**Tableau n° 17 : Production de chaleur – Euros investis par MWh et par tonne de CO<sub>2</sub> évités (sans actualisation)**

Équipements (investissement non actualisé)	€/MWh évité sur DDV	€/t CO <sub>2</sub> évitée sur DDV		
		Hypothèses de substitution		
		Mix électrique	Électricité charbon	Équip. therm. ind.
Chaufferies biomasse collectives	13	27	13	-
Autres appareils à bois, particuliers	24	49	24	81
Pompes à chaleur	68	135	68	226
Chaudières à bois, particuliers	131	261	131	436
CES collectif, métropole	139	277	139	462
SSC métropole	141	-	141	468
CESI particulier, métropole	156	312	156	520

CES : chauffe-eau solaire (eau chaude sanitaire)

CESI : chauffe-eau solaire individuel (eau chaude sanitaire)

SSC : système solaire combiné (eau chaude sanitaire + chauffage)

Source : commission Énergie

**Tableau n° 18 : Production de chaleur – Euros investis par MWh et par tonne de CO<sub>2</sub> évités (avec actualisation)**

Équipements (investissement actualisé à 4 % sur DDV)	€/MWh évité sur DDV	€/t CO <sub>2</sub> évitée sur DDV		
		Hypothèses de substitution		
		Mix électrique	Électricité charbon	Équip. therm. ind.
Chaufferie biomasse collective	10	21	10	-
Autres appareils à bois, particuliers	21	41	21	68
Pompes à chaleur	49	98	49	163
CES collectif, métropole	107	214	107	356
SSC métropole	108	217	108	361
Chaudières à bois, particuliers	110	221	110	368
CESI particuliers, métropole	120	241	120	401

Source : commission Énergie

Le coût d'investissement par MWh produit sur la durée de vie est inférieur au prix du MWh pour les chaudières collectives brûlant de la biomasse, les appareils à bois (sauf les chaudières) et les pompes à chaleur. Il dépasse 100 €/MWh évité pour tous les autres équipements.

La dépense d'investissement rapportée à la tonne de CO<sub>2</sub> est inférieure à 100 € dans toutes les hypothèses de substitution pour les chaudières collectives biomasse et les appareils à bois (sauf chaudières) et pour les pompes à chaleur lorsqu'elles se substituent à des équipements thermiques individuels.

#### ■ Les aides publiques par MWh et par tonne de CO<sub>2</sub> évités

**Tableau n° 19 : Aides publiques par MWh et par tonne de CO<sub>2</sub> évités (situation réglementaire 2006, sans actualisation)**

Équipements (investissement non actualisé)	€/MWh évité sur DDV	€/t CO <sub>2</sub> évitée sur DDV		
		Hypothèses de substitution		
		Mix électrique	Électricité charbon	Équip. therm. ind.
Chaufferies biomasse collectives	5	11	5	-
Autres appareils à bois particuliers	9	18	9	30
Pompes à chaleur	27	54	27	90
Chaudières à bois particuliers	28	55	28	92
CES collectif, métropole	55	111	55	185
SSC métropole	72	144	72	240
CESI particuliers, métropole	76	151	76	252,2

Source : commission Énergie

**Tableau n° 20 : Aides publiques par MWh et par tonne de CO<sub>2</sub> évités  
(situation réglementaire 2006, sans actualisation)**

Équipement de production (investissement actualisé à 4 % sur DDV)	€/MWh évité sur DDV	€/t CO <sub>2</sub> évitée sur DDV		
		Hypothèses de substitution		
		Mix électrique	Électricité charbon	Équip. therm. ind.
Chaufferie biomasse collective	3	5	3	-
Autres appareils à bois particuliers	12	24	12	41
Pompes à chaleur	32	63	32	106
CES collectif métropole	55	111	55	185
Chaudières à bois particuliers	65	131	65	218
SSC métropole	84	169	84	281
CESI particuliers métropole	94	187	94	312

Source : commission Énergie

Rapportées aux MWh évités sur la durée de vie des équipements, les aides publiques contribuent à la dépense d'investissement de façon variable en fonction des dispositifs de soutien en vigueur et du rendement thermique des équipements. Il apparaît ainsi que les équipements les plus consommateurs de soutien public en 2006 au regard de leur production sont les SSC et les CESI, bénéficiaires du crédit d'impôt sur le revenu. Les chaufferies collectives sont en revanche les équipements dont la production s'avère *in fine* la moins subventionnée sur leur durée de vie.

La dépense publique par tonne de CO<sub>2</sub> évitée s'avère inférieure à 50 € dans toutes les hypothèses de substitution pour les installations collectives fonctionnant à la biomasse et les appareils à bois sauf chaudières individuelles.

Rapportées aux tonnes de CO<sub>2</sub> évitées, les aides à l'investissement atteignent des montants entre 100 et 300 € dans les autres cas. Ce n'est que lorsque les équipements fonctionnant à base d'énergies renouvelables remplacent totalement des chauffages électriques fonctionnant avec de l'électricité exclusivement d'origine thermique que la dépense publique n'excède pas 100 €.

Les résultats pour les CES sont cohérents avec les calculs de l'ADEME. La fiche de préparation du PLF 2006 mentionnait pour le programme 181 un coût public pour la tonne de CO<sub>2</sub> évitée par le recours au solaire thermique dans les logements collectifs de 245 € en 2006 et une cible de 200 € pour 2007.

## 3 Économies d'énergie

### 3.1 Les aides publiques disponibles

La loi de finances pour 2006 prévoit un crédit d'impôt sur le revenu pour les particuliers pour les équipements suivants (article 200 quater CGI) :

- 15 % du coût d'acquisition HT des chaudières à basse température ;
- 25 % à 40 % du coût d'acquisition HT des chaudières à condensation, des matériaux d'isolation thermique (vitrages isolants et parois opaques isolantes) et des appareils de régulation de chauffage.

### 3.2 La dépense publique par tonne de CO<sub>2</sub> évitée

Le calcul a été effectué avec la Direction générale du trésor et de la politique économique (DGTPE), qui a réalisé une évaluation de l'efficacité du dispositif fiscal en matière d'économie d'énergie. La méthode utilisée, fondée sur le prix de marché des équipements en 2006, est identique à celle employée pour les évaluations relatives aux équipements de production d'électricité et de chaleur.

La comparaison a été effectuée par rapport aux émissions de CO<sub>2</sub> engendrées par le chauffage domestique électrique ou thermique du parc de logements individuels (maisons et appartements).

**Tableau n° 21 : Émissions de CO<sub>2</sub> pour le chauffage**

Émissions en t CO <sub>2</sub> /MWh	Gaz	Fioul	Électricité	Charbon	Mix
Chauffage	0,234	0,3	0,18	0,384	0,251

Source : ADEME-MIES, Méthode bilan carbone, document « Calcul des facteurs d'émissions » (avril 2005)

Gaz de France estime les émissions de CO<sub>2</sub> pour le chauffage électrique à 0,28 t CO<sub>2</sub>/MWh pour le passé récent et 0,60 t CO<sub>2</sub>/MWh dans une approche prospective incrémentale (voir la contribution de Gaz de France dans l'annexe VI). Le secteur professionnel (FG3E) estime les émissions à 0,5 t CO<sub>2</sub>/MWh.

**Tableau n° 22 : Hypothèses de coûts d'investissement et de rendement**

Équipement	Prix unitaire en € HT	Surface (m <sup>2</sup> )	Gains moyens en tCO <sub>2</sub> par logement
Isolation thermique des parois opaques	5	19	10,9
Isolation thermique des parois vitrées	297	1,5	0,75
Chaudières basse température	1 800	-	20
Chaudières à condensation	2 480	-	20,6

Source : DGTPÉ

Faute d'information sur leur chiffrage, les coûts d'investissement retenus ne tiennent pas compte, pour l'isolation des parois opaques, des travaux de rénovation induits pour l'isolation de logements anciens.

**Tableau n° 23 : Dépense publique par tonne de CO<sub>2</sub> évitée (situation 2006)**

Équipement	Crédit d'impôt (en M€)	€ publics/t de CO <sub>2</sub> évitée	
		Hypothèse de substitution à 0,25 t/MWh	Hypothèse de substitution à 0,5 t/MWh
Isolation thermique des parois opaques	Cl de 25 % : 2,2	2	1
Chaudières individuelles basse température	Cl de 15 % : 88	16	8
Chaudières à condensation	Cl de 25 % : 39,3	31	15,5
Isolation thermique des parois vitrées	Cl de 40 % : 460,8	137	68,5

N. B. : Le taux de 40 % est retenu pour les équipements pour lesquels le crédit d'impôt va de 25 % à 40 %.  
Sources : DLF, DGTPÉ

Dans les hypothèses haute et basse, la dépense publique s'avère acceptable au regard du prix de marché de la tonne de CO<sub>2</sub> dans tous les cas sauf celui des vitrages isolants (137 € par tonne de CO<sub>2</sub> évitée dans le cas d'un logement chauffé au gaz naturel).

Si l'on admet que le contenu en CO<sub>2</sub> de la production électrique moyenne annuelle pour le chauffage est de 0,5 tonne de CO<sub>2</sub>/MWh, la dépense publique par tonne de CO<sub>2</sub> évitée est réduite de moitié et ne s'avère supérieure à 50 € que pour les vitrages isolants.

## 4 Les enseignements

### 4.1 Les effets des soutiens publics sur le développement des filières à base d'énergies renouvelables sont contrastés

Même si toutes les informations nécessaires à une évaluation de l'effet de la dépense publique sur le développement des filières ne sont pas disponibles (notamment l'évolution des capacités installées et le montant exact des soutiens publics), il paraît possible de tirer quelques enseignements des constats issus de l'analyse rétrospective des aides publiques à l'investissement et à la production et de l'évolution des filières sur la période 2000-2005.

Les effets de la dépense publique sur les filières ne sont pas homogènes.

Les aides publiques ont augmenté depuis 2000, notamment avec la mise en place de crédit d'impôt, à côté ou en remplacement de subventions, et de tarifs de reprise garantis de l'électricité.

L'accroissement des aides a eu un effet positif sur les investissements dans tous les domaines, l'accroissement des productions n'est pas encore constaté dans toutes les filières en 2006.

Ainsi, la croissance du secteur éolien a été essentiellement tirée par la mise en place de tarifs d'achat garantis de l'électricité. La disparition des aides directes à l'investissement ne paraît pas avoir d'effet négatif sur le développement actuel de la filière, dont les capacités installées et la production croissent tous les ans. Il en va de même, dans des proportions très inférieures, pour la filière solaire photovoltaïque pour laquelle les aides à l'investissement, de 4 à 18 millions d'euros selon les années, ont progressé plus vite que les capacités installées. Si le renforcement du crédit d'impôt pour les particuliers a stimulé l'investissement à partir de 2006, l'existence d'un tarif de rachat garanti est plus efficace pour accroître la production d'électricité, parce qu'il assure à l'investisseur une bonne visibilité de la rentabilité de son investissement. Le problème qu'il pose est celui du niveau du tarif de rachat fixé par la puissance publique et de son évolution en fonction des coûts des équipements.

Dans le domaine de la chaleur, la forte augmentation des aides à l'investissement en faveur des pompes à chaleur en 2005 n'a pas eu d'effet proportionnel sur la production 2006. Pour le solaire thermique, l'effet des aides directes, fortement relevées en 2002, s'est manifesté essentiellement en 2005. La création du crédit d'impôt pour les investissements des particuliers en 2005 a entraîné une hausse notable des capacités en 2006, mais pas encore de la production.

Pour la filière bois-énergie, les incitations à l'investissement ont fait progresser le parc installé mais l'effet sur la production de chaleur n'est pas encore visible (selon les statistiques disponibles). Dans ce cas, la mesure de soutien a atteint l'objectif de



modernisation du parc d'appareils mais pas celui de la substitution croissante à des équipements plus émissifs de gaz à effet de serre.

#### 4.2 L'efficacité des dispositifs de soutien doit être évaluée régulièrement

Il apparaît à l'étude que le passage de dispositifs de subventions – maîtrisés sur le plan de la dépense budgétaire, mais dont l'effet n'est guère connu – à des mécanismes fiscaux dont le coût ne peut être qu'estimé, est intervenu sans que l'effet concret des aides sur le développement des filières n'ait été véritablement évalué (bois-énergie, solaire photovoltaïque et pompes à chaleur dans une moindre mesure). Le suivi annuel des capacités installées et de la production associée doit conduire les pouvoirs publics à s'interroger sur la pertinence et le niveau des soutiens directs à l'investissement, notamment lorsqu'ils coexistent avec des prix d'achat garantis.

Les aides publiques peuvent perturber le fonctionnement du marché. Leur existence peut inciter les fournisseurs à ne pas baisser les prix de vente des équipements en dépit de l'accroissement de la taille du marché (*captation de la rente du consommateur*).

En outre, le contexte de renchérissement régulier (et vraisemblablement durable) du prix des combustibles fossiles (pétrole et gaz naturel) et les progrès technologiques améliorent la compétitivité relative des filières d'énergies renouvelables, ce qui doit conduire à terme à repenser la question de l'intérêt du soutien public à leur développement par rapport à d'autres outils comme le recours à la norme ou la mise en place d'obligations réglementaires.

#### 4.3 La dépense publique par tonne de CO<sub>2</sub> évitée varie dans des proportions importantes selon les filières en 2006

Même si les résultats ne doivent être considérés que comme des ordres de grandeur, l'utilisation de l'indicateur de la dépense publique par tonne de CO<sub>2</sub> évitée conduit à une très grande dispersion des résultats entre les filières et les équipements étudiés.

**Tableau n° 24 : Dépense publique consentie par tonne de CO<sub>2</sub> évitée pour les équipements d'économie d'énergie (situation 2006)**

Équipement	€ publics/t CO <sub>2</sub> évitée	
	Hypothèse de substitution au gaz	Hypothèse de substitution au chauffage électrique
Isolation thermique des parois opaques	2	1 à 2
Chaudières individuelles basse température	16	8 à 16
Chaudières à condensation	31	15 à 31
Isolation thermique des parois vitrées	137	67 à 137

Source : commission Énergie

**Tableau n° 25 : Dépense publique consentie par tonne de CO<sub>2</sub> évitée pour les équipements de production d'électricité et de chaleur (situation 2006)**

Équipements (investissements non actualisés)	€ publics/t CO <sub>2</sub> évitée		
	Hypothèses de substitution		
	Mix (70 g/kWh)	Mix marginal (500 g/kWh)	Charbon (1 000 g/kWh)
Chaudières biomasse collectives	-	11	5
Autres appareils à bois, particuliers	-	18	9
Éolien terrestre collectif, métropole	223	28	14
Installations industrielles au biogaz	289	35	17
Pompes à chaleur	-	54	27
Chaudières bois, particuliers	-	55	28
Éolien terrestre, particuliers, métropole	471	59	29
CES collectif, métropole	-	111	55
Éolien terrestre collectif, DOM	1 050	132	66
SSC métropole	-	144	72
Éolien terrestre, particuliers, DOM	1 160	146	72
CESI, particuliers, métropole	-	151	76
Solaire photovoltaïque, collectif, métropole	- 7 633*	573	254
Solaire photovoltaïque, collectif, DOM	- 9 580*	719	319
Solaire photovoltaïque, particuliers, métropole	- 10 906*	818	364
Solaire photovoltaïque, particuliers, DOM	- 11 294*	847	376

\* Le bilan en CO<sub>2</sub> est toujours négatif en raison du CO<sub>2</sub> engendré par la construction et l'installation des équipements.

Source : commission Énergie

La dépense publique par tonne de CO<sub>2</sub> est très variable selon les filières et les hypothèses de substitution : elle est la plus faible pour l'isolation des parois opaques et la plus élevée pour le solaire photovoltaïque.

La dépense publique apparaît souvent élevée au regard de la valeur attribuée en 2006 à la tonne de CO<sub>2</sub> (15 à 20 €).

Dans l'hypothèse où les énergies renouvelables sont utilisées en remplacement de l'électricité issue du mix énergétique ou du mix marginal, la dépense publique par tonne de CO<sub>2</sub> évitée paraît acceptable (inférieure à 100 €/tonne) pour la moitié des équipements étudiés. Les meilleurs résultats apparaissent pour les équipements collectifs utilisant la biomasse et pour les équipements d'économies d'énergie (sauf les vitrages isolants).

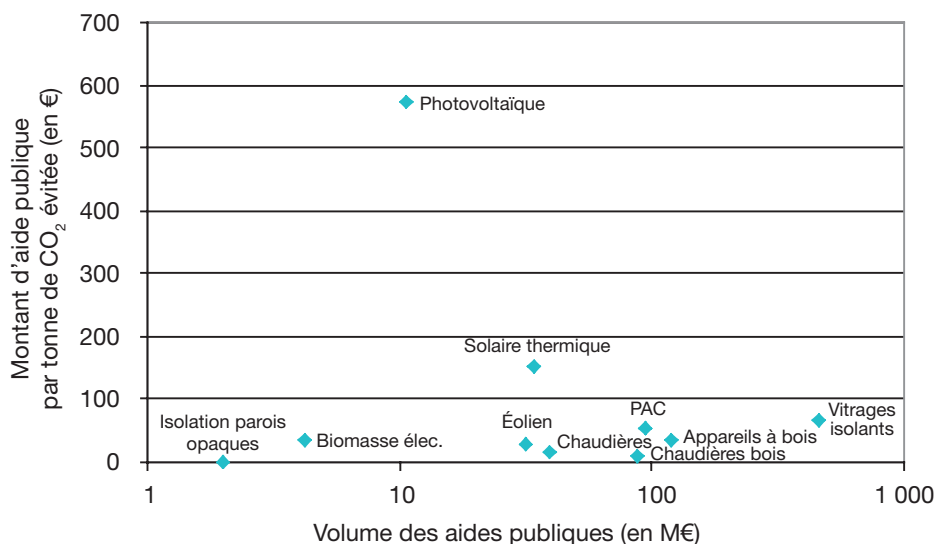
Le bilan de la dépense publique est nettement meilleur si on considère que les équipements à base d'énergies renouvelables remplacent des productions très émissives de CO<sub>2</sub>, comme les centrales à charbon. Néanmoins, le coût public n'est raisonnable pour la moitié des équipements que si on admet comme acceptable une valeur de 50 à 80 € la tonne de CO<sub>2</sub>. Le coût consenti par la collectivité reste très élevé, même dans ce cas, pour le solaire photovoltaïque.

Cependant, cette hypothèse surestime vraisemblablement la possible contribution des EnR pour satisfaire la demande d'électricité et de chaleur. En effet, elle induit que la production électrique actuelle du parc national en base et semi-base ne peut satisfaire les besoins nouveaux en électricité domestique et en chauffage et que tout appel complémentaire de production ne peut être satisfait que par le recours à des moyens thermiques. Elle n'est pas cohérente avec les informations de la DGEMP selon lesquelles le regain de l'hydraulique (+ 8 % avec 61,6 TWh), grâce à une meilleure pluviosité en 2006, a permis une nette diminution de l'appel aux centrales thermiques classiques (pour 60,5 TWh, en recul de 9,3 %) <sup>28</sup> ; la France demeure par ailleurs exportatrice nette d'électricité.

En outre, il faudrait que les équipements utilisant les EnR soient exclusifs. Or, aucune étude ne fournit d'indications sur le degré de remplacement des équipements électriques et sur les comportements des consommateurs ; ces derniers peuvent conserver et utiliser l'électricité du réseau notamment pour leur chauffage alors même qu'ils ont investi dans un autre équipement.

Les montants d'aide par tonne de CO<sub>2</sub> évitée peuvent être croisés avec les volumes absolus de soutien public.

**Graphique n° 12 : Aides publiques aux énergies nouvelles renouvelables (hypothèse la plus favorable)**



Source : commission Énergie

28 - Cf. *Bilan énergétique et facture énergétique de l'année 2006 pour la France*, DGEMP, 12 avril 2007.

La situation isolée du solaire photovoltaïque et, de façon moins nette, celle du solaire thermique et des vitrages isolants, apparaissent également de ce point de vue.

Les ratios de coût d'investissement/rendement (cf. sections 1.2 et 2.2) montrent que les performances dans plusieurs filières sont encore trop insuffisantes pour engendrer une rentabilité satisfaisante des capitaux investis au regard des prix de marché. Pour ces filières, à crédits publics constants, il peut paraître plus efficace de consacrer davantage de soutiens publics au développement technologique afin d'améliorer les rendements plutôt que de réduire les coûts d'investissement. De même, les instruments publics mobilisés pour atteindre l'objectif de structuration économique des filières peuvent être diversifiés et donner une place plus importante, par exemple, dans le cadre de stratégies sectorielles, à la promotion et à la négociation avec les branches professionnelles qu'à la prise en charge partielle des dépenses du consommateur final.

À cet égard, la mise en place ou le renforcement d'outils de développement des énergies renouvelables, comme les obligations d'incorporation de productions non émissives de CO<sub>2</sub> dans la production d'électricité et de chaleur, les changements de norme et autres obligations réglementaires, le développement du capital-risque et du capital-investissement, peuvent constituer des alternatives plus efficaces et moins coûteuses que les interventions publiques classiques.

#### 4.4 Les résultats induisent des dépenses publiques très élevées pour atteindre certains objectifs de la Programmation pluriannuelle des investissements (PPI) en 2010

Ces calculs permettent, par exemple, de déduire le coût potentiel en termes d'aide publique pour atteindre les objectifs fixés par la PPI pour 2010, à dépense publique constante (et donc à prix constant du MWh) et à productivité constante des équipements.

**Tableau n° 26 : Performances des dépenses publiques pour les investissements relevant de la PPI-2010**

Équipements		Aujourd'hui (puissance en 2005 production 2006)	2010
Éolien	Puissance Installée	737 MW	Objectif PPI 2010 13 500 MW
	Production	2 191 GWh	à productivité constante : 38 000 GWh
	Coût	14 € publics/MWh (2006)	501 M €
Solaire photovoltaïque	Puissance Installée	34 MW	Objectif PPI 2010 160 MW
	Production	54 GWh	à productivité constante : 250 GWh
	Coût	299 € publics/MWh (2006)	59 M €

Source : PPI, commission Énergie

Par exemple, sans préjuger de l'effet de levier des soutiens publics sur le développement des productions et des progrès de productivité des équipements :

- l'atteinte de l'objectif de 13 500 MW d'éolien en 2010 induirait une dépense publique de l'ordre de 500 millions d'euros sur la durée de vie des équipements collectifs installés entre 2006 et 2010<sup>29</sup> ;
- l'objectif d'une puissance installée de 160 MW en solaire photovoltaïque en 2010 induirait une dépense publique de l'ordre de 60 millions d'euros sur la durée de vie des équipements individuels installés entre 2006 et 2010.

Comme nous l'avons souligné à propos des émissions de CO<sub>2</sub>, consacrer de telles sommes publiques au développement des parcs de production, sous la forme de dépenses budgétaires ou de dépenses directes du consommateur à travers la CSPE, renvoie à la question de l'efficacité de l'outil du soutien public et à l'acceptabilité de la dépense publique consacrée à ces objectifs dans un contexte de réduction du déficit public. Les sommes paraissent très importantes au regard, par exemple, des efforts consentis en matière de recherche-développement sur les énergies renouvelables (90 millions d'euros en 2005 par l'ADEME et par l'Agence nationale de la recherche pour l'ensemble des programmes de R & D, y compris en matière de transport).

29 - La Commission de régulation de l'énergie (CRE) avait chiffré à 1 228 M€ le surcoût payé par les consommateurs à travers la CSPE pour atteindre l'objectif de 27,3 TWh électriques produits en 2010 par la filière éolienne (cité dans le *Rapport d'information sur la politique de soutien au développement des énergies renouvelables*, Assemblée nationale, octobre 2003, p. 53).

## PROBLÉMATIQUE DU DÉVELOPPEMENT DES BIOCARBURANTS

**Remarque préliminaire** : le terme le plus approprié pour désigner les carburants élaborés à partir de plantes serait « agrocaburant » afin de ne pas entretenir d'ambiguïté avec l'agriculture biologique à vocation alimentaire ; le terme de biocarburant, conforme à l'usage courant, sera cependant utilisé tout au long de ce chapitre.

**Complexe à déterminer sur le plan technique, une politique de développement des biocarburants pose d'importants problèmes de cohérence politique.** La problématique des biocarburants se situe en effet à la croisée de plusieurs politiques :

- *la politique énergétique*, pour ce qui concerne le renforcement de l'indépendance énergétique ;
- *la politique agricole*, parce que de nouveaux débouchés peuvent entraîner une remontée des prix agricoles chroniquement déprimés, et donc un accroissement du revenu agricole ;
- *la lutte contre le réchauffement climatique.*

Elle est aujourd'hui particulièrement complexe du fait de la multitude des filières existantes et des incertitudes techniques sur leur avenir.

- Les carburants sont des supports d'énergie obéissant à de nombreuses contraintes : la sécurité, l'autonomie et la capacité utile du véhicule (conduisant à préférer les liquides à forte densité énergétique), les normes techniques des moteurs, l'infrastructure de distribution et la disponibilité. C'est tout particulièrement le cas des carburants pour avions pour lesquels des caractéristiques très contraignantes (basses températures) ainsi que l'obligation de trouver partout le même produit laissent peu de place à des carburants spéciaux.

- De nombreux paramètres *sont à optimiser* pour les biocarburants : les émissions de CO<sub>2</sub> calculées « du puits à la roue », l'indépendance énergétique, les facteurs de production mobilisables (surfaces agricoles, forestières...), les impacts environnementaux, la capacité du secteur des transports à les utiliser, le comportement des consommateurs, la consommation des véhicules...

- Actuellement, de nombreuses filières techniques existent et plus grande encore est la diversité des pistes de recherche : biomasse produite, méthode de transformation, type

de carburant produit, etc. L'état de maturité technologique des filières de biocarburants est faible en France : en particulier, pour l'instant, les matières premières mobilisées sont en fait sélectionnées et optimisées pour une destination alimentaire.

Une particularité forte des transports français est la prépondérance des moteurs Diesel : un paramètre important est d'arriver à répondre à une demande qui, pour les carburants fossiles, est déséquilibrée (manque de gazole, excès d'essence, les deux carburants étant « liés » dans les filières de raffinage de pétrole).

## 1 Un modèle économique en évolution

Les niveaux actuels des prix du pétrole et ses perspectives de hausse à moyen et long termes ont profondément modifié le modèle économique des biocarburants. Cette filière, qui a commencé en France il y a quinze ans (avec la mise en place des premières exonérations fiscales), est longtemps restée cantonnée à des volumes limités compte tenu de la différence importante entre le prix de revient des biocarburants et le prix de marché des carburants pétroliers. La montée des prix du pétrole depuis trois ans et son évolution dans une fourchette de 55 à 75 US \$/baril ont cependant modifié la situation ; mais le démarrage de politiques très volontaristes de production de biocarburants dans le monde a entraîné de fortes tensions sur les marchés mondiaux de matières premières agricoles et dégradé l'économie des filières de production de biocarburants. Les phases de repli des prix du pétrole bousculent aussi les équilibres.

Ainsi, au Brésil, le prix de revient de l'éthanol produit localement est devenu compétitif avec les carburants pétroliers à la suite de la hausse des prix du pétrole. Cette situation s'est accompagnée d'une poursuite du soutien public au développement de ces filières, entraînant donc des accroissements de volumes particulièrement importants. Il en a résulté une forte hausse du cours du sucre en 2006, conduisant les pouvoirs publics brésiliens à « refroidir » ces cours en ramenant l'obligation d'incorporation d'éthanol dans l'essence de 25 % à 21 %.

En Europe, la situation n'a pas évolué aussi favorablement sur le plan économique, compte tenu de la hausse concomitante du cours de l'euro par rapport au dollar et du faible développement antérieur des filières de biocarburants. Il est cependant probable que, aux niveaux de prix du pétrole observés à l'été 2007 (70-75 US \$/baril), les filières biodiesel et bioéthanol françaises sont globalement proches de l'équilibre économique. Néanmoins, cette situation n'est pas forcément pérenne pour deux raisons :

- l'augmentation prévisible des cours de la matière première (maïs, blé, colza) consécutive à l'augmentation de la demande mondiale (biocarburants, demande protéique en hausse dans les pays émergents) conduit à une remontée du prix de revient des biocarburants, ce qui entraîne une baisse de compétitivité de ces derniers et un réel problème pour la filière ;
- l'arrivée à maturité de la filière peut conduire à une baisse des coûts de production et à une amélioration rapide de sa rentabilité, qui dépend cependant également de l'évolution des marchés de produits liés, comme ceux dédiés à l'alimentation animale.

## 2 Les gains apportés par les biocarburants en termes d'émissions de CO<sub>2</sub> sont réels mais incertains quant à leur ampleur

Deux types d'incertitudes viennent compliquer l'analyse :

- ces gains sont très variables suivant les filières et les modes de production ;
- les installations industrielles de production de biocarburants peuvent conduire à des émissions importantes de gaz à effet de serre à travers leur consommation d'énergie d'origine fossile.

Au Brésil, les procédés utilisés permettent une valorisation de la plante entière sous forme énergétique, conduisant à des coûts extrêmement compétitifs ainsi qu'à une diminution des émissions de CO<sub>2</sub> supérieure à 90 % de celles de la filière pétrolière. La valorisation énergétique de la canne à sucre est aussi source importante d'énergie à La Réunion, mais pas sous forme de biocarburants.

■ **Rapportés aux impacts environnementaux au sens large, les impacts des biocarburants au titre de la lutte contre l'effet de serre sont à évaluer attentivement**

Certaines filières non utilisées en Europe ont un bilan GES très peu favorable qui peut s'ajouter à un impact environnemental général très négatif : l'exemple le plus connu est l'extension de la culture de *palmier à huile*, qui se développe sur les dernières forêts indonésiennes en mettant en péril la faune et la biodiversité. En Europe, des questions environnementales majeures se posent, relativement à l'état des pratiques agricoles, par exemple, sur l'utilisation massive de phytosanitaires ou sur la dégradation de la ressource en eau, dans l'hypothèse d'une intensification de la production ou d'une extension des surfaces cultivées à des fins énergétiques. L'influence des changements d'affectation des sols agricoles sur leur stock de carbone ne peut non plus être négligée dans le calcul du bilan : la transformation de prairies ou de forêts en sols cultivés peut, par exemple, annuler le bilan sur plusieurs années en raison du déstockage progressif du carbone du sol sous forme de CO<sub>2</sub>.

Les incitations à l'utilisation des biocarburants sont justifiées, entre autres, par l'amélioration du bilan CO<sub>2</sub> ; il serait donc cohérent de discriminer les produits sur le marché en fonction de leur bilan CO<sub>2</sub>. Sur le plan national, il est possible – et souhaitable – de privilégier les autorisations de production pour les dispositifs les plus performants de ce point de vue. L'ouverture de l'approvisionnement national en biocarburants sur les marchés internationaux est nécessaire pour faire jouer la concurrence et corriger les rentes de situation, dans l'intérêt des contribuables et des consommateurs. La valorisation des filières qui ont un bon bilan peut être difficile dans le cas des produits importés : il est en effet très compliqué de discriminer des produits importés en fonction de leurs conditions environnementales de production. C'est le problème du critère d'extraterritorialité, difficile à faire valoir de façon multilatérale à l'OMC. Cette situation résulte du fait que la question de l'environnement n'a pas été prise en compte dans les négociations fondatrices des règles actuelles de l'OMC.



■ **L'évaluation de ces impacts dépend fortement des méthodologies employées**

Le tableau ci-dessous donne des évaluations des consommations d'énergie d'origine fossile (en Mégajoules) nécessaires pour chaque carburant. Elles proviennent de deux organisations qui, bien que se fondant sur des méthodes similaires (comme de nombreuses autres études sur la méthodologie des analyses de cycle de vie, codifiées), utilisent des hypothèses différentes.

**Tableau n° 27 : Évaluation des consommations d'énergie fossile nécessaires pour la production de différents biocarburants**

Carburant	<b>ADEME DIREM</b> Énergie (MJ fossile/MJ carburant)	<b>JRC/Eucar/Concawe</b> Énergie (MJ fossile/MJ carburant)
Essence	1,14	1,14
Éthanol blé	0,49	0,2 – 0,89
Éthanol betterave	0,49	0,31 – 0,87
Diesel	1,1	1,16
Biodiesel colza	0,33	0,46 – 0,51
Biodiesel tournesol	0,32	0,35 – 0,40

Sources : ADEME, DIREM, JRC/Eucar/Concawe

Le tableau ci-dessous présente les émissions de CO<sub>2</sub> qui en résultent (grammes d'équivalent CO<sub>2</sub> par Mégajoule)<sup>30</sup>.

**Tableau n° 28 : Évaluation des émissions de CO<sub>2</sub> lors de la production de différents biocarburants**

Carburant	<b>ADEME DIREM</b> Émissions (g eq.CO <sub>2</sub> /MJ)	<b>JRC/Eucar/Concawe</b> Émissions (g eq.CO <sub>2</sub> /MJ)
Essence	86	86
Éthanol blé	34	30 – 58
Éthanol betterave	34	38 – 60
Diesel	81	88
Biodiesel colza	24	41 – 45
Biodiesel tournesol	20	34 - 38

Sources : ADEME, DIREM, JRC/Eucar/Concawe

30 - Le bilan des émissions de CO<sub>2</sub> est fait sur l'intégralité du cycle de production du carburant, du puits ou du champ jusqu'à la consommation dans le moteur. Les déstockages potentiels du carbone stocké dans le sol ne sont pas comptabilisés dans cette démarche. Ils dépendent en effet du changement éventuel du mode d'occupation du sol. Par exemple, si une prairie, dont le sol a stocké 75 tonnes de carbone par hectare, est affectée à la culture de maïs pour la production d'éthanol, le contenu du sol, variable suivant les méthodes de culture, peut descendre à une valeur (indicative) de 45 tonnes par hectare, avec un déstockage étalé sur plusieurs années. Le déstockage est nul en revanche si le champ était déjà consacré à des cultures intensives. Mais, même dans ce cas, il pourrait être méthodologiquement légitime de considérer le bilan de carbone lié éventuellement à la mise en culture de prairies pour des fins alimentaires. En tout état de cause, transitoirement, en cas de conversion de sols riches en carbone vers des cultures énergétiques, le bilan peut être très défavorable.

Le niveau des gains en CO<sub>2</sub> apportés par l'utilisation de biocarburants produits en France est donc controversé. Il est clair que les réductions de CO<sub>2</sub> ne sont pas le seul objectif du développement des filières biocarburants, qui visent aussi à améliorer la diversification énergétique dans le secteur des transports et à contribuer au développement économique du secteur agro-industriel. En outre, la contribution à la limitation des émissions de CO<sub>2</sub> n'est qu'un volet de leur impact environnemental.

Certaines études aboutissent à un gain de l'ordre de 70 % et 60 %, respectivement pour le biodiesel (EMHV) et l'éthanol en termes d'émissions de gaz à effet de serre, si l'on compare, à contenus énergétiques identiques, les émissions liées à la fabrication et à l'utilisation d'agrocarburants à celles liées à la fabrication et à l'utilisation de carburants fossiles. D'autres études aboutissent à un gain de 53 % pour le biodiesel et de 30 % pour l'éthanol fabriqué en Europe à kilomètres parcourus équivalents. En outre, il faut tenir compte du fait que les résultats dépendent aussi de conditions locales (mix énergétique, organisation industrielle, etc.). Pour l'instant, il s'avère que les divergences ne remettent pas en cause, la plupart du temps, l'intérêt que l'on peut trouver aux biocarburants du point de vue de la lutte contre les GES.

*In fine*, une voiture roulant avec un carburant incorporant 5 % d'éthanol ou 10 % d'ETBE apporte une économie globale (énergie renouvelable, gaz à effet de serre) de l'ordre de 2 %. Une voiture « flex fuel » fonctionnant à l'essence E85 (85 % d'éthanol) apporte des gains entre 18 % et 48 % (très variables selon les sources), mais seulement si le conducteur ne s'approvisionne qu'en E85, et non pas en diverses essences suivant le coût ou la disponibilité, le choix lui étant permis par cette technologie.

La principale différence entre ces études a trait à la règle d'allocation des émissions engendrées dans le processus de culture et de fabrication aux différents coproduits résultant de ce processus. La fabrication de biocarburants conduit en effet à la production de pulpe de betterave, de drêche de blé ou de tourteau de colza riches en protéines et utilisés en alimentation animale.

- Les premières études répartissent les émissions au prorata de la masse du biocarburant et des différents coproduits et attribuent donc à ces derniers une quote-part significative des émissions générées dans le processus de fabrication des biocarburants. Cette méthode, si elle a le mérite de la simplicité, paraît cependant discutable étant donné qu'un kilogramme d'éthanol a un pouvoir énergétique beaucoup plus important qu'un kilogramme de drêche de blé.
- Les secondes études utilisent une méthode de substitution, c'est-à-dire qu'elles n'imputent aux coproduits que les émissions qui seraient nécessaires pour produire un substitut à ces coproduits. Le scénario retenu est :
  - pour les coproduits de l'éthanol de blé et du biodiesel (drêche de blé et tourteau de colza), une substitution par de la farine de soja ;
  - pour la pulpe de betterave, une substitution par du blé.

Cette approche paraît nettement plus convaincante sur le plan théorique mais est difficile à formaliser de façon rigoureuse.

- Le premier cas conduit à étudier le processus de culture et de transformation du soja. Or celui-ci génère à la fois de la farine de soja et de l'huile de soja. La production d'huile de soja est considérée comme un coproduit de la farine de soja à évaluer aussi par une méthode de substitution. L'étude effectue cette évaluation en prenant comme référence l'huile de colza, dont la production génère du tourteau de colza comme coproduit. Les auteurs arrivent donc à une boucle et précisent dans leur rapport avoir dû procéder à des calculs itératifs. Cette itération converge vers un niveau d'allocation élevé pour l'huile de soja et faible pour la farine de soja, alors même que l'étude prend pour hypothèse que le but principal de la production du soja est d'obtenir une farine. C'est la valeur résultant de cette itération qui est retenue et conduit donc à une faible imputation d'émission sur les coproduits. On constate ainsi que cette deuxième option méthodologique pose aussi un problème de cohérence.
- En ce qui concerne la pulpe de betterave, le scénario de substitution par du blé paraît plus simple à étudier. Cependant l'étude précise que le crédit attribué par cette méthode est négatif car le séchage de la pulpe en vue de son utilisation pour l'alimentation animale, utilisant du gaz, nécessite plus d'énergie que le crédit apporté par le scénario de remplacement par du blé.

Aucune de ces deux méthodologies ne paraît donc entièrement satisfaisante. Il serait peut-être préférable de choisir une méthodologie fondée sur la valeur thermique des coproduits, c'est-à-dire en prenant comme hypothèse la combustion directe de ces coproduits. Des scénarios alternatifs d'utilisation des coproduits comme combustibles pour l'éthanol ont été analysés par les auteurs de la deuxième étude et conduisent à des niveaux de gain de gaz à effet de serre de l'ordre de 40 % pour l'éthanol de blé et de 64 % pour l'éthanol de betterave. L'étude n'a pas été faite pour le biodiesel.

Il faut remarquer néanmoins qu'en cas de valorisation « plante entière » entièrement sous forme de biocarburant, l'imputation au coproduit disparaîtra. En conséquence, les méthodologies qui l'auront « surchargé » en « allégeant » le carburant récupéreront en retour ce décalage initial. L'hypothèse de gain pour les biocarburants de deuxième génération réside donc dans une rupture nette dans les besoins énergétiques de la transformation (catalyse, enzymes) ou dans la mobilisation de biomasse pour les besoins énergétiques des procédés, comme c'est déjà le cas pour l'éthanol brésilien.

■ ***La réalité agronomique et technique française a conduit à des choix qui ne sont pas dictés par la seule performance sur le carbone***

Le seul critère du bilan CO<sub>2</sub> conduirait, en l'état des techniques, à privilégier les filières biodiesel, qui, implicitement, seraient aussi meilleures sur le plan de l'indépendance énergétique. De plus, cette production corrigerait – en très faible partie – le déséquilibre du marché pétrolier français pour lequel l'importante diésélisation du parc automobile conduit à des excédents d'essence (exportation) et des nécessités d'importation de gazole.

Tableau n° 29 : Évolution prévisible des surfaces agricoles à court terme

Cultures principales pour la France	Carburant	Production tonne/hectare	Surface mobilisée dans la perspective de 7 % d'incorporation en 2010 (hectare)
Colza	Huile	1,3 à 5 t/ha	1 million ha
Tournesol	Huile	1 t/ha	0,35 million ha
Blé/maïs	Éthanol	2,2 t/ha	320 000 ha
Betterave	Éthanol	5,4 t/ha	50 000 ha

Source : ministère de l'Agriculture et de la Pêche (calculs corrigés)

Dans une perspective de taux d'incorporation moyen en tonnage augmentant dans le temps, la productivité par hectare est un critère important, d'autant qu'on considère que les surfaces agricoles disponibles constituent un facteur limitant de la production. On peut signaler également les limites de production d'oléagineux sur les surfaces européennes en jachère, résultant d'engagements européens (accords de Blair House) dans la production de produits pour l'alimentation animale (maximum équivalent à 1 million de tonnes d'équivalent farine de fève de soja, soit les tourteaux de la production de 900 000 hectares de jachère). Faute d'évolution de ces engagements, probablement d'ici à 2010, l'obligation de trouver d'autres débouchés aux coproduits de la trituration du colza sera nécessaire.

En tout état de cause, la disponibilité de terres posera problème, tout particulièrement pour les filières biodiesel. Ainsi, sur les bases actuelles, substituer 20 % de gazole par du biodiesel à partir de colza et de tournesol implique la réallocation de plus de 4,5 millions d'hectares. Le colza nécessitant une rotation minimale de trois ans, c'est au moins 13,5 millions d'hectares qui devraient entrer dans l'assolement : c'est peu imaginable d'un point de vue agronomique.

Répondre aux objectifs de taux d'incorporation de façon identique pour le gazole et pour l'essence est encore possible jusqu'en 2010 : après, sur la base des filières actuelles, la capacité est plafonnée pour le biodiesel. Certes, les objectifs d'incorporation considèrent les carburants de façon globale : la performance d'incorporation pour l'essence peut compenser la limitation sur le gazole, mais, du point de vue technique, il reste que c'est sur le marché du gazole que les apports seraient les plus efficaces, mais ils sont limités par les surfaces agricoles mobilisables.

■ **L'amélioration du bilan CO<sub>2</sub> des biocarburants européens est possible, mais elle doit s'inscrire dans le cadre de la politique nationale de maîtrise des émissions de CO<sub>2</sub> des installations industrielles**

Le bilan de l'éthanol européen ou américain en termes d'émissions de CO<sub>2</sub> est nettement moins bon que celui de l'éthanol brésilien compte tenu notamment du fait que :

- pour assurer la production de chaleur dans les unités de production, les installations de production européennes utilisent du gaz d'origine fossile, alors que les installations brésiliennes utilisent de la biomasse (les résidus de canne à sucre après broyage) ;

- les installations européennes valorisent leurs coproduits en alimentation animale, alors que les coproduits de la fabrication de l'éthanol de canne à sucre sont valorisés de façon énergétique et se substituent donc à des combustibles fossiles.

Les plus grosses installations productrices de biocarburants figurent pourtant dans le Plan national d'affectation de quotas de CO<sub>2</sub> (PNAQ) et peuvent échanger leurs quotas de CO<sub>2</sub> sur le Système européen de quotas d'émissions négociables (SEQEN). Ce dispositif n'est apparemment pas assez incitatif pour amener les producteurs de biocarburants à utiliser de la biomasse dans leurs chaudières...

L'exemple brésilien est une forme de valorisation énergétique de la « plante entière » (différente de la transformation entière de la plante en carburant) très pertinente pour deux raisons :

- un bilan CO<sub>2</sub> très intéressant ;
- un renforcement réel de l'indépendance énergétique par la limitation de l'appoint d'énergie fossile à mobiliser dans la filière (la consommation d'énergie fossile au stade de l'éthanolerie représente jusqu'à 80 % de la facture fossile de l'éthanol européen).

Il serait souhaitable que la production de chaleur (cogénération en particulier) par biomasse soit intégrée aux installations industrielles de production d'éthanol et il conviendrait, en cas de poursuite des autorisations de production, de privilégier les installations utilisant la biomasse comme ressource énergétique.

### 3 Les efforts de recherche, développement et évaluation dans le domaine des biocarburants de deuxième génération doivent constituer une priorité

De nombreuses perspectives sont ouvertes à la recherche et au développement en matière de biocarburants, notamment :

- *la sélection et l'amélioration des espèces végétales* en vue de la production d'énergie, dans des conditions agronomiques respectant la ressource en eau, la tenue de long terme des sols, la durabilité des cycles biogéochimiques et la minimisation des impacts ; conserver en partie des filières substituables alimentaire/énergétique peut contribuer à la sécurité alimentaire ;
- *le développement de procédés de deuxième génération* permettant la valorisation de la plante entière optimisée pour la production d'énergie ou de matières premières végétales non alimentaires telles que la paille, le bois ou les déchets verts par utilisation d'enzymes (production alcoolique) ou par thermochimie (production de diesel à partir des éléments lignocellulosiques) ;
- *l'optimisation des performances des moteurs* utilisant des biocarburants.

## 4 Les modalités de soutien aux biocarburants doivent être clarifiées et adaptées

Le soutien public à la filière biocarburant en France passe actuellement par deux outils :

- *une obligation d'incorporation* : la taxe générale sur les activités polluantes (TGAP) impose aux distributeurs de carburants des pourcentages minima de distribution de carburants d'origine agricole, pourcentages croissant chaque année conformément aux objectifs du plan français sur les biocarburants ; en cas de non-respect de ces niveaux de distribution, le distributeur doit payer une taxe d'un montant dissuasif ;
- *une défiscalisation à la consommation* : une réduction de la taxe intérieure sur les produits pétroliers (TIPP) en faveur des biocarburants incorporés dans des carburants fossiles est fixée à 33 € par hectolitre pour l'éthanol et 25 € par hectolitre pour le biodiesel ; le niveau de défiscalisation a historiquement été fixé de façon à compenser l'écart entre le prix au litre des biocarburants et celui des carburants fossiles.

**La France est le seul pays qui met en œuvre ensemble ces deux incitations.**

Le premier dispositif permet, à lui seul, de garantir la montée en charge de la filière biocarburant en France. L'utilité du deuxième dispositif peut donc sembler limitée et son coût pour les finances publiques injustifié, d'autant plus que la hausse du prix des carburants fossiles n'a pas conduit à revoir à la baisse de façon substantielle le niveau de la défiscalisation.

Il convient aussi de tenir compte des incohérences des niveaux actuels de taxation de l'essence et du diesel. On peut par exemple calculer (tableau n° 30) que le niveau de fiscalité de l'éthanol incorporé à l'essence est actuellement, corrigé des différences de pouvoir calorifique entre carburants, supérieur à celui du gazole de 0,0122 euro/litre.

**Tableau n° 30 : Niveau de taxation des carburants**

Carburant	Pouvoir calorifique inférieur (PCI) en MJ/litre	TIPP en euros/litre	TIPP en euros/MJ
Gazole	35,952	0,4169	0,0116
Essence	32,389	0,5892	0,0182
Éthanol	21,283	0,2592	0,0122

Source : Centre d'analyse stratégique

L'écart est encore plus grand à kilomètres parcourus identiques car le rendement des moteurs Diesel est meilleur que celui des moteurs à essence ou éthanol.

Ces chiffres sont cependant théoriques, car le consommateur ne connaît pas le pouvoir calorifique du litre de carburant qu'il achète : si l'incorporation d'éthanol est de 5 %, le pouvoir calorifique baisse globalement de 2 %, ce qui est équivalent à une hausse de 3 centimes d'euro par litre de carburant, une différence importante dans la concurrence entre stations-service. Cette désinformation du consommateur n'existerait plus si les stations-service affichaient le taux d'incorporation d'éthanol dans l'essence.

### ■ **Les fiscalités des importations de biocarburants et celles des carburants fossiles doivent être harmonisées**

En matière d'importation, l'éthanol dénaturé utilisable comme carburant (par opposition à l'éthanol non dénaturé utilisable en alimentation) est actuellement soumis à un droit de douane de 10 €/hl. Ceci n'est pas cohérent avec les droits de douane nuls pratiqués sur les carburants fossiles. L'éthanol et l'essence sont, en effet, devenus deux carburants largement substituables et le fait d'imposer un droit de douane à l'éthanol et non au pétrole ou à l'essence est donc une barrière au développement de la filière éthanol en Europe, qui n'a pas de justification sur le plan de la politique énergétique.

Un développement des importations en Europe contribuerait à la crédibilité et à la croissance de la filière éthanol au niveau européen et garantirait donc la pérennité de débouchés aux producteurs français. On notera ainsi que la filière E85 (mélange de 85 % d'éthanol et de 15 % d'essence) en Suède, qui s'est développée grâce à un dispositif douanier spécifique sur la base d'éthanol brésilien jusqu'à présent, constitue un marché potentiel pour les éthanoliers français. L'E85 bénéficie désormais au niveau européen d'un tarif douanier adapté puisque son importation en tant que mélange n'est soumise en Europe qu'à un droit de douane de 6,5 %.

S'agissant des biodiesels, les droits de douane sur les importations d'huiles, d'oléagineux ou de biodiesel sont soit nuls, soit inférieurs à 5 % en valeur.

Enfin, si l'incitation à la production de biocarburant a permis transitoirement d'engager la filière industrielle dans une période de remontée des prix internationaux sur les matières premières – donc favorable à la rémunération des agriculteurs –, le maintien d'obstacles à l'importation de biocarburants et la poursuite de l'augmentation des capacités de production conduiraient, d'une part, au maintien de prix intérieurs agricoles élevés préjudiciables aux coûts de production des biocarburants, d'autre part, à une concurrence énergétique/alimentaire sur des filières alors que l'agriculture française pourrait, dans un contexte de marchés alimentaires internationaux revitalisés, trouver la rémunération de ses secteurs agricoles les plus compétitifs.

## 5 Les biocarburants ont le vent en poupe, mais ne constituent pas encore une solution claire et définitive

Il faut constater que le développement des biocarburants est soumis à des tensions très contradictoires. Il n'y a pas de « solution » claire ni surtout « définitive ».

Si les engagements physiques d'incorporation peuvent être tenus à des niveaux assez élevés dans l'état actuel des connaissances et des techniques, il faut admettre que, sur nombre de critères, le bilan est mitigé : les filières actuelles ne satisfont pas aux enjeux de long terme en l'état.

Du point de vue de la réglementation et de la montée en puissance de la filière, les situations actuelles observées sur les marchés et sur les soutiens aux filières de première génération sont forcément transitoires : les équilibres de marchés et les maturités techniques ne sont pas atteints, des gains économiques de productivité de 30 % de l'étape de transformation sont envisagés par la profession. Une grande vigilance doit être apportée aux dérives des outils d'incitation – destinés à dépasser les obstacles dus aux défaillances de marché – et à leur obsolescence. C'est pourquoi une pause dans les engagements paraît nécessaire, jusqu'à l'émergence et l'évaluation de biocarburants de deuxième génération.

De plus, le dispositif incitatif devrait être plus sélectif aussi sur les performances CO<sub>2</sub> et environnementales des filières.

L'évolution technologique rapide de la capacité française de production doit donc être favorisée à travers des outils *ad hoc* :

- *le soutien à la recherche et au développement de biocarburants transformant la composante lignocellulosique des végétaux* – que ce soit pour des plantes alimentaires ou non alimentaires – est à privilégier. C'est important par rapport à la réalité de la biomasse qui sera disponible à l'avenir, dans laquelle la production forestière pourrait être déterminante. Certes, les écobilans actuels sur cette deuxième génération restent très spéculatifs : la catalyse et le génie enzymatique permettent d'envisager des procédés de transformation plus sobres en énergie ;
- *l'augmentation du rendement énergétique à l'hectare* est importante : c'est plus par le choix judicieux de la production (nouvelles espèces de préférences pluriannuelles pour éviter les impacts des intrants agricoles, par exemple) que par une ré-intensification forte des pratiques agricoles. Les analyses doivent anticiper les conséquences environnementales du regain d'intérêt pour les pratiques agricoles intensives et en monoculture, et de leurs conséquences (eau, sols, utilisation de produits phytosanitaires). Naturellement, ce regain intensif, implicitement accentué par la hausse du débouché bioénergétique (mais aussi par les perspectives mondiales en alimentation), doit amener à maîtriser de façon accrue les impacts de l'agriculture sur l'environnement en général, et pas seulement sur les productions énergétiques.



**Le soutien fiscal (par le contribuable) doit s'effacer derrière l'obligation réglementaire d'incorporation (aux frais du consommateur).**

Le Conseil européen des 8 et 9 mars 2007 a adopté un nouvel objectif contraignant de 10 % en 2020 sous réserve de respect des principes de durabilité à la production et de disponibilité des biocarburants de deuxième génération en BTL (« *biomass to liquid* »).

Les projets qui permettent d'obtenir les biocarburants de deuxième génération et l'importance des programmes de production lancés jusqu'à présent en France, et qui sont en cours de réalisation, justifient une pause dans l'accroissement des autorisations de production sur la base des procédés actuels.

## DE LA VALEUR ÉCONOMIQUE DE LA TONNE DE CARBONE

La convergence des analyses sur le réchauffement climatique et les conséquences qu'il risque de produire sur l'ensemble de la planète ne permettent plus de différer les efforts qu'il convient de fournir pour réduire substantiellement nos émissions de gaz à effet de serre. Les actions à engager en ce sens ainsi que leur calendrier s'avèrent cependant particulièrement complexes à définir : les conséquences sociales et économiques sont considérables et ni la France (qui représente 2 % des émissions mondiales), ni l'Europe (15 %) ne sont de taille à traiter le problème indépendamment du reste du monde.

L'objet de la présente annexe est, d'abord, de rappeler l'utilité d'une valeur socio-économique du carbone de référence qui, à défaut d'assurer le bien-fondé des différentes politiques publiques, pourrait tout au moins en garantir la cohérence, de s'interroger sur la manière de la déterminer et de poser enfin un certain nombre d'interrogations qui méritent d'être traitées avant même de fixer une valeur.

Une telle réflexion peut apparaître bien théorique au regard des enjeux et du fait qu'un tel référentiel carbone se heurte à des interrogations redoutables :

- le raisonnement économique qu'il permet de fonder n'est-il pas dérisoire au regard des conséquences possibles du réchauffement climatique sur l'ensemble de la planète ?
- un tel référentiel est-il pertinent compte tenu de la dimension planétaire du phénomène ?
- ce référentiel est-il vraiment opérationnel, s'il conduit à se démarquer des références observées à l'étranger et à justifier des efforts inconsidérés ? Mais *a contrario* ce référentiel normatif n'est-il pas incontournable pour éclairer l'action et orienter les investissements dès lors que la France et l'Europe cherchent à affirmer une politique publique de lutte contre le changement climatique et que les contraintes budgétaires imposent plus que jamais une rationalisation des dépenses ?

### 1 De l'intérêt d'une valeur économique de la tonne de carbone

Dans les débats et la littérature, on est tout d'abord confronté non pas à une valeur de la tonne de carbone<sup>31</sup>, mais au contraire à une myriade de valeurs reposant sur

31 - La combustion d'une tonne de carbone produit 3,7 tonnes de dioxyde de carbone CO<sub>2</sub>.

des concepts théoriques, des méthodes de calculs et des hypothèses de cadrage différents. Ces valeurs dépendent également du taux d'actualisation retenu (qui a été révisé récemment en France : rapport Lebègue/Baumstark, 2005) qui reflète notre vision du futur. La multiplicité des valeurs possibles de la tonne de carbone ne doit pas pourtant masquer l'importance d'un cadre de référence :

- une valeur de la tonne de carbone permet, dans le cadre d'évaluations socio-économiques préalables, d'éclairer **les arbitrages** entre les différents efforts de réduction d'émission, ainsi que leur répartition entre les différents secteurs économiques. Chaque processus de réduction des émissions (procédé de réduction des émissions par amélioration des techniques ou par captage du carbone, procédé de substitution d'une production d'énergie fortement émettrice de CO<sub>2</sub> par une autre moins polluante) conduit ainsi à une valeur de la tonne de carbone économisée qui peut être estimée et comparée à la valeur de référence pour déterminer l'intérêt de sa mise en œuvre ;
- ces valeurs sont également déterminantes dans les recommandations en matière d'**internalisation des effets externes**. Elles peuvent même devenir, dans certains cas, les références pour fonder d'éventuelles taxations ou pour prendre en compte les préoccupations de développement durable dans les analyses de rentabilité socio-économique des investissements publics. On peut penser, par exemple, qu'une prise en compte systématique d'une valeur du carbone accélérerait la réalisation de certains investissements dont la rentabilité n'apparaît pas suffisante aujourd'hui.

Ce référent constitue un instrument de mesure permettant d'introduire dans les débats et décisions un minimum de cohérence, tant au plan international qu'au sein de chaque pays.

Sur ce point, la théorie économique donne quelques principes normatifs assez simples qu'il est utile de rappeler. Il est en effet raisonnable de :

- pousser l'effort de réduction des émissions tant que l'avantage que la société en retire reste supérieur au coût qu'il faut supporter pour l'obtenir ;
- faire en sorte, lorsqu'on a décidé d'un niveau d'effort, de le faire porter là où il est le moins coûteux à obtenir, c'est-à-dire tant que le coût de réduction des émissions est inférieur à la valeur de référence ;
- valoriser clairement dans les calculs de rentabilité des projets d'investissements publics les gains sur l'effet de serre qu'on obtient ou qu'on obtiendra dans le futur au regard des coûts consentis par la collectivité.

Comment déterminer concrètement la valeur de ce signal prix ?

## 2 La valeur tutélaire actuelle du carbone : un éclairage pour les politiques publiques

En 2001, un groupe de travail du Commissariat général du Plan, qui avait pour mission de préciser les valeurs environnementales à intégrer dans les évaluations socio-économiques des infrastructures de transport, avait proposé de retenir une « valeur

tutélaire » de la tonne de carbone à 100 €, soit 27 € la tonne de CO<sub>2</sub>. Cette valeur, toujours en vigueur dans la circulaire ministérielle qui encadre les évaluations des infrastructures de transport – bien que le prix du pétrole qui la fondait ait beaucoup augmenté –, avait été retenue après un long processus de discussions et débats autour de nombreux aspects (coûts de réduction des émissions, niveau d’engagement des pays dans la réduction des émissions, politiques mises en œuvre, mise en place d’instruments de flexibilité, diversités souvent importantes des valeurs produites dans les études, etc.). Cette valeur de référence, qui était associée à un prix bas des hydrocarbures, ne résultait donc pas d’un modèle particulier mais d’un compromis essayant d’intégrer un ensemble d’arguments et de propositions défendus par des acteurs aux intérêts contradictoires.

**Tableau n° 31 : Valeur de la tonne de carbone**

	2000-2005	2005-2010	2010-2020	après 2020	Remarques
<b>Prix du pétrole HT (\$/baril)</b>		24 \$ + 1,4 %/an		+ 2 %/an	Test de sensibilité pour un taux de croissance de 5 %/an après 2020
<b>Prix de la tonne de carbone (€/t C)</b>	100 €/t C	100 €/t C	+ 3 %/an	+ 3 %/an	Révision périodique de ces valeurs

Source : Rapport Marcel Boiteux (Commissariat général du Plan, 2001)

En 2050 ces valeurs seraient respectivement de l’ordre de 326 € et de 54 \$ le baril<sup>32</sup>. Après 2010, le taux de croissance proposé du prix du carbone, égal à 3 % par an<sup>33</sup>, correspondait à un scénario dans lequel le monde recourait, plus qu’aujourd’hui, aux mécanismes de flexibilité (participation effective d’un plus grand nombre de pays, extension du système de permis d’émission négociables, mécanismes de développement propre) et continuerait à exploiter l’énergie nucléaire.

**Cette valeur tutélaire de la tonne de carbone n’est pas intangible et reflète l’état d’une réflexion à un moment donné ; elle doit aujourd’hui pouvoir évoluer, comme le prévoyait les rédacteurs, pour prendre en compte les travaux récents du GIEC, l’objectif envisagé dans le cadre de la loi d’orientation sur l’énergie de 2005**

32 - Ce prix correspond à une valeur du carbone obtenue sous l’hypothèse d’un recours progressif aux mécanismes de flexibilité à l’échelle internationale, comprend une prime de risque et tient compte du fait que l’on doit imputer une valeur d’option positive aux actions, notamment d’investissement, qui ouvrent les marges de manœuvre futures de la société.

33 - Les études qui fournissent des résultats sur la dynamique du prix du carbone sont loin d’être homogènes. Certaines font apparaître une stabilisation du prix après 2010, d’autres une croissance sensible. Ces divergences s’expliquent principalement par les hypothèses retenues, au cours des exercices de prospective, sur le fonctionnement et l’étendue des mécanismes de flexibilité. Lors des discussions au sein du groupe, plusieurs opinions contrastées se sont exprimées à ce propos. Certains souhaitaient retenir un taux de croissance net égal à 2 % par an qui résulterait d’un taux de croissance du prix du carbone égal à 4 % diminué de l’effet du progrès technique estimé à 2 % par an. D’autres, moins nombreux, considérant la difficulté d’étendre les mécanismes de flexibilité au niveau international, proposaient au contraire de retenir un taux de croissance du prix du carbone égal à 5 % par an. L’impossibilité de trancher entre ces deux visions du futur a conduit à proposer une valeur intermédiaire de 3 % par an.

d'une réduction par un facteur 4 de nos émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2050, la révision des anticipations du prix des hydrocarbures compte tenu de leur augmentation actuelle... Se repose ainsi la question du choix de cette valeur, mais aussi celle de sa méthode de détermination.

### 3 Le coût social du carbone associé à la monétarisation des conséquences du changement climatique

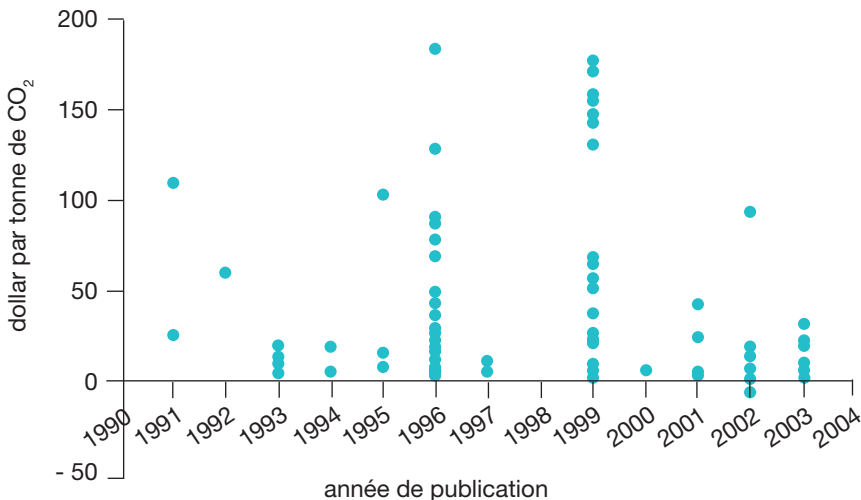
*Une première manière d'aborder ce référent consiste à se fonder sur l'appréciation du coût associé au risque de changement climatique.*

Lorsqu'à Kyoto les États décident d'engager une action commune pour réduire les émissions de gaz à effet de serre, c'est au regard de la mesure des risques que l'inaction fait courir aux générations futures et que l'on peut chercher à évaluer, même si cette approche est extrêmement difficile.

Dans ce cas, la valeur de la tonne de carbone, ou plus exactement la valeur de la non-émission d'une tonne de CO<sub>2</sub>, se mesure au regard de son impact non seulement sur le système économique mais, beaucoup plus largement, sur l'ensemble de la planète.

On associe donc à une tonne émise de CO<sub>2</sub> aujourd'hui un dommage futur que l'on cherche à évaluer. Les calculs qui ont été réalisés et qui aboutissent généralement à des valeurs du carbone plus faibles que celles auxquelles on aurait pu s'attendre, ce qui laisse perplexe, ont fait l'objet de critiques extrêmement vives.

**Graphique n° 13 : Coût social des émissions de gaz à effet de serre selon 28 études**



Source : Tol (2004)

La revue de la littérature (par exemple celle de Tol, 2004) montre la dispersion des valeurs obtenues dans de très nombreuses études : leur médiane est proche de 14 \$/tC, la moyenne est de l'ordre de 93 \$/tC. Les plus hautes dépassent 350 \$/tC mais ne représentent que 5 % de l'échantillon. C'est dans cette fourchette haute que le rapport Stern trouve sa référence (314 €/tC).

Même si, dans la pratique, l'exercice de la mesure des dommages apparaît difficile, voire impossible, en raison d'obstacles méthodologiques insurmontables, les chiffres produits dans cette perspective intéressent les négociateurs notamment pour aborder les questions d'équité, d'égalité devant les efforts à fournir, ou même pour négocier d'éventuelles compensations.

Ce type d'approche intéresse également de plus en plus les grands assureurs, par exemple, qui cherchent à déterminer le coût des dommages que subiront leurs assurés (catastrophes naturelles, pandémies, etc.). Le marché commence par ce biais à internaliser un certain nombre d'effets du changement climatique.

## 4 La valeur du carbone associé aux coûts de réduction des émissions de CO<sub>2</sub>

Une autre manière d'appréhender la valeur économique de la tonne de CO<sub>2</sub> consiste à considérer non plus le dommage associé aux émissions, mais le coût qu'il faut consentir pour les réduire.

On parlera des coûts de réduction ou d'abattement du CO<sub>2</sub>. Plus la contrainte sur les émissions fixée par la puissance publique est élevée, plus la valeur de la tonne de carbone associée à cet effort est élevée, car il faut alors mobiliser des potentiels importants de réduction. Au contraire, plus la contrainte est faible, plus la valeur de la tonne de carbone associée à l'effort est faible. En outre, plus on impose aux agents économiques des conditions restrictives pour effectuer ces efforts (cloisonnement des marchés sectoriels par exemple), plus la valeur de cet effort augmente. Il est clair qu'ici la valeur de la tonne de carbone n'est pas déterminée en soi, elle dépend du scénario envisagé et de l'ensemble des caractéristiques de la contrainte : elle évoluera donc en fonction des résultats des négociations qui vont intervenir sur le post-Kyoto.

Pour apprécier cette valeur, plusieurs méthodes peuvent être exploitées. On peut utiliser des modèles généraux qui synthétisent l'ensemble du système économique d'un pays (généralement le système énergétique) et qui permettent de calculer une valeur du carbone, dès lors que l'on fixe le niveau des émissions de CO<sub>2</sub> à ne pas dépasser. Celle-ci est alors fonction du modèle et de ses spécificités, mais surtout des hypothèses générales retenues dans les simulations.

Si l'on prend ainsi l'année 2010 et les objectifs de Kyoto associés, la littérature affiche, pour l'Europe, une tendance centrale autour de 20 €<sup>34</sup>. Dans le cas d'un marché mondial fluide des quotas d'émissions de CO<sub>2</sub>, cette tendance diminue fortement à près de 5 €. Dans le cas où, au contraire, l'Europe ne peut échanger ces contraintes avec celles d'autres pays, la valeur centrale approcherait alors les 40 €. Le durcissement de la contrainte (réduction plus ambitieuse pour maintenir l'augmentation de température à 2 degrés par exemple) conduirait à des valeurs beaucoup plus élevées (95 €). Cette étude n'est qu'un chiffrage parmi d'autres. Les simulations proposées par P. Criqui conduisent, dans certains scénarios cohérents avec le facteur 4, à des montants beaucoup plus élevés, de l'ordre de 700 € la tonne de carbone à l'horizon 2050, si l'on veut réduire par quatre nos émissions à cette date.

Toujours dans le cadre de cette approche, d'autres ordres de grandeur peuvent être avancés à partir d'analyses plus simples, mais forcément partielles, consistant à calculer la valeur économique de la tonne carbone pour chacun des procédés disponibles (procédé de réduction des émissions par amélioration des techniques, ou par capture du carbone, procédé de substitution d'une production d'énergie fortement émettrice de CO<sub>2</sub> par une autre qui l'est moins). On trouve dans la littérature des chiffres associés aux différentes technologies qui peuvent aller de niveaux relativement faibles, pour la filière bois par exemple, à des niveaux beaucoup plus élevés, comme pour certaines énergies renouvelables – notamment le solaire.

Pour déterminer alors un référent carbone, la théorie économique suppose qu'on utilise de manière rationnelle ces différents procédés en utilisant les moins coûteux pour aller vers les plus coûteux et que la valeur de la tonne carbone à retenir correspond finalement au coût du dernier procédé utilisé pour satisfaire la contrainte qu'on souhaite respecter (niveau d'émissions autorisé). C'est bien cette valeur qui importe à la collectivité et qui pourrait constituer pour l'ensemble des acteurs un signal efficace, invitant à réaliser tous les efforts dont le coût est inférieur à cette norme. On peut observer que ces valeurs sont beaucoup plus élevées que les précédentes.

**En réalité, si ce raisonnement donne des indications et des ordres de grandeur intéressants. Il ne peut offrir qu'une première approche et ne peut, de manière aussi simple, permettre de déterminer un référentiel global.** De fait, les coûts marginaux de réduction de toutes ces techniques devraient s'égaliser tandis que d'autres devraient apparaître, le niveau de ce coût dépendant du nombre des technologies « participants à l'offre ». Par exemple, une valeur relativement élevée du carbone devrait permettre le développement d'énergies « sans carbone » de même que la capture et la séquestration du CO<sub>2</sub>.

## 5 La valeur du carbone associée aux signaux prix résultant du marché

Une autre manière encore d'envisager ce référentiel est de considérer directement les signaux que renvoient les marchés d'échanges de quotas d'émissions de CO<sub>2</sub> qui ont été mis en place en plusieurs endroits du monde.

34 - Capros P. et Mantzos L. (2000).

En théorie, les prix sur ces marchés pourraient révéler le prix associé à la contrainte des engagements de Kyoto et les degrés de liberté qui sont laissés aux acteurs. Ils révéleraient ainsi la disposition à payer des décideurs et *in fine* celle de la collectivité. Si les marchés fonctionnaient correctement, ils révéleraient des informations que la collectivité a du mal à produire par elle-même et qui résultent de la connaissance des savoir-faire et des calculs de l'ensemble des agents économiques, des producteurs aux consommateurs : ils devraient conduire en outre à optimiser le coût pour la collectivité.

Même si ces marchés, de nature assez divers, restent encore très partiels, très cloisonnés et leur fonctionnement sujet à caution, les analyses donnent de nombreuses informations utiles pour interpréter les signaux prix et apprécier leur qualité (l'impact des contrats, des mécanismes de flexibilité autorisés, l'impact du climat, du prix du pétrole, des risques, etc.) (Lecoq, 2006). De manière générale, les prix constatés sont assez faibles.

Si l'on considère le marché de permis européen<sup>35</sup> des droits d'émission de CO<sub>2</sub>, **les évolutions contrastées** observées durant cette période trouvent de nombreuses explications (le marché reste très partiel : le transport et l'habitat ne sont pas intégrés, le nombre d'acteurs reste encore limité, certains, particulièrement puissants, peuvent influencer le marché, les plans d'allocation des permis par les États ont été trop généreux, les règles, les contrôles, les décisions sur l'organisation future de ces marchés sont restés flous).

Malgré cela, l'expérience montre que ces marchés peuvent fonctionner. Et la question demeure de savoir si à terme les signaux qui pourraient être envoyés par des marchés plus matures, interconnectés, avec des règles du jeu stables et contrôlées, ne seraient pas suffisants pour définir un référentiel carbone utile pour la collectivité.

Pour l'instant, ces différents marchés restent cloisonnés, les valeurs sont différentes, mais pourraient-ils converger et vers quelles valeurs ? Cette question fait débat. Admettons cependant que la qualité des signaux sur ces marchés puisse s'améliorer, quel crédit pourrait-on leur accorder pour l'orientation à long terme des décisions structurantes des pouvoirs publics en termes d'investissement ?

Si l'on veut bâtir un programme de réduction des émissions de gaz carbonique (qui mettra plus de vingt ans à faire pleinement sentir ses effets), n'est-il pas préférable de se référer à des données structurelles plutôt qu'à des grandeurs fluctuantes et erratiques sur des marchés très imparfaits (absence de visibilité à moyen et long terme, évolution du prix du pétrole...)?

Il est clair que le niveau faible des valeurs affichées aujourd'hui pose un véritable problème au regard des autres grandeurs évoquées plus haut.

35 - Le marché de SEQEN (Système européen de quotas d'émissions négociables) a démarré le 1<sup>er</sup> janvier 2005. Il couvre 52 % des émissions de CO<sub>2</sub> de l'UE-25 et repose sur l'échange des quotas d'émissions de CO<sub>2</sub> attribués dans le cadre des Plans nationaux d'allocation de quotas (PNAQ) par les gouvernements des États membres aux installations du secteur énergie et d'un certain nombre de secteurs industriels (sidérurgie, ciment, matériaux de construction, verre, papier). En tout, 11 400 installations en Europe auxquelles 2,2 milliards de quotas d'émissions par an ont été alloués, presque totalement à titre gratuit.



## 6 Des questions encore ouvertes pour les économistes

Entre le brouhaha des valeurs qui circulent et la myopie des agents économiques, il paraît utile de fixer une valeur normative du carbone. Cette démarche devra répondre à quatre questions :

- Sur quels principes doit-on fixer une telle valeur ?
- La valeur référence du carbone doit-elle être constante dans le temps ou doit-elle être croissante ? Son évolution doit-elle par ailleurs intégrer celle des prix du pétrole ?
- Faut-il accepter, et pour quels motifs, des valeurs différentes par secteur d'activité ? En théorie, ce référentiel doit être unique, la valeur du CO<sub>2</sub> ne dépendant pas du secteur qui l'a émis, sous peine d'introduire des distorsions importantes dans le système économique. En conséquence, il est plus efficace de définir un quota unique et non un quota par sous-secteur, ce qui correspond à une contrainte unique et non à des contraintes différenciées. Si l'on s'engage au contraire dans une perspective différenciée, celle-ci doit être argumentée. Elle peut se justifier en référence à des coûts et des vitesses d'ajustement différenciés dans chacun des secteurs, elle peut l'être en raison d'effets redistributifs qu'il serait toutefois préférable de corriger par d'autres moyens. Elle peut l'être, enfin et surtout, si ce référentiel carbone constitue la base d'une taxation carbone sur le système productif et s'il est nécessaire de prendre en compte l'exposition relative des secteurs à la concurrence internationale. L'unicité de ce référentiel carbone peut en revanche être préservée si l'on s'engage sur une taxe à la consommation portant sur la teneur en carbone des produits et services, qu'ils soient produits en France ou importés, perspective qui n'apparaît pas simple à mettre en œuvre.
- Cette valeur doit-elle s'appliquer à la France ? à l'Europe ? Comment peut-elle prendre en compte une attitude des autres pays industrialisés qui refuseraient de réduire leurs émissions de GES ? Comment au contraire tenir compte d'un accord mondial qui permettrait à notre économie de lancer des actions vigoureuses de réduction sans risquer de perdre sa compétitivité ?

Se posera alors la question de savoir comment passer d'un système de valeurs (monétarisation des conséquences du changement climatique, calcul des coûts de réduction des émissions, modélisations, signaux renvoyés par les marchés) à une base reconnue en intégrant dans la réflexion les engagements pris en matière de lutte contre l'effet de serre (objectif de - 20 % ou - 30 % des émissions en 2020). Les arbitrages sur ce référentiel dépendront aussi, en partie, de l'utilisation qu'on pense pouvoir en faire. Ils devront prendre en compte les résultats des différents travaux menés en ce domaine et être conduits avec nos partenaires européens.

La qualité du processus de production de ce cadre référentiel, véritable bien collectif, représente un enjeu important pour le débat sur l'utilité et l'efficacité des arbitrages publics en matière de lutte contre l'effet de serre.

*Éléments de réflexion rassemblés dans le cadre d'un atelier d'économistes consacré à la « valeur économique de la tonne de carbone », présidé par Roger Guesnerie et animé par Luc Baumstark (2007).*

## COMPARAISON DE PLUSIEURS RAPPORTS DE PROSPECTIVE ÉNERGÉTIQUE (EUROPE)

Différents pays (États membres de l'Union européenne, Suisse, États-Unis, etc.) étudient des politiques énergétiques compatibles avec la lutte contre l'effet de serre. L'Union européenne s'est engagée, lors du Sommet européen de mars 2007, à réduire ses émissions de gaz à effet de serre (GES) d'au moins 20 % d'ici à 2020 et à atteindre, au même horizon, des objectifs de meilleure efficacité énergétique (- 20 % de la consommation énergétique primaire), de développement des énergies renouvelables (20 % la consommation énergétique primaire totale de l'UE, contre 6,5 % actuellement), tout en maintenant une économie compétitive. L'effort à fournir en vue de la réalisation de cet objectif de - 20 % d'émissions devra être réparti entre les différents États membres. Un certain nombre de rapports de prospective énergétique à 2020-2030 ont été publiés ces derniers mois en Europe (Belgique, Irlande, Italie, Lituanie, Pays-Bas...). Seuls quelques pays (France, Allemagne, Autriche, Royaume-Uni) prolongent la réflexion jusqu'à 2050.

*Le rôle des technologies nouvelles et non polluantes est déterminant pour la réalisation, ou non, des objectifs de réduction des émissions de GES que chaque État membre se fixe. Mais la disponibilité des technologies à un stade industriel constitue, dans certains cas, une incertitude majeure. L'évolution du prix des énergies aura une influence considérable sur la rapidité des changements de comportement et le niveau de la croissance déterminera pour partie le niveau des émissions de GES. Enfin, la stratégie et les moyens choisis pour atteindre les objectifs de politique énergétique aux horizons fixés sont décisifs. Les rapports allemands, anglais, belges et français sont résumés sur ces trois points dans un tableau comparatif (voir en fin d'annexe).*

### 1 Les pays étudiés dans le domaine de la prospective énergétique utilisent des approches plus ou moins intégrées

#### ■ Les démarches utilisées

Deux types de démarches sont suivis : les rapports anglais et français ont une approche intégrée énergie/environnement, les analyses belges et allemandes sont fragmentées.

- La « *Leitstudie 2006* » allemande, commandée par le ministère de l'Environnement (BMU), est exclusivement centrée sur la production d'électricité (et de chaleur) d'origine renouvelable. Le second document, publié pour le compte du ministère de l'Économie, étudie un scénario de référence sur les marchés de l'énergie jusqu'en 2030 (type *business as usual*, mais qui intègre des mesures d'efficacité énergétique et en faveur des énergies renouvelables à venir).

- Le rapport de la commission « Énergie 2030 » belge (CE 2030), réunie à la demande du ministre de l'Énergie, met davantage l'accent sur la sécurité d'approvisionnement de la Belgique que sur des perspectives en termes d'émissions, bien qu'il tienne compte d'objectifs de réduction en la matière. Intitulé *Défis énergétiques*, il traite en fait presque exclusivement d'électricité. Les possibilités et les effets de réduction des émissions de GES ont été étudiés à part, à la demande du ministre fédéral de l'Environnement, dans une publication<sup>36</sup> de juillet 2006 consacrée à l'analyse de scénarios de réduction d'émissions aux horizons 2020 et 2050.

- Dans les approches française et anglaise, les objectifs de la politique énergétique sont explicitement dictés par la lutte contre le changement climatique ; en théorie en Allemagne aussi, mais une étude unique, écartant le recours au nucléaire, peinerait à concilier la lutte contre le réchauffement climatique *via* le développement d'une production d'énergie d'origine renouvelable et la construction de nouvelles centrales à charbon (45 % de l'électricité aujourd'hui) et à lignite<sup>37</sup>, ces dernières bénéficiant, en outre, d'une allocation de quotas de CO<sub>2</sub> plus favorable que celle dédiée au gaz dans le cadre du système communautaire d'échange de quotas d'émission (SCEQE).

### ■ **L'avenir du nucléaire**

Aucun rapport n'échappe à une réflexion sur la place à venir du nucléaire dans la production d'électricité, même si c'est pour montrer, comme le tente l'Allemagne, que les énergies renouvelables constituent une alternative plausible.

- La « *Leitstudie 2006* » allemande souhaite ainsi démontrer que le potentiel d'énergies renouvelables de l'Allemagne permettra d'atteindre les objectifs de réduction des émissions fixés par le gouvernement allemand, *sans remettre en cause la loi sur la sortie du nucléaire de 2002* (arrêt de la dernière centrale prévu pour 2023). Selon cette étude néanmoins, l'objectif intermédiaire de - 40 % en 2020 n'est pas atteint (- 35 % semble un maximum). Pour ce faire, l'étude prévoit, par exemple, une multiplication par 3,6 de la production d'origine éolienne d'ici à 2030, alors même que le réseau de transport d'électricité européen peine parfois à supporter les aléas de la production intermittente des quelque 20 000 MW de capacité éolienne déjà installés en Allemagne.

C'est dans le second document allemand que l'on en trouve les conséquences en termes de mix énergétique : la production d'électricité en 2030 dépendra encore pour une grande part des énergies fossiles : 33 % de gaz, 29 % de lignite, 8 % de charbon, 3 % d'hydraulique, 16 % d'éolien et 10 % constitués d'autres sources renouvelables.

Les émissions de gaz à effet de serre dues à l'énergie auront diminué de 32 % en 2030, atteignant les - 21 % en 2012 (objectif de Kyoto pour l'Allemagne). Ce scénario

36 - BFP (2006), *La politique climatique post-2012*.

37 - La plus grande centrale de lignite au monde est en construction à Neurath, dans l'ouest de l'Allemagne, pour le compte de RWE.

table néanmoins sur une faible diminution du CO<sub>2</sub> (- 18 %) « compensée » par de plus fortes diminutions des autres polluants. L'Allemagne a anticipé les difficultés des entreprises, notamment énergétiques, participant au système d'échange de quotas d'émission pour la période 2008-2012 : le 2 juillet 2007, elle a relevé de 20 % le plafond<sup>38</sup> imposé au volume de « crédits carbone » MDP/MOC (passant de 12 % à 22 % des allocations) que les entreprises sont autorisées à utiliser à des fins de conformité. Sous réserve de l'accord de la Commission européenne, ces entreprises basées dans le pays le plus gros émetteur de GES de l'UE pourront utiliser 90 millions de crédits carbone supplémentaires chaque année au titre de projets du protocole de Kyoto pour respecter leurs objectifs de conformité.

- Le rapport de la CE 2030 belge montre à l'inverse que la réduction des émissions de CO<sub>2</sub>, quel que soit son niveau, *ne sera financièrement pas supportable si l'abandon du nucléaire s'effectue tel que prévu dans la loi de sortie du nucléaire de 2003* (arrêt de la dernière centrale prévu pour 2025). Du fait d'un potentiel naturel limité, la CE 2030 ne compte pas sur un développement massif des énergies renouvelables (dont les potentiels ont fait l'objet d'une étude spécifique<sup>39</sup>) pour atteindre ses objectifs environnementaux. Comme pour l'Allemagne, sans nucléaire, l'approvisionnement en énergie deviendrait presque exclusivement dépendant du gaz naturel et du charbon, lequel n'est par ailleurs pas envisageable sans la technologie du captage et stockage du CO<sub>2</sub> (CSC).

*La pertinence de la sortie du nucléaire est donc clairement reconsidérée dans ce document qui, remis au ministre de l'Énergie juste après les élections fédérales de juin 2007, pourrait faire l'objet d'un débat de la nouvelle Assemblée parlementaire.*

- Le gouvernement britannique a choisi de dissocier l'analyse du nucléaire dans un autre Livre blanc paru fin 2007. D'ici quinze ans cependant, sept GW nucléaires seront à remplacer (fin de vie des centrales). Les scénarios montrent qu'en leur absence, l'objectif de - 60 % d'émissions de CO<sub>2</sub> d'ici à 2050 ne pourrait être tenu qu'au prix d'une dégradation des autres objectifs de politique énergétique. Le Royaume-Uni prévoit d'exploiter au maximum son potentiel d'énergies renouvelables (énergies éolienne et marine notamment), ce qui devrait lui permettre d'atteindre l'objectif européen de 10 % en 2010, puis de doubler cette part à l'horizon 2020. Dans l'hypothèse où la part du nucléaire dans la production d'électricité (- 20 % actuellement) n'évoluerait pas, le mix énergétique futur du Royaume-Uni laissera la part belle aux énergies fossiles (60 % environ). L'achèvement des objectifs de réduction des émissions des gaz à effet de serre d'ici à 2020, pour la production d'énergie, passera essentiellement par l'achat de quotas de CO<sub>2</sub> plutôt que par une baisse significative des émissions dans le secteur de la production d'énergie.

38 - Les États membres peuvent permettre à des exploitants d'utiliser, dans le cadre du système communautaire d'échange de quotas d'émission (SCEQE), les unités de réduction des émissions résultant de projets au titre des mécanismes de flexibilité de Kyoto (mécanisme de développement propre [MDP] et mise en œuvre conjointe [MOC]), jusqu'à concurrence d'un pourcentage de l'allocation des quotas attribuée à chaque installation, devant être spécifié par chaque État membre dans son plan national d'allocation (PNAQ). Dans les PNAQ II, ces niveaux sont de 13,5 % pour la France, de 8,4 % pour la Belgique (Région BXL Capitale = 8 %, région wallonne = 4 %, etc.) et de 8 % pour le Royaume-Uni.

39 - De Ruyck J. (2006), *Maximum potentials for renewable energies*, Supporting document for the preliminary report of the CE2030, octobre.

Le système communautaire d'échange de quotas d'émission devrait effectivement permettre au Royaume-Uni d'économiser 13,7 Mt C<sup>40</sup> d'ici à 2020 (47,6 Mt CO<sub>2</sub>), alors que la réduction attendue en provenance de la production d'énergie se situe au maximum à 4 Mt CO<sub>2</sub>, grâce aux obligations d'incorporation des renouvelables, et entre 1,1 et 3,6 Mt CO<sub>2</sub> grâce au captage et au stockage du carbone.

- Dans les scénarios français, dans la mesure où les tendances vont vers une augmentation de la consommation d'électricité, si le nucléaire est limité au niveau actuel, les alternatives seront un recours plus important aux énergies fossiles et/ou aux énergies renouvelables (notamment éolien et bois). Toutefois, les contraintes induites par des productions d'électricité décentralisées, pouvant limiter leur fort développement, n'ont pas été prises en compte dans les scénarios.

### ■ **La mobilisation des technologies peu polluantes**

La technologie non polluante la plus attendue concernant la production d'énergie – et qui déterminera pour partie le niveau d'émissions de CO<sub>2</sub> du futur mix énergétique de ces pays – est le captage et le stockage en grandes quantités du CO<sub>2</sub> (CSC).

- L'enjeu est crucial pour l'Allemagne, qui a récemment posé la première pierre d'un site pilote<sup>41</sup> dont la réussite conditionnera l'avenir de la transformation du lignite en électricité. L'Allemagne compte sur une installation technique modèle de 300 MW qui serait mise en service vers 2015. La première utilisation commerciale de la technologie est prévue vers 2020 avec la construction d'une centrale au lignite de 1 000 MW.
- Au Royaume-Uni, un appel d'offres sera publié avant la fin de l'année 2007 pour développer une installation de séquestration de carbone et une *task force* sur le cadre réglementaire du CSC a d'ores et déjà été créée par le gouvernement. Le réalisme britannique perçoit dans la grande prudence dont fait preuve le Livre blanc sur les débouchés commerciaux, même à moyen terme, du CSC. Pourtant, l'optimisme des projections est fondé sur le succès technologique de la séquestration du carbone (commercialisable à partir de 2010), ce qui posera un problème d'adéquation des recommandations du Livre blanc aux objectifs fixés si cette technologie ne parvenait pas à maturité dans les délais prévus.
- À l'inverse, la CE 2030, consciente des obstacles potentiels à l'utilisation du CSC sur le territoire belge, ne présente pas cette technologie comme une option réellement pertinente à l'horizon 2030. Elle souligne l'importance d'étudier la possibilité de faire appel aux sites de stockage des pays voisins (Pays-Bas notamment) ainsi que les coûts de transport et les problèmes juridiques et réglementaires afférents. À titre indicatif, elle compare la réalisation d'une nouvelle centrale nucléaire (type EPR) d'une puissance de 1 700 MW (zéro émission), envisagée dans un scénario après 2020, à la construction d'une centrale à charbon de 800 MW avec CSC (deux fois moins puissante) qui nécessiterait de capter et stocker environ 5 Mt CO<sub>2</sub> par an.
- Si le rapport français prévoit la disponibilité « quasi sûre » des technologies de captage du CO<sub>2</sub> d'ici à 2015-2020, le stockage est considéré comme « possible » à un

40 - Les mesures du *White Paper* (Livre blanc) sont exprimées en Mt C et non en Mt équ. CO<sub>2</sub>. Pour convertir le carbone (C) en dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), il faut multiplier le carbone par (44/12) = 3,67.

41 - Le 26 mai 2006 à Spremberg, dans le sud du Brandebourg, Vattenfall Europe a débuté les travaux d'une centrale thermique au lignite de 30 mégawatts, sans émissions de dioxyde de carbone.

horizon plus lointain, ce qui positionne le CSC dans les recommandations de priorités pour la R & D, avec en vue plus de débouchés industriels dans le monde qu'au titre de « coup de pouce » technologique susceptible d'améliorer le bilan carbone de la France d'ici à 2050.

## 2 Présentation générale des rapports de prospective énergétique des quatre pays étudiés

**Tableau n° 32 : Présentation générale des rapports de prospective énergétique des quatre pays étudiés**

	France	Allemagne	Belgique	Royaume-Uni
Document	<i>Perspectives énergétiques de la France à l'horizon 2020-2050</i>	A – Leitszenario 2006 B – «The trend of energy markets up to the year 2030 »	A – « Belgium's energy challenges towards 2030 » B – « Long term energy and emissions' projections for Belgium » with the PRIMES model	A – « Energy White Paper : meeting the energy challenge » B – « Energy review 2006 : the energy challenge »
Horizon prospectif	2020-2050	A – 2050 B – 2030	2030	2020 essentiellement Quelques objectifs à 2050
Publication	avril 2007 (rapport d'orientation) septembre 2007 (rapport final)	A – février 2007 B – avril 2005	A – juin 2007 B – septembre 2006	A – mai 2007 B – juillet 2006

**Tableau n° 33 : Cadre général des prospectives**

	France		Allemagne		Belgique		Royaume-Uni	
Émissions 1990 (Mt éq. CO <sub>2</sub> ) hors puits	GES : 563,9	dont CO <sub>2</sub> : 393 (74,4 %)	GES : 1 232,5	dont CO <sub>2</sub> : 1 032 (87,2 %)	GES : 146,9	dont CO <sub>2</sub> : 119 (85,5 %)	GES : 779,9	dont CO <sub>2</sub> : 590 (83,1 %)
Objectif Kyoto 2008-2012 (*)	0 %		- 21 %		- 7,5 %		- 12,5 %	
* Rappel : objectif global de l'UE = - 8 %, puis répartition par État membre.								

<b>Objectifs de réduction des GES d'ici à 2050</b>	- 75 % d'ici à 2050 (loi 2005) pas d'objectif intermédiaire à ce stade	- 80 % d'ici à 2050 - 40 % d'ici à 2020 (- 270 Mt CO <sub>2</sub> )	Pas d'objectif politique dans le document Deux hypothèses pour le modèle - 15 % ou - 30 %	- 60 % d'ici à 2050 entre - 26 % et - 32 % dès 2020 (**)
(*) Les mesures du White Paper sont exprimées en Mt C et non en Mt éq. CO <sub>2</sub> . Pour convertir le carbone (C) en dioxyde de carbone (CO <sub>2</sub> ), il faut multiplier le carbone par (44/12) = 3,67.				
<b>Objectifs de politique énergétique</b>	Atteindre le facteur 4 d'ici à 2050	Atteindre les objectifs de réduction des émissions de GES sans recours au nucléaire civil	Assurer la sécurité des approvisionnements en négociant un objectif de réduction des émissions des GES compatible avec le maintien d'un taux de croissance acceptable L'éventualité d'un retour au nucléaire est évoquée	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Atteindre les objectifs de réduction des émissions</li> <li>• Assurer la sécurité des approvisionnements</li> <li>• Promouvoir la compétitivité des marchés de l'énergie</li> <li>• Assurer que chaque ménage britannique a les moyens de se chauffer correctement</li> </ul>
<b>Objectif concernant les énergies renouvelables</b>	D'ici à 2010 : <ul style="list-style-type: none"> <li>• augmentation de 50 % de la production de chaleur d'origine renouvelable</li> <li>• 10 % des besoins énergétiques</li> <li>• 21 % de la consommation d'électricité (***)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 12,5 % en 2010 de la consommation d'électricité (***)</li> <li>• 20 % en 2020</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 6 % en 2010 de la consommation d'électricité (***)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 10 % en 2010 de la consommation d'électricité (***)</li> <li>• 15 % en 2015</li> <li>• 20 % en 2020</li> </ul>
(***) Part de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables dans la consommation brute d'électricité en 2010 (directive 2001/77/CE du 27 septembre 2001 relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité). Rappel : objectif global UE-15 = 21 %.				
<b>Biocarburants</b>	Rappel : 5,75 % d'ici à 2010 (directive 2003/30/CE du 8 mai 2003 visant à promouvoir l'utilisation de biocarburants ou autres carburants renouvelables dans les transports).			
<b>Efficacité énergétique</b>	Baisse de l'intensité énergétique finale à 2 % par an dès 2015 et 2,5 % dès 2030	+ 3 % par an	Le modèle PRIMES utilisé comprend des hypothèses intrinsèques d'amélioration de l'efficacité énergétique sectorielle (résidentiel & tertiaire, transport)	Entre 8,6 et 15,3 Mt CO <sub>2</sub> économisées avec objectifs sectoriels
Rappel : objectif indicatif de 9 % d'économie d'énergie en neuf ans (2006-2015) (directive 2006/32/CE relative à l'efficacité énergétique dans les utilisations finales et aux services énergétiques).				

Tableau n° 34 : Hypothèses sur indicateurs macroéconomiques

	France	Allemagne	Belgique	Royaume-Uni
<b>Croissance PIB</b>	+ 2,1 % par an jusqu'en 2015 + 1,8 % par an entre 2015 et 2030 + 1,6 % par an jusqu'en 2050	+ 1,78 % par an jusqu'en 2010 + 1,54 % par an jusqu'en 2020 + 1,25 % par an jusqu'en 2030 + 0,95 % par an jusqu'en 2040 + 0,70 % par an jusqu'en 2050	+ 2 % par an jusqu'en 2020 + 1,5 % par an jusqu'en 2030	+ 3 % en 2007 + 2,75 % jusqu'en 2009 + 2,5 % jusqu'en 2011 + 2 % de 2012 à 2020
<b>Démographie</b>	67 M habitants en 2030, 70 M habitants en 2050 (+ 0,23 % par an)	+ 0,02 % par an jusqu'en 2010 - 0,1 % par an jusqu'en 2020 - 0,18 % par an jusqu'en 2050	+ 0,3 % par an jusqu'en 2010 + 0,2 % par an jusqu'en 2030	Non précisé
<b>Prix du pétrole</b>	50 à 80 \$ <sub>2005</sub> /b jusqu'en 2015 entre 100 et 150 \$ <sub>2005</sub> /b jusqu'en 2030 entre 50 et 200 \$ <sub>2005</sub> /b jusqu'en 2050	49 \$ <sub>2000</sub> /b en 2005 de 37 à 85 \$ <sub>2000</sub> /b en 2030 de 50 à 100 \$ <sub>2000</sub> /b en 2050 (selon scénario)	55 \$ <sub>2005</sub> /b en 2005 de 57 à 100 \$ <sub>2005</sub> /b en 2030 (selon scénario)	de 25 à 70 \$ <sub>2006</sub> /b en 2010 de 25 à 75 \$ <sub>2006</sub> /b en 2015 de 25 à 80 \$ <sub>2006</sub> /b en 2020
<b>Prix du gaz</b>	8 \$ <sub>2005</sub> /Mbtu jusqu'en 2015 11 \$ <sub>2005</sub> /Mbtu jusqu'en 2030 15 \$ <sub>2005</sub> /Mbtu jusqu'en 2050	de 3,8 à 7,6 € <sub>2000</sub> /Mbtu en 2030 de 5,2 à 10,4 € <sub>2000</sub> /Mbtu en 2050 (selon scénario)	5,5 \$ <sub>2005</sub> /Mbtu en 2005 de 8 à 13 \$ <sub>2005</sub> /Mbtu en 2030 (selon scénario)	de 3,2 à 5 £/Mbtu en 2010 de 1,8 à 5,5 £/Mbtu en 2015 de 2,1 à 5,5 £/Mbtu en 2020 (selon scénario)
<b>Prix du charbon</b>	60 \$ <sub>2005</sub> /t jusqu'en 2015 90 \$ <sub>2005</sub> /t jusqu'en 2030 120 \$ <sub>2005</sub> /t jusqu'en 2050	55 € <sub>2000</sub> /t en 2005 de 50 à 79 € <sub>2000</sub> /t en 2030 de 61 à 94 € <sub>2000</sub> /t en 2050	62 \$ <sub>2005</sub> /t en 2005 de 70 à 92 \$ <sub>2005</sub> /t en 2030 (selon scénario)	20 à 38 £/t en 2010 20 à 41 £/t en 2020 20 à 45 £/t en 2030 selon scénario
<b>Prix des quotas d'émissions de CO<sub>2</sub> dans le système européen</b>	de 20 à 30 €/t CO <sub>2</sub> en 2030 60 €/t CO <sub>2</sub> en 2050 (valeurs maximales)	5 € <sub>2000</sub> /t CO <sub>2</sub> en 2010 15 € <sub>2000</sub> /t CO <sub>2</sub> en 2030	5 € <sub>2000</sub> /t CO <sub>2</sub> en 2010	20 €/t CO <sub>2</sub> en 2010 25 €/t CO <sub>2</sub> en 2010
<b>Taux de change</b>	Parité de taux de change entre l'euro et le dollar	1 € <sub>2000</sub> = 2,05 à 2,25 \$ en 2050 (selon scénario)	1 € <sub>2005</sub> = 1,252 \$ <sub>2005</sub> jusqu'en 2030	1£ = 0,5719 \$ 1£ = 0,6927 € 1€ = 0,83 \$



**Tableau n° 35 : Hypothèses de capacités ou de production supplémentaires d'origine renouvelable**

	France	Allemagne	Belgique	Royaume-Uni
<b>Hydraulique</b>	Potentiel hydroélectrique résiduel très limité. Les améliorations possibles tiennent à la réhabilitation, avec amélioration des performances des sites existants	Production stable 9 TWh par an Potentiel hydroélectrique résiduel limité	Potentiel hydroélectrique résiduel très limité	
<b>Éolien</b>	Jusqu'à 16 TWh en 2010 pour atteindre l'objectif européen de 21 % d'énergie renouvelables. Le niveau actuel étant de 1,6 TWh, il faudra s'interroger sur la faisabilité d'une telle croissance	30 TWh par an en 2005 42 TWh/an en 2020 ~ 110 TWh par an en 2030 ~ 195 TWh par an en 2050 soit une production x 3,6 d'ici à 2030 et <b>x 6,4 d'ici à 2050</b> L'éolien offshore progresse à partir de 2010 (25 TWh/an en 2020)	Le potentiel est déjà largement utilisé : + 1600 MW d'éolien terrestre sont néanmoins envisageables. + 600 MW d'éolien offshore sont envisageables + 900 MW avec travaux d'adaptation du réseau 150 kV ; au-delà, travaux nécessaires sur réseau 400 kV	Pas d'objectif détaillé par énergie  Système d'obligation de fourniture d'électricité produite à partir de renouvelables qui permettra d'atteindre les objectifs fixés d'ici à 2020  Pas d'objectif au-delà de 2020  Potentiels les plus élevés : éolien et énergies marines
<b>Biomasse/ déchets</b>	Le développement des autres énergies renouvelables n'est pas détaillé dans les scénarios Les biocarburants de deuxième génération sont considérés comme probables entre 2015 et 2030	16 catégories étudiées ! ~ 110 TWh par an en 2005 ~ 333 TWh par an en 2050 Si un chemin critique dans l'allocation entre la production de carburants ou d'électricité est dressé, une comparaison des surfaces disponibles à celles nécessaires pour produire les quantités envisagées n'est pas détaillée	Surfaces disponibles pour la production d'énergie : - sur terre arable = 10 % (1400 km <sup>2</sup> ) et 4,2 TWhth produits - en forêt = 30 % (2100 km <sup>2</sup> ) et 6,3 TWhth produits Biogaz = 3 TWhth Déchets = 9 TWhth Total = 22,5 TWhth	
<b>Solaire : photovoltaïque</b>	L'amélioration des technologies photovoltaïques (actuelles et au silicium en couches minces) est quasi sûre	Marginal jusqu'en 2025 ~195 TWh par an en 2050	Impact marginal	
<b>thermique</b>	Le solaire thermique constitue une technologie déjà au stade industriel		Impact limité : 5 % max. des surfaces disponibles pourraient être équipés (toits, etc.) Coût élevé	
<b>Géothermie</b>	Non précisé	Marginal jusqu'en 2025 ~100 TWh par an en 2050	Impact marginal	
<b>Énergies marines</b>	L'énergie des vagues, des courants permanents, des océans ou des courants de marée est considérée comme « possible » à long terme	Non précisé	Impact marginal	



<b>Commentaires</b>	La part des énergies renouvelables dans le mix primaire est de 13,8 % à 15,4 % (selon scénario) en 2050, en augmentation de 20 % par rapport au niveau 2020	Au total, la production d'énergie finale à partir de sources renouvelables devrait être multipliée par cinq d'ici à 2050 (~ 880 TWh).	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Il semble difficile que la part des énergies renouvelables excède d'ici à 2020 15 % de la production d'électricité, et ~ 5 % de l'énergie primaire (8 % serait un objectif ambitieux)</li> <li>• Les coûts de développement, les limites géographiques et les capacités d'absorption du réseau sont évoqués</li> </ul>	Pour atteindre une diminution de 60 % des émissions en 2050, il faudrait tabler sur une part des énergies renouvelables entre 30 % et 40 %, voire peut-être plus
<b>Captage et stockage du carbone (CSC)</b>	<p>Quasi sûr (2015–2020)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Captage du CO<sub>2</sub> par post-combustion Probable (2015–2020)</li> <li>• Captage du CO<sub>2</sub> par oxy-réduction permettant la production d'hydrogène Possible (après 2015–2030)</li> <li>• Stockage géologique du CO<sub>2</sub> après captage</li> </ul> <p>L'option apparaît pour l'un des scénarios présentés à l'horizon 2050</p>	<p>Dans le document sur les marchés à 2030 :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• forte attente</li> <li>• coût estimé : 30 €/t CO<sub>2</sub></li> <li>• problèmes d'acceptabilité et de légalité (au regard de considérations environnementales) évoqués</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Le CSC est une variable intrinsèque du modèle PRIMES utilisé : à partir d'une certaine valeur du carbone, la technologie est considérée par le modèle comme rentable.</li> <li>• La CE 2030 a souhaité au contraire étudier des scénarios sans CSC</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Appel d'offres en 2007 (300 MW)</li> <li>• Commercialisation envisagée à partir de 2010</li> <li>• Création d'une <i>task force</i> avec la Norvège fin 2005 sur un cadre réglementaire pour une infrastructure commune de transport (« <i>North Sea Basin TF</i> »)</li> <li>• Création d'une <i>task force</i> sur le cadre réglementaire facilitant l'émergence du CSC</li> <li>• 0,25 à 1 Mt CO<sub>2</sub>/an économisées d'ici à 2020 grâce aux sites de démonstration</li> </ul>

Tableau n° 36 : Recommandations

France	Allemagne	Belgique	Royaume-Uni
<p><b>Recommandations</b> tant au niveau national (transports, habitat, production d'énergies renouvelables, action territoriale...) qu'au niveau européen</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Pas de volet « recommandations » dans la <i>Leitsstudie 2006</i></li> <li>L'objectif est néanmoins de soutenir au maximum la filière « renouvelable » dans l'immédiat, afin de maintenir une « fenêtre de tir » vers l'objectif 2050 de réduction des GES. Pour cela : <ul style="list-style-type: none"> <li>• investissements substantiels dans les outils de production de chaleur et d'électricité</li> <li>• politique fiscale dynamique</li> <li>• effort de recherche</li> </ul> </li> <li>■ Pas de recommandations dans l'étude « Trend of Energy Markets ... »</li> </ul>	<p>Considérations de politique générale, telles que :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• exploiter tous les potentiels d'économie d'énergie</li> <li>• s'assurer que les prix reflètent les coûts</li> <li>• mettre en œuvre les dispositions des directives européennes</li> <li>• être plus actif dans la politique de développement de l'éolien offshore</li> <li>• promouvoir une collaboration internationale active sur le CCS</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mesures d'efficacité énergétique (comptage, habitat, normalisation, etc.)</li> <li>• Mesures de sécurité d'approvisionnement (bilans prévisionnels, cadre réglementaire concernant le stockage...)</li> <li>• Mesures en faveur de la production d'électricité d'origine renouvelable, CSC</li> <li>• Effort de recherche</li> <li>• Approche multilatérale des questions internationales (sécurité d'approvisionnement, lutte contre le changement climatique)</li> </ul>

### 3 Les quatre pays étudiés proposent des chemins très différents pour converger vers les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre

#### ■ La prise en compte des objectifs de réduction des émissions de GES

Deux pays affichent un objectif de réduction de leurs émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2050 par rapport à 1990<sup>42</sup> : l'**Allemagne** (- 80 %) et le **Royaume-Uni** (- 60 %), dont les émissions de CO<sub>2</sub> en 2050 s'élèveraient respectivement à 270 Mt et 240 Mt.

À l'inverse, le rapport **belge** de la CE 2030, s'il tient compte de l'engagement national dans le cadre du protocole de Kyoto (- 7,5 % d'ici à 2012), cherche à évaluer les marges de manœuvre de la Belgique face à deux objectifs de réduction post-Kyoto possibles de l'Union européenne : - 15 % et - 30 % d'ici à 2030. La valeur du carbone correspondant à une réduction de 30 % des émissions de GES de l'UE conduirait à une réduction des émissions de GES de la Belgique :

- de - 12 % entre 1990 et 2030 sans le recours au nucléaire (- 1 % seulement pour les émissions de CO<sub>2</sub> énergétique),
- de - 26 % pour la même période avec le nucléaire (- 20 % pour les émissions de CO<sub>2</sub> énergétique).

Bien que *le nucléaire* ne concerne que la production d'électricité, et que l'électricité ne représentera qu'environ 1/5<sup>e</sup> de la demande énergétique finale belge en 2030, l'impact du nucléaire sur la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> est significatif du fait de la structure de la production d'électricité en 1990 (année de référence), où plus de 60 % de l'électricité produite étaient d'origine nucléaire. Cette constatation s'applique également au cas français où le nucléaire représentait, en 1990, près de 75 % de la production d'électricité.

La place du nucléaire et, au-delà, la composition du mix énergétique, conditionnent la contribution relative des industries de l'énergie aux émissions globales de GES des pays.

Les émissions de GES de l'industrie énergétique représentent 36,5 % des émissions totales de GES de l'Allemagne en 2005, 32 % de celles du Royaume-Uni, près de 21 % de celles de la Belgique et seulement 11,6 % des émissions globales de la France. Cela explique l'importance cruciale que revêt le développement rapide du CSC pour l'Allemagne et le Royaume-Uni, qui représentent à eux seuls près de la moitié des émissions européennes de GES de l'industrie énergétique<sup>43</sup>. Cela explique également les objectifs très ambitieux de développement des énergies renouvelables en Allemagne ; malgré les progrès déjà enregistrés, la part des émissions de l'industrie énergétique s'est accrue de 2,3 points dans son bilan global entre 1990 et 2005. Le même phénomène s'observe au Royaume-Uni (+ 1,2 point), alors que cette part

42 - L'année de base pour le CO<sub>2</sub>, le CH<sub>4</sub> et le N<sub>2</sub>O est 1990 pour tous les États membres ; pour les gaz fluorés, douze États membres ont choisi 1995 comme année de base, alors que l'Autriche, la France et l'Italie ont choisi 1990.

43 - Respectivement 30,5 % et 17,6 % en 2005, contre 5,4 % pour la France et 2,5 % pour la Belgique.

est quasi stable en Belgique (+ 0,2 point) et légèrement décroissante en France (- 0,23 point).

### ■ Les plans d'action gouvernementaux

Si tous les rapports étudiés tracent des chemins possibles pour atteindre les objectifs environnementaux fixés, ils n'ont pas vocation, comme toute étude prospective, à se réaliser.

- Seul le Livre blanc britannique, publié en mai 2007 par le Département du commerce et de l'industrie (DTI), peut être considéré comme *une feuille de route* du gouvernement britannique. Il mise énormément sur la maîtrise de la demande, mais aussi sur le développement espéré de technologies encore peu matures (CSC, énergies marines).
- La *Leitstudie 2006* allemande met en avant l'alternative que constituent, selon les experts, les énergies renouvelables.
- Pour la Belgique, les options résident plutôt dans le gaz et le charbon, dans la mesure où ce dernier peut donner lieu à une utilisation « propre » ; dans les deux cas, elles sont considérées comme plus coûteuses, au regard de la lutte contre le changement climatique, que la reprise du nucléaire. Mais au-delà de la façon d'atteindre les objectifs, la répartition et l'ampleur des efforts à fournir sont également à étudier.

### ■ La répartition des efforts nationaux de réduction des émissions de GES/CO<sub>2</sub>

À court terme, on peut estimer l'effort fourni par ces quatre pays en comparant l'évolution de leurs émissions entre l'année de base et 2005 et leur objectif national de réduction au titre du protocole de Kyoto, issu de la répartition de l'effort européen (- 8 % globalement).

**Tableau n° 37 : Évolution des émissions de gaz à effet de serre (Mt éq. CO<sub>2</sub>)**

	Année de base*	Année de base → 2005	Objectif « Kyoto » 2008-2012
Allemagne	1 232,5	- 18,7 %	- 21,0 %
Royaume-Uni	779,9	- 15,7 %	- 12,5 %
France	563,9	- 1,9 %	0,0 %
Belgique	146,9	- 2,1 %	- 7,5 %

\* L'année de base pour le CO<sub>2</sub>, le CH<sub>4</sub> et le N<sub>2</sub>O est 1990 pour tous les États membres ; pour les gaz fluorés, douze États membres ont choisi 1995 comme année de base, alors que l'Autriche, la France et l'Italie ont choisi 1990.

Source : MIES

L'Allemagne et le Royaume-Uni ont substantiellement réduit leurs émissions de gaz à effet de serre :

- pour l'Allemagne : grâce à l'amélioration du rendement énergétique des centrales de production d'électricité et de chaleur, à la restructuration économique des cinq nouveaux Länder issus de la réunification, ainsi qu'à une baisse des émissions du transport routier et des ménages et services ;
- pour le Royaume-Uni : essentiellement grâce au passage du charbon au gaz dans la production centralisée d'électricité (CO<sub>2</sub>) et à des mesures de réduction des émissions de N<sub>2</sub>O.

La France a une situation plus contrastée avec une nette diminution des émissions de N<sub>2</sub>O mais une forte augmentation des émissions de CO<sub>2</sub> en provenance du transport routier.

Cependant, les niveaux d'émissions en 1990 étant très différents d'un pays à l'autre, il est extrêmement difficile d'évaluer l'effort réel que nécessite la réalisation des objectifs fixés par chaque pays. Dans la mesure où les pays comparés ont un niveau de développement comparable, *un indicateur de réduction d'émissions par unité de PIB, ou par habitant, s'avérerait plus significatif que des chiffres bruts* ; ce sont d'ailleurs des données régulièrement publiées.

**Tableau n° 38 : Émissions de GES par unité de PIB et par habitant en 2005**

	GES/PIB (t éq. CO <sub>2</sub> /M\$ PPA*)	GES/habitant (t éq. CO <sub>2</sub> /habitant)
Belgique	421,8	13,8
Allemagne	406,9	12,1
Royaume-Uni	340,9	11,0
France	291,8	9,1
<b>UE-15</b>	<b>360,9</b>	<b>10,9</b>

\* En parité de pouvoir d'achat

Source : OCDE

En dépit des baisses d'émissions déjà enregistrées, le niveau d'émission par résident allemand pourrait résister à la baisse d'ici à quinze ans dans la mesure où la démographie prévue après 2020 est décroissante, ce qui influence également le taux de croissance du PIB, envisagé inférieur à 1 % à partir de 2030.

La comparaison des indicateurs d'émissions par unité de PIB ou par habitant pourrait donner l'impression que l'effort à fournir par l'économie française – et par les Français – est bien moindre que celui des autres pays. Une projection en 2050 montre qu'il n'en est rien. Si la France devait s'aligner sur l'effort européen (calculé sur la base de l'UE-15), la division attendue de ses émissions de gaz à effet de serre, par rapport à l'année de base, serait d'un peu plus de 3, que le raisonnement soit par unité de PIB ou par habitant. À l'inverse, les autres pays devraient envisager un facteur de réduction supérieur à 4.

**Tableau n° 39 : Équivalent par habitant et par unité de PIB d'un effort global de réduction par 4 des émissions des GES de l'UE-15**

	Équivalent par habitant* de l'effort global européen	Équivalent par unité de PIB** de l'effort global européen
<b>Allemagne</b>	5,4	5,4
<b>Belgique</b>	5,1	4,7
<b>Royaume-Uni</b>	4,7	4,4
<b>France</b>	3,3	3,2
<b>UE-15</b>	<b>4</b>	<b>4</b>

\* Émissions GES Année de base / (nombre hbts x [émissions GES réduites par quatre dans l'UE/nombre hbts UE-15]).

\*\* Émissions GES Année de base / (PIB x [émissions GES réduites par quatre dans l'UE /PIB UE-15]).

Source : OCDE / données 2005 pour PIB et population ; CEE (Annual European Community greenhouse gas inventory 1990-2005 and inventory report 2007 Submission to the UNFCCC Secretariat Version 27.05.07) pour émissions de CO<sub>2</sub>

Ces profondes divergences préfigurent les âpres négociations qui débutent au sein de l'Union européenne au sujet du partage de l'effort (« *burden sharing* ») pour la réalisation de l'objectif européen annoncé de - 20 % de GES d'ici à 2020 (- 30 % dans le cas d'un accord international). De façon plus globale, la prise en compte des « [...] situations de départ différentes et du potentiel de chaque État membre [...] »<sup>44</sup> sera essentielle à la réalisation de tous les objectifs de politique énergétique (énergies renouvelables, efficacité énergétique, ...) que se fixe l'Union européenne.

L'objectif d'une réduction globale des émissions de gaz à effet de serre de - 20 % implique, pour l'Union européenne, de réduire d'au moins 20 % également le volume de CO<sub>2</sub> occasionné par sa consommation d'énergie ; la part du CO<sub>2</sub> dans les émissions de GES et sa provenance (utilisation des énergies fossiles essentiellement) justifient que la substitution des GES par le CO<sub>2</sub> soit un raccourci souvent usité en parlant des secteurs du transport ou de l'énergie, même s'il n'existe pas d'objectif officiel de réduction en termes de CO<sub>2</sub><sup>45</sup>. Le CO<sub>2</sub> représente en effet 83 % des émissions de GES de l'Union européenne en 2005 (en France, il représente 75 % et provient à 95 % de l'utilisation des énergies fossiles).

Une analyse sur les efforts comparés des pays<sup>46</sup>, menée en termes de CO<sub>2</sub>, a donc tendance à accentuer les écarts comme le montre le tableau ci-après.

44 - Conclusions du Conseil européen de mars 2007.

45 - L'utilisation de la t éq. CO<sub>2</sub> comme unité de mesure commune aux GES sème aussi parfois la confusion entre émissions de CO<sub>2</sub> et émissions de GES.

46 - Sur la base d'une population et d'un PIB équivalents à 2005 d'ici à 2050.

**Tableau n° 40 : Équivalent par habitant et par unité de PIB d'un effort global de réduction par 4 des émissions de CO<sub>2</sub> de l'UE-15**

	Équivalent par habitant de l'effort global européen	Équivalent par unité de PIB de l'effort global européen
<b>Allemagne</b>	5,8	5,8
<b>Belgique</b>	5,2	4,8
<b>Royaume-Uni</b>	4,5	4,2
<b>France</b>	3	2,9
<b>UE-15</b>	<b>4</b>	<b>4</b>

Source : OCDE / données 2005 pour PIB et population ; CEE (Annual European Community greenhouse gas inventory 1990-2005 and inventory report 2007 Submission to the UNFCCC Secretariat Version 27.05.07) pour émissions de CO<sub>2</sub>

Dans cet exemple également, la France, dont les émissions de CO<sub>2</sub> ont légèrement augmenté depuis 1990 (du fait du transport routier), pourrait sembler à la peine. Pourtant, si elle devait s'aligner sur l'effort européen (UE-15), la division attendue de ses émissions de CO<sub>2</sub>, par rapport à 1990, serait à peine de 3, que le raisonnement soit par unité de PIB ou par habitant. À l'inverse, pour fournir un effort équivalent, l'Allemagne devrait diviser ses émissions de CO<sub>2</sub> par près de 6 par rapport à 1990, ce qui semble extrêmement difficile au vu du mix énergétique qu'elle envisage pour 2030.

**Av**

## CONTRIBUTIONS DE MEMBRES DE LA COMMISSION ÉNERGIE

*Les documents suivants sont des contributions apportées par certains membres de la commission Énergie et qui sont insérées à leur demande dans le rapport de synthèse. Le contenu de ces documents n'engage que leurs rédacteurs.*

### 1 Contribution de Gaz de France

#### 1.1 Le chauffage au gaz naturel pour réduire les émissions de CO<sub>2</sub>

En complément des travaux de prospective énergétique conduits par la commission Énergie, Gaz de France a comparé les conséquences à l'horizon 2020 d'un fort développement du chauffage électrique avec celles d'une forte diffusion du chauffage au gaz naturel. Ce second scénario permet de diminuer de manière beaucoup plus significative les émissions de CO<sub>2</sub>. En effet, le développement du chauffage électrique en France nécessiterait un recours croissant aux centrales thermiques classiques, très émettrices en CO<sub>2</sub>. Le recours aux usages décentralisés du gaz naturel s'avère plus performant, même dans l'hypothèse d'une forte diffusion des pompes à chaleur et d'un accroissement de la production nucléaire en France.

#### ■ Le chauffage au gaz naturel : la meilleure option pour réduire les émissions de CO<sub>2</sub> des bâtiments en France à l'horizon 2020

Les scénarios énergétiques de la commission Énergie font tous l'hypothèse d'un fort développement du chauffage électrique en France, à la fois dans les bâtiments neufs, et dans les bâtiments existants en substitution des énergies fioul et gaz naturel. Ceci s'explique en partie par des hypothèses de prix du pétrole et du gaz naturel



particulièrement élevés (entre 100 et 150 dollars le baril en dollar constant<sup>47</sup>), qui favorisent l'usage final de l'électricité. Une alternative n'a pas été étudiée : celle d'un développement accentué des chauffages performants au gaz naturel.

### Partenaires de Gaz de France pour les scénarios d'équilibre offre/demande

Afin d'apporter un maximum d'expertise et d'impartialité à cette étude, la Direction de la recherche de Gaz de France s'est entourée de deux partenaires reconnus :

- le CEREN est garant des valeurs de départ de consommation par énergie et par usage, et propose des consommations prospectives des usages électriques autres que le chauffage et des secteurs consommateurs d'électricité. Il est régulièrement mis à contribution par les pouvoirs publics ou les fournisseurs d'énergie pour sa connaissance statistique du parc de bâtiments français ;
- le bureau d'études ICE et Bernard Laponche sont intervenus sur la modélisation de la structure du parc électrique, en s'appuyant sur des données DGEMP. ICE et son directeur José Lopez ainsi que Bernard Laponche sont régulièrement consultés par les pouvoirs publics. Bernard Laponche a été récemment auditionné par la mission Approvisionnement en électricité du Sénat.

Gaz de France a conduit des travaux de simulation complémentaires d'équilibre global offre/demande pour étudier des scénarios contrastés en parts de marché pour les énergies de chauffage.

Deux scénarios pour les énergies de chauffage ont donc été comparés :

- un scénario « ELEC+ » de fort développement du chauffage électrique, dont une progression spectaculaire des pompes à chaleur (PAC), qui équiperont 8,4 millions de logements en 2020<sup>48</sup>, principalement dans la construction neuve ;
- un scénario « GAZ+ » de fort développement du chauffage gaz naturel.

Ces scénarios, construits en tenant compte des contraintes techniques de conversion et d'installation, conduisent aux évolutions de parc suivantes :

**Tableau n° 41 : Évolutions des parcs de logements selon le mode de chauffage**

Logements (millions)	2005	2020	
		ELEC+	GAZ+
<b>Gaz naturel</b>	<b>10,6</b>	6,2	17,0
<b>Électricité</b>	7,3	18,4	7,4
<i>dont PAC</i>	0,3	8,4	1,6
<b>Autres</b>	8	5,1	5,3

Sources : GDF, CEREN

47 - La commission Énergie fait par ailleurs l'hypothèse d'un fort renforcement de la maîtrise de la demande d'énergie, en vue de réduire les émissions de gaz à effet de serre. L'hypothèse d'un prix aussi élevé des énergies hydrocarbures est peu probable dans un contexte de forte maîtrise de la demande énergétique.

48 - Cette hypothèse est cependant très optimiste. Un des scénarios de la commission Énergie prévoit le même nombre de PAC en 2050 seulement. Moins de PAC conduit à des consommations électriques supplémentaires.

Les deux scénarios reposent également sur des hypothèses de maîtrise de la demande d'énergie (MDE) soutenues, qui conduisent aux consommations annuelles du secteur résidentiel-tertiaire suivantes, intégrant tous les usages (chauffage, eau chaude sanitaire, cuisson, éclairage, etc.) :

**Tableau n° 42 : Consommations du secteur résidentiel-tertiaire**

Consommation (TWh)	2005	2020	
		ELEC+	GAZ+
Gaz naturel	232	138	274
Électricité	241	335	250
Autres	253	172	178

Sources : GDF, CEREN

Les consommations électriques des autres secteurs sont identiques dans les deux scénarios. Elles sont prises en compte de manière à pouvoir effectuer un bouclage global de l'offre et de la demande d'électricité, en tenant compte des variations saisonnières et infra-journalières de la demande. Des événements tels que le changement de procédé d'Eurodif sont intégrés. L'ensemble de ces consommations permet de reconstituer la consommation d'électricité en France.

**Tableau n° 43 : Scénarios d'évolution de la consommation d'électricité**

Consommation d'électricité (TWh)	2005	2020	
		ELEC+	GAZ+
Industrie	143	162	
Résidentiel-tertiaire	241	335	250
Transport	12	15	
Énergie (dont pompage)	41	30	28
Autres	24	41	
Pertes	33	39	33
Consommation intérieure	494	622	529

Sources : GDF, CEREN

En ce qui concerne le parc de production électrique :

- le développement de l'éolien et de la biomasse reprend les hypothèses de la *task force* électricité de la commission Énergie ;
- le développement du photovoltaïque repose sur des travaux ADEME ;
- les évolutions du parc nucléaire tiennent compte de l'EPR de Flamanville dès 2012, d'un nouvel EPR en 2018 et ne prévoient pas de déclassement nucléaire avant 2020 ;

- les investissements éventuels sont estimés à partir d'une optimisation économique des coûts marginaux long terme par créneaux d'appels et la production annuelle est calculée à partir de l'optimisation des coûts marginaux court terme à parc fixé ;
- l'optimisation des coûts marginaux est effectuée sur 17 créneaux d'appel et 23 technologies de production afin de distinguer les demandes de pointe nécessitant des moyens adaptés (par exemple des turbines à combustion fioul), des usages de semi-base pouvant nécessiter des centrales thermiques à flamme (gaz ou charbon), et des usages de base requérant des moyens de base (par exemple nucléaire et éolien).

Le bilan exportation/importation est fixé de façon à maximiser la production nucléaire, quels que soient les scénarios d'évolution de la consommation intérieure. Il faut noter qu'une diminution des exportations pour satisfaire l'augmentation de la consommation due au chauffage électrique en France entraînerait une hausse du thermique à flamme dans les pays voisins. Cela n'améliorerait pas les émissions de CO<sub>2</sub> sur le plan européen.

Compte tenu de ces éléments, la production d'électricité s'établit ainsi :

**Tableau n° 44 : Scénarios d'évolution de la production d'électricité**

Production (TWh)	2005	2020	
		ELEC+	GAZ+
Nucléaire	432	480	480
Thermique	37	126	34
EnR	85	105	104
Solde import-export	- 60	- 89	- 89
<b>Total</b>	494	622	529

Sources : GDF, CEREN

Les émissions de CO<sub>2</sub> varient dans les secteurs « résidentiel-tertiaire » et « production d'électricité », puisque les consommations des autres secteurs sont supposées égales. Ces émissions sont évaluées en émissions directes, afin de pouvoir se comparer aux valeurs nationales de la Mission interministérielle de l'effet de serre (MIES) et du Centre interprofessionnel technique d'études de la pollution atmosphérique (CITEPA).

**Tableau n° 45 : Évolutions des émissions de CO<sub>2</sub> par secteur**

Émissions (Mt CO <sub>2</sub> )	CITEPA 1990	2020	
		ELEC+	GAZ+
Résidentiel-tertiaire	83	53	81
Énergie	71	91	43
<b>Total</b>	154	144	124
<b>Réduction/1990</b>	-	- 7 %	- 20 %

Sources : GDF, CEREN, CITEPA

Par convention, on comptabilise dans « résidentiel-tertiaire » les émissions directes dues aux usages finaux des énergies dans les bâtiments. L'impact en CO<sub>2</sub> du chauffage électrique, en raison de l'accroissement de la production thermique, est comptabilisé dans le secteur « énergie ».

**À l'horizon 2020, un développement du chauffage gaz naturel permet une réduction des émissions de CO<sub>2</sub> des secteurs résidentiel, tertiaire et énergie proche de l'objectif de 20 % par rapport aux émissions de 1990. Avec les mêmes hypothèses de MDE, et un développement accentué du chauffage électrique, on obtient une réduction trois fois moins importante.**

#### **Cohérence des scénarios ELEC+ et GAZ+ avec les scénarios de la commission Énergie**

Le rapport de synthèse de la commission Énergie présente un scénario d'évolution de la demande intérieure d'électricité issu du RTE (Réseau de transport d'électricité), qui prévoit une consommation de 534 TWh en 2020, donc très proche du scénario GAZ+. C'est sous cette hypothèse de demande d'électricité que le rapport affirme que « *les émissions globales de CO<sub>2</sub> du secteur électrique devraient être significativement en baisse par rapport à leur niveau actuel* ».

Ce rapport de synthèse présente également deux scénarios volontaristes, envisageant « *une moindre place à différentes solutions décentralisées d'énergie, avec un report sur l'électricité* ».

Le scénario POLES volontariste prévoit une production supplémentaire de 35 TWh à partir du charbon (par rapport à RTE 2006) et de 18 TWh à partir du gaz naturel. À moins d'envisager un captage-stockage de CO<sub>2</sub>, généralisé, improbable à cet horizon temporel, le secteur électrique produit donc plus de CO<sub>2</sub> qu'en 2006.

Le scénario MARKAL volontariste envisage 549 TWh d'électricité d'origine nucléaire en 2020. Un tel niveau de production nucléaire en France n'est pas envisageable à cet horizon, pas plus qu'un développement de l'hydraulique ou de l'éolien à ce niveau. Satisfaire une telle demande nécessiterait de recourir à des centrales thermiques classiques et entraînerait des émissions de CO<sub>2</sub> supplémentaires.

#### **Des solutions décentralisées performantes dans les bâtiments**

Dès maintenant, la chaudière à condensation est une solution adaptée à la fois aux bâtiments neufs et aux bâtiments à réhabiliter. D'un faible coût, elle a une consommation d'énergie primaire inférieure ou équivalente à celle de la pompe à chaleur électrique, selon la méthode de calcul réglementaire définie dans la nouvelle réglementation énergétique applicable aux bâtiments neufs RT2005. Elle peut être couplée facilement, pour les logements individuels, à un système solaire qui augmente d'autant l'avantage environnemental de la chaudière gaz.

La chaudière électrogène gaz intégrant une micro-cogénération par moteur Stirling permettra bientôt de gagner encore en termes d'économie d'énergie primaire et d'émission de CO<sub>2</sub>. Satisfaisant l'ensemble des besoins thermiques d'un logement, elle couvrira également avec une remarquable efficacité énergétique 50 % à 80 % des besoins électriques d'un logement, en produisant de l'électricité décentralisée lors des périodes de plus forte demande d'électricité en France. À partir de 2015, de nouvelles générations de chaudières électrogènes intégrant une pile à combustible SOFC maximiseront le rendement électrique et augmenteront encore l'économie de CO<sub>2</sub>.

**Pour atteindre l'objectif de baisser les émissions de CO<sub>2</sub> en favorisant la pénétration des solutions les plus performantes, il convient de fixer dans la réglementation thermique des seuils de consommation maximaux de plus en plus volontaristes (avec des objectifs de résultat) afin d'accélérer la baisse de consommation d'énergie primaire des bâtiments neufs et existants.**

■ **Un fort développement du chauffage électrique entraînerait un développement de l'appel aux centrales thermiques et un contenu en CO<sub>2</sub> de 608 g par kWh de chauffage électrique additionnel**

En France, le nucléaire représente 78 % de la production totale d'électricité, contre seulement 30 % en Europe. Il ne produit pas de CO<sub>2</sub> (6 g CO<sub>2</sub>/kWh en analyse du cycle de vie). S'il sert habituellement à couvrir les besoins de base (usages fonctionnant sur l'ensemble de l'année) dans les autres pays d'Europe, il est également utilisé pour alimenter des usages plus courts en France par le jeu de la planification optimale des périodes de maintenance et de rechargement. Cette situation particulière à la France est due à la taille du parc nucléaire actuel, et au contraste de demande entre été et hiver, lié entre autres au chauffage électrique. Dans les autres pays européens, la semi-base thermique est essentiellement constituée de cycles combinés gaz ou de centrales charbon. Ces moyens de production sont émetteurs de CO<sub>2</sub>.

**Tableau n° 46 : Émissions de CO<sub>2</sub> par moyen de production**

Filière	Émissions CO <sub>2</sub> directes (g CO <sub>2</sub> /kWh)	Émissions CO <sub>2</sub> en ACV, analyse du cycle de vie (g CO <sub>2</sub> /kWh)
Turbine à combustion fioul domestique	909	1 072
Turbine à combustion gaz avancée	456	529
Cycle combiné gaz	360	417
Centrale charbon pulvérisé avec traitement des fumées	777	867

Source : DGEMP

Le chauffage est typiquement un usage hivernal avec une forte variabilité journalière (selon les températures extérieures) qui fait appel à des moyens de production d'électricité de semi-base et de pointe (fonctionnement maximal sur 3 700 heures). Or, la demande d'électricité en Europe et du secteur résidentiel-tertiaire augmente. Pour faire face à cette augmentation, les pays européens, y compris la France, vont

être amenés à davantage solliciter les moyens de production thermique existants, essentiellement fioul lourd et charbon, avec des contenus en CO<sub>2</sub> très élevés. Ils vont également être amenés à construire des moyens de production thermique nouveaux, principalement des centrales à cycle combiné gaz (CCG). En effet, comme l'a montré la commission Énergie, le développement de moyens hydrauliques supplémentaires en France se heurte à des intérêts contradictoires, et n'est pas assuré. L'augmentation du parc de production nucléaire n'est guère envisageable non plus pour des besoins de semi-base et de pointe, *a fortiori* d'ici à 2020<sup>49</sup>.

### **Le bilan prévisionnel du RTE sur l'équilibre offre/demande d'électricité en France confirme un accroissement des pointes dû au chauffage électrique et le développement des centrales thermiques**

Dans son édition 2007, ce bilan prévisionnel souligne que les prévisions en puissance sont très proches de celles de 2005, en dépit d'une prévision en énergie revue sensiblement à la baisse (- 14 TWh en 2010 pour le scénario de référence).

Cette divergence entre puissance et énergie est due à trois points :

- la baisse de la consommation dans la grande industrie, qui affecte des usages au profil relativement plat ;
- les usages spécifiques de l'électricité, qui continuent à être le moteur de la croissance (concentrés sur les périodes de la journée où l'activité est élevée, ils contribuent à l'accroissement des pointes) ;
- le développement du chauffage électrique, qui est « conséquent » : « cet usage saisonnalisé accentue les pointes de consommation, y compris dans l'hypothèse d'un recours accru aux pompes à chaleur ».

Le RTE confirme par ailleurs un fort accroissement des centrales thermiques classiques. Il annonce qu'en ne considérant que les centrales thermiques classiques pour lesquelles la solution de raccordement proposée par RTE a été agréée par le producteur, ce sont, au 1<sup>er</sup> juin 2007, 12 200 MW d'équipements nouveaux qui peuvent être installés en France dans les prochaines années.

Toute consommation de chauffage électrique supplémentaire en France entraîne une augmentation de la production d'électricité thermique en Europe, et donc des émissions de CO<sub>2</sub> :

- soit la réponse à cette demande s'effectue par la sollicitation des moyens thermiques existants ou la construction de nouveaux CCG en France ;
- soit elle s'effectue par la modulation des exportations d'électricité de la France vers les pays voisins, et ce sont les moyens thermiques à flamme des autres pays européens qui seront alors sollicités pour répondre à ce déficit.

49 - Néanmoins, pour placer l'exercice dans les conditions *a priori* les plus favorables à l'électricité, nous avons retenu pour les scénarios précédents, outre le maintien des unités nucléaires existantes, le développement de deux tranches EPR avant 2020.

**Le contenu en CO<sub>2</sub> du kWh électrique additionnel selon une approche incrémentale est, en parc adapté optimisé, celui d'un mix d'actifs électriques réparti entre 67 % de gaz naturel (50 % de cycle combiné, 17 % de turbines à combustion), 10 % de fioul (turbines à combustion), 13 % de charbon et 10 % de nucléaire, soit un contenu CO<sub>2</sub> de l'électricité de l'usage chauffage de l'ordre de 608 g CO<sub>2</sub>/kWh<sup>50</sup> selon la méthode en analyse de cycle de vie (ACV).**

Pour évaluer le meilleur scénario énergétique en France à l'horizon 2020, il convient de considérer une approche incrémentale : le contenu en CO<sub>2</sub> du kWh électrique additionnel pour le chauffage est de 608 g CO<sub>2</sub>/kWh.

### ■ L'approche saisonnière, fondée sur le passé, conduit à des choix énergétiques erronés pour les années à venir

L'approche saisonnière, qui doit être réactualisée, est utile pour calculer le bilan passé, mais elle n'est pas adaptée pour estimer le contenu en CO<sub>2</sub> de nouveaux chauffages électriques.

En France, la seule référence officielle sur le contenu en CO<sub>2</sub> du kWh électrique pour le chauffage est de 180 g CO<sub>2</sub>/kWh (note EDF-ADEME de janvier 2005). Elle correspond à des données moyennes hivernales sur la période 1998-2003 et émissions directes. La valeur proposée par l'étude EDF-ADEME se base sur un mix de production d'électricité passé (1998-2003) et ne tient pas compte des évolutions actuelles et futures du mix de production d'électricité, qui voit sa part de thermique classique augmenter malgré le développement de l'éolien. Ainsi, une mise à jour des calculs pour la période 2001-2006 indique une augmentation de près de 22 % du contenu en CO<sub>2</sub> du chauffage électrique qui s'établit à 220 g CO<sub>2</sub>/kWh.

Par ailleurs, l'étude EDF-ADEME semble n'étudier que les émissions directes de CO<sub>2</sub> alors que les valeurs généralement utilisées pour les autres énergies de chauffage dans le Diagnostic de performance énergétique, par exemple, sont en ACV. De plus, les importations d'électricité sont valorisées comme la base française (40 g CO<sub>2</sub>/kWh), alors qu'il faudrait au moins les valoriser comme le contenu moyen européen (400 g CO<sub>2</sub>/kWh). La valeur à utiliser pour le chauffage électrique serait alors portée à 230 g CO<sub>2</sub>/kWh pour la période 1998-2003 et à 280 g CO<sub>2</sub>/kWh pour 2001-2006.

L'approche saisonnière n'est pas représentative des conséquences en termes d'émissions supplémentaires de chaque nouvel usage de l'électricité. Ainsi, un chauffage électrique ajouté augmentera les émissions de la part hivernale, partagée elle-même entre tous les usages saisonniers (chauffage mais aussi une partie de l'éclairage, de l'industrie, etc.). L'impact en émissions de ce nouveau chauffage électrique se trouve donc dilué parmi tous les autres usages saisonniers.

### ■ Conclusion

Pour étudier de manière pertinente les impacts réels des choix énergétiques, il importe de modéliser le mix énergétique en tenant compte des spécificités de l'électricité : variations infra-annuelles de la demande, nécessité d'équilibrer à tout moment

50 - On ne prend pas en compte dans cette répartition la production par énergie renouvelable (éolien principalement), car cette production résulte de politiques publiques et n'est pas directement liée au développement du chauffage électrique.

demande et production. Avec une telle approche, on démontre que le développement du chauffage au gaz naturel permet de réduire de 20 % les émissions de CO<sub>2</sub> à l'horizon 2020 par rapport à 1990. À l'inverse, le développement du chauffage électrique ne permettrait de réduire que de 7 % les émissions de CO<sub>2</sub>.

La nécessité de maîtrise des émissions de CO<sub>2</sub> implique de disposer d'un indicateur pertinent pour guider les choix énergétiques des décideurs. Seule l'approche incrémentale fournit cet indicateur. Ainsi, le contenu en CO<sub>2</sub> du chauffage électrique est de 608 g CO<sub>2</sub>/kWh, alors que celui du chauffage au gaz naturel est de 234 g CO<sub>2</sub>/kWh.

## 1.2 Le gaz naturel pour véhicules (GNV) pour réduire immédiatement les émissions du transport routier

Aujourd'hui, l'offre de carburants alternatifs est diversifiée et complémentaire (flexfuel, GNV, GPL, électricité, etc.), chacun ayant plus ou moins d'avantages et d'inconvénients et chacun trouvant très certainement sa place dans le bouquet énergétique. Sur ce marché encore en construction, le GNV bénéficie de réels atouts qui devraient lui assurer une place de choix.

### ■ Sur le plan écologique : un carburant respectueux de l'environnement

- Les véhicules GNV actuellement commercialisés émettent 25 % de CO<sub>2</sub> de moins que leur modèle équivalent essence.
- Par rapport au diesel, en matière d'émissions de CO<sub>2</sub>, le GNV égale déjà les performances des moteurs Diesel les plus optimisés. Cependant, les moteurs GNV ont un fort potentiel d'amélioration (jusqu'à 20 % d'économie de CO<sub>2</sub>), dont ne disposent plus les moteurs Diesel qui sont proches de leur rendement maximum (source IFP). En outre, le GNV n'émet pas de particules et réduit de plus de 80 % les émissions d'oxydes d'azote.
- Le GNV permet de réduire considérablement l'émission de certains polluants qui ne sont actuellement pas pris en compte dans l'évaluation écologique des carburants, alors qu'ils sont reconnus comme néfastes pour la santé (benzène, toluène, xylène, formaldéhydes...). C'est aussi un très faible contributeur à la création d'ozone troposphérique.

### ■ Sur le plan pratique : une technologie immédiatement disponible

- Le GNV s'utilise avec un moteur de même technologie qu'un moteur à essence. De plus, les progrès attendus sur les moteurs essence pour améliorer leur rendement et leur efficacité sont totalement applicables aux moteurs GNV avec des bénéfices encore renforcés pour le GNV compte tenu de son indice d'octane plus élevé.
- Les constructeurs européens ont mis au point des modèles au GNV qui sont pour beaucoup d'entre eux commercialisés en France (Citroën, Renault, Peugeot, Fiat, Volkswagen, Opel, Mercedes, etc.). Près de 7 millions de véhicules circulent au GNV dans le monde.



- Le GNV est compatible avec les moteurs hybrides : la Toyota Prius développée par Gaz de France et l'IFP est arrivée 1<sup>re</sup> au challenge Bibendum organisé par Michelin, en matière de consommation et d'émission de CO<sub>2</sub> (des émissions de CO<sub>2</sub> de 63 g/km sur le parcours effectué, soit 78 g CO<sub>2</sub>/km sur cycle normalisé).

#### ■ Sur le plan économique : un carburant compétitif

- Le GNV, aujourd'hui distribué à domicile au prix de 0,58 € TTC l'équivalent litre de super (hors location du compresseur individuel), pourrait être disponible en station au prix de 0,75 € TTC (soit moins cher que l'essence pour un carburant plus durable et plus écologique).

#### ■ Les atouts du GNV pourront être renforcés par l'incorporation croissante d'une part « verte » : le bio-GNV

Le bio-GNV consiste à affecter au GNV du bio-méthane issu de déchets (agroalimentaires, forestiers ou urbains) ou de cultures dédiées diversifiées, et injecté dans le réseau existant de gaz naturel. Ce bio-méthane, valorisé en carburant, offre les avantages suivants :

- il bénéficie d'une logistique sans CO<sub>2</sub> (transport par canalisations) ;
- les procédés de production sont d'ores et déjà parfaitement maîtrisés, ce qui fait du bio-GNV un biocarburant dont les techniques de production sont déjà disponibles à un coût compétitif par rapport aux biocarburants liquides ;
- il affiche des gains en CO<sub>2</sub> remarquables : la production de bio-GNV permet de tripler le nombre de kilomètres réalisés à partir d'un hectare de culture par rapport à la filière de production d'autres carburants liquides. Il présente des émissions de CO<sub>2</sub> réduites d'un facteur 5 par rapport au diesel d'aujourd'hui.

#### ■ Pour réussir le développement du carburant gaz naturel, comme en Italie et en Allemagne, l'État doit poursuivre son engagement en faveur du GNV en :

- définissant un plan d'objectifs de développement visant à atteindre 500 stations en 2010 et 1 000 stations en 2012, et en reprenant le même type de mesures que celles consacrées aux biocarburants (taxe imposée aux distributeurs qui ne tiendraient pas leurs engagements) ;
- donnant la visibilité nécessaire, dans la durée, pour permettre aux industriels, aux distributeurs de carburants et aux constructeurs d'engager les investissements nécessaires (maintien durable du crédit d'impôts et de la TIPP réduite sur le GNV à 0,0847 € par m<sup>3</sup>) ;
- étendant au GNV les mesures fiscales destinées aux véhicules peu émetteurs de CO<sub>2</sub> et en prenant en compte des travaux d'installation d'un compresseur à domicile dans les travaux d'économie d'énergie ;
- réservant au bio-GNV une part significative des surfaces agricoles destinées à des cultures non alimentaires et en mettant en place une fiscalité non discriminatoire sur le bio-GNV, en comparaison des biocarburants liquides.

#### ■ Impact prévisible

**À l'horizon 2012, avec 200 000 véhicules roulant au GNV (en remplacement de moteurs à essence), le gain annuel est de 200 000 tonnes de CO<sub>2</sub>.**

Ce gain annuel passe à l'horizon 2020, avec 3,5 millions de véhicules GNV, à 6,3 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> par rapport à aujourd'hui.

## 2 Contribution d'Électricité de France Le contenu en carbone du chauffage électrique

Pour évaluer le contenu en carbone des usages de l'électricité, une méthodologie simple et adaptée a été retenue par EDF et l'ADEME et utilisée sur une période de cinq ans (1998-2003). Elle est le fondement des textes réglementaires en vigueur. Elle a été élaborée selon un processus de dialogue entre les experts des différentes parties prenantes. Ce processus, de nature à éclairer la décision publique, pourra être régulièrement revisité à l'avenir en mobilisant les spécialistes qui ont accès aux données pertinentes.

La méthode retenue est la seule qui permette de rendre compte des modifications du parc dans la durée : elle attribue à chaque usage une partie de la production et donc une partie des émissions, ce qui garantit que chaque tonne de carbone est comptée une fois et une seule. Elle surmonte donc le problème auquel se heurtent les méthodes dites marginalistes. Celles-ci ne peuvent échapper au risque de compter plusieurs fois la même tonne de carbone : ainsi, si on raisonne en termes marginaux sur le parc et la consommation actuels, on est conduit à attribuer à 100 TWh de consommations saisonnalisées un contenu en CO<sub>2</sub> de 600 g/kWh, donc 60 millions de tonnes de carbone, c'est-à-dire presque le double des émissions totales du parc français.

La méthode se prête également à l'examen prospectif, dans la mesure où elle permet d'analyser différents équilibres saisonnalisés offre/demande, à l'horizon 2020 par exemple. Dans un contexte concurrentiel où les investissements ne sont pas planifiés, différentes variantes méritent d'être comparées.

La méthodologie retenue a permis d'établir le contenu en carbone à une date récente, 180 g/kWh, soit moins que les chauffages fossiles, et permet d'anticiper une baisse de cette valeur.

### 2.1 La consommation du chauffage électrique varie nettement selon la saison, pratiquement pas selon l'heure du jour

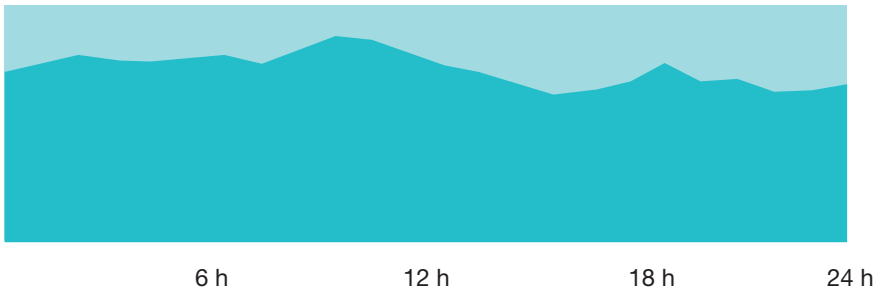
La méthodologie EDF-ADEME consiste à diviser la production d'électricité française en deux parties :

- la production de base, c'est-à-dire ce qui est produit par les centrales qui fonctionnent toute l'année ;
- la production saisonnalisée, son complément.

La décomposition entre production de base et production saisonnalisée est faite en raisonnant sur des moyennes mensuelles. En effet des études statistiques ont

montré que la variabilité mensuelle des divers types de consommation l'emporte très nettement sur leur variabilité journalière. Le cas du chauffage électrique est à cet égard exemplaire. Il s'agit d'un usage authentiquement saisonnier, au sens où la puissance qu'il exige varie sensiblement selon la saison, mais quasiment pas selon l'heure du jour. Sa très faible variation journalière va même plutôt dans le « bon » sens, car il demande plus d'énergie aux heures creuses où la production est très peu carbonée : ainsi entre 2 h et 7 h du matin, la demande d'électricité pour le chauffage est en moyenne plus forte qu'en soirée (voir le graphique n° 14).

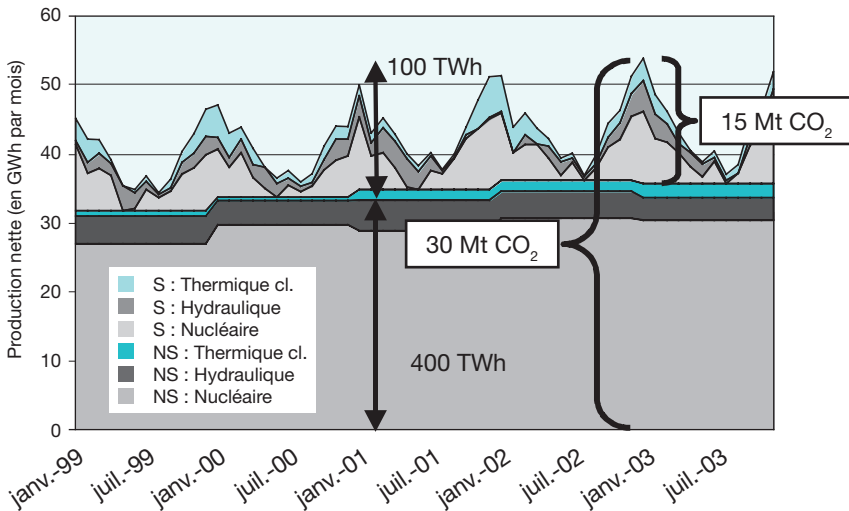
**Graphique n° 14 : Profil journalier de demande du chauffage électrique**



Sources : EDF, ADEME

Pour chaque usage, on analyse les variations, d'un mois à l'autre, de l'énergie qu'il nécessite. On en déduit la décomposition de cette énergie entre production de base et production saisonnisée. Par exemple, l'éclairage résidentiel apparaît saisonnisé à 54 %. Le chauffage électrique est saisonnisé à 100 %.

**Graphique n° 15 : Production de base et production saisonnisée**

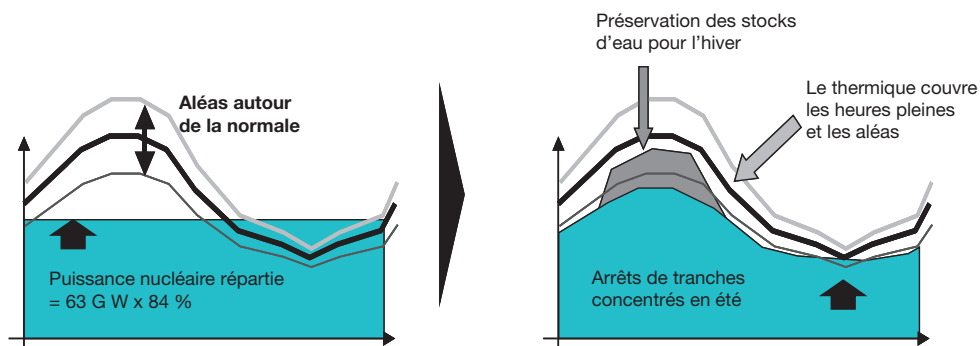


Sources : EDF, ADEME

## 2.2 En France, le contenu en carbone du chauffage électrique est inférieur à celui des autres modes de chauffage. Les logements correspondants, mieux isolés, sont beaucoup moins émetteurs

Le contenu en CO<sub>2</sub> du chauffage électrique est donc égal à celui de la production d'électricité saisonnalisée. Contrairement à une idée reçue, la production de base n'est pas purement nucléaire et la production saisonnalisée n'est pas purement fossile, loin s'en faut :

### Graphique n° 16 : L'optimisation saisonnière de la production



Source : EDF, ADEME

- **La production de base contient un peu d'énergie fossile**, car on a besoin en permanence d'un minimum de centrales thermiques en fonctionnement pour pouvoir faire face aux aléas de la demande (voir le graphique n° 15).
- **Surtout, la production saisonnalisée contient beaucoup de nucléaire, environ 60 %**. En effet, le fonctionnement du parc nucléaire est optimisé (graphique n° 16). Pour éviter de disposer de trop de centrales nucléaires en été, lorsque la demande est faible, on répartit sur l'année les arrêts nécessaires à la maintenance, de telle façon qu'on a beaucoup plus de centrales disponibles lorsque la demande est forte. De même, le stock d'eau des barrages est utilisé principalement lorsque la demande est forte, et **la production saisonnalisée contient aussi plus de 20 % d'électricité hydraulique**. Grâce à l'optimisation ainsi opérée, le recours à la production thermique est minimisé.

Le contenu en carbone de la production saisonnalisée, donc du chauffage électrique, ressortait aux termes de l'étude EDF-ADEME de 1998-2003 à 180 g/kWh. C'est logiquement beaucoup plus que le contenu moyen du kilowattheure électrique français qui est extrêmement faible, moins de 60 g, mais beaucoup moins que le contenu du chauffage électrique dans les pays où le parc est à dominante fossile (400 à 600 g).

Avec ce contenu, le chauffage électrique s'avère bien moins émetteur qu'un chauffage au gaz, *a fortiori* au fuel. Pour le gaz, l'ADEME calcule des émissions moyennes de 235 g.

L'écart entre les émissions totales de logements comparables est beaucoup plus élevé, car les logements chauffés aux combustibles fossiles sont en général moins bien isolés. En moyenne, à surface égale, un logement chauffé à l'électricité émet environ deux fois et demie moins de dioxyde de carbone qu'un logement chauffé au gaz.

## 2.3 L'avantage comparatif du chauffage électrique est appelé à se renforcer d'ici à 2020

**La performance du chauffage électrique en termes d'émissions est appelée à s'améliorer à l'horizon 2020.**

- Le scénario de référence de RTE prévoit que la part relative du chauffage électrique dans la consommation d'électricité va légèrement décroître d'ici à 2020. Cela s'explique en particulier par l'amélioration continue de l'isolation, grâce aux rénovations et aux progrès de l'habitat neuf. De façon générale, la saisonnalisation de la consommation ne va pas évoluer de façon sensible.
- Or le parc thermique français va devenir de moins en moins émetteur. Le bilan prévisionnel de RTE le confirme, qui voit dans son scénario de référence les émissions de 2020 près de 20 % en dessous de leur niveau actuel. Des centrales au charbon anciennes et très émettrices vont fermer pour laisser majoritairement la place à des centrales à cycle combiné au gaz peu émettrices. Cette évolution en structure va bien plus que compenser la modeste augmentation de la demande d'électricité (1,3 % puis 1 % par an selon RTE). En même temps, la production nucléaire va croître par le double effet de la mise en service de l'EPR de Flamanville et de l'optimisation des réacteurs existants, tandis que se développera la production d'électricité d'origine renouvelable.
- En outre, les pompes à chaleur, mode de chauffage particulièrement efficace, vont connaître un développement rapide dans la prochaine décennie. Le gain en émissions sera extrêmement marqué : ainsi pour une maison neuve de taille moyenne dans le nord de la France, conforme à la réglementation thermique actuelle, les émissions sont de 2,1 t avec un chauffage au gaz, 1,1 t avec un chauffage électrique à effet Joule et 0,44 t avec une pompe à chaleur air-eau. La diffusion des pompes à chaleur améliorera encore le bilan carbone des usages thermiques de l'électricité.
- Ainsi, dans le scénario étudié par la commission Énergie, le contenu en carbone des usages saisonnalisés, donc du chauffage électrique, baisserait pour tendre vers 130 g/kWh. L'écart avec les combustibles fossiles se creusera donc.

### 3 Contribution d'Observ'ER (Observatoire des énergies renouvelables) Les certificats verts : un système de traçabilité de l'électricité d'origine renouvelable en Europe



#### 3.1 Historique et fonctionnement général

L'**Observatoire des énergies renouvelables** (Observ'ER) est l'institut d'émission des certificats verts pour la France. Il a un mandat exclusif du RECS (*Renewable Energy Certificate System*). Créé en 1979 (association loi 1901), il a pour but d'informer, de promouvoir et de favoriser le développement d'initiatives tendant à accroître le rôle des énergies renouvelables dans l'économie et la société. Présidé par Alain Liébard, Observ'ER a participé activement à la réflexion sur les certificats verts en Europe et à la mise en place de l'association RECS dès 1999.

Le **RECS** est un système européen harmonisé de certification et de traçabilité de l'énergie renouvelable. L'association RECS International réunit aujourd'hui plus de 180 membres issus de 19 pays européens : producteurs, fournisseurs d'énergie, institutionnels, ou encore consommateurs finaux.

Les **principes** régissant le fonctionnement des instituts d'émission sont consignés dans la charte fondamentale du système RECS, « le Pro » (*Principles and Rules of Operation*). « Le Protocole du domaine France », rédigé par Observ'ER et validé par l'AIB (Association of Issuing Bodies), précise les règles additionnelles relatives au marché français. Un contrat standardisé est passé entre l'institut d'émission et les fournisseurs d'électricité d'origine renouvelable.

Les différents instituts d'émission de certificats verts sont regroupés au sein de l'AIB qui édicte les règles à respecter pour tous les participants au RECS. Des audits sont menés pour contrôler l'activité des instituts d'émission. Observ'ER siège au conseil d'administration de l'AIB.

#### 3.2 Assurer la traçabilité de l'électricité

L'électricité verte désigne l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables. C'est-à-dire l'énergie hydraulique, solaire photovoltaïque, éolienne, géothermique, ainsi que l'énergie issue de la biomasse solide et du biogaz.

Une fois injecté sur un réseau de distribution, un électron issu de source hydraulique, photovoltaïque ou éolienne ne se distingue en rien d'un électron de source fossile ou nucléaire. Les certificats verts permettent de tracer l'électricité d'origine renouvelable.

Pour tracer et garantir l'origine renouvelable de l'énergie jusqu'à sa consommation, la solution consiste à séparer la quantité physique d'énergie de sa valeur verte, représentée par des certificats verts. Grâce à ces certificats, un opérateur va pouvoir prouver qu'une quantité d'électricité renouvelable, correspondant à ce que le client a consommé, a bien été injectée sur le réseau.

Un certificat vert est donc une attestation de production d'électricité, délivrée par Observ'ER à l'exploitant d'une centrale utilisant les énergies renouvelables. La quantité d'électricité donnant lieu à un certificat est actuellement d'un mégawattheure (MWh). Le certificat code sous une forme électronique, harmonisée au niveau européen, une série de données qui permet aux pays européens de pratiquer un langage commun et d'effectuer des transactions.

Le marché de l'énergie dans l'Union européenne repose essentiellement sur des échanges dématérialisés, sans transferts physiques de kilowattheures. Dans ce cadre, le système de certificats verts est un instrument qui permet de tracer, compter et commercialiser séparément la valeur verte de l'électricité d'origine renouvelable et l'électricité physique.

### 3.3 Un système fiable et efficace

Les certificats verts sont enregistrés dans une base de données informatique centralisée, développée par Observ'ER et connectée à ses équivalents européens. Chaque certificat est doté d'un numéro d'identification unique. Observ'ER conserve la trace de toutes les opérations effectuées pendant un délai de cinq ans. Déontologiquement, Observ'ER est garant de la confidentialité des informations contenues dans sa base de données.

Les certificats se présentent sous forme de fichier électronique, dans lequel sont consignées les informations suivantes :

- le numéro unique du certificat ;
- l'institut d'émission à l'origine du certificat ;
- la référence de la centrale de production ;
- la puissance de cette dernière ;
- la date de production de l'électricité ;
- la technologie mise en œuvre ;
- les informations sur les aides publiques éventuelles.

Les producteurs, fournisseurs d'énergie et courtiers qui souhaitent participer au système des certificats verts doivent ouvrir un compte auprès d'Observ'ER. Les installations des producteurs peuvent faire l'objet d'un audit préalable lors de l'inscription chez Observ'ER. Par la suite, des contrôles peuvent être menés chez les producteurs.

Chaque mois, le producteur soumet à Observ'ER un relevé de production qui est vérifié. Observ'ER émet alors les certificats correspondant au nombre de mégawattheures produits et les crédite sur le compte du producteur.

Le producteur vend ensuite ses certificats verts à un fournisseur ou à un courtier. Observ'ER réalise le transfert des certificats d'un compte à l'autre. L'acheteur est libre de les consommer ou de les revendre. Des certificats verts peuvent être exportés ou importés, par un acteur inscrit dans un institut d'émission étranger.

Au final, le fournisseur demande à Observ'ER de retirer les certificats verts correspondant à la consommation d'électricité de ses clients finaux. Les certificats sont alors détruits. En souscrivant à une offre d'électricité verte, assis sur un système de traçabilité, un consommateur a donc l'assurance qu'un nombre équivalent de certificats verts, correspondant à sa consommation, sera bien retiré du marché.

Observ'ER facture une commission sur les ordres d'émission, de transfert et de retrait qui lui permet d'assurer la continuité du service.

L'institut publie régulièrement un indicateur du nombre de certificats verts émis, disponibles aux échanges, transférés ou retirés. Ces données sont publiées sous forme agrégée, ce qui protège l'identité des sociétés enregistrées dans la base. Il est consultable sur le site [www.energies-renouvelables.org](http://www.energies-renouvelables.org) et publié tous les deux mois dans les colonnes de *Systèmes Solaires - le Journal des énergies renouvelables*.

Observ'ER, institut d'émission, publie un rapport annuel d'activité, non nominatif, sur le fonctionnement du système, le nombre de participants, le volume de certificats échangés, les dysfonctionnements éventuellement constatés, les correctifs apportés, etc.

### 3.4 Le contexte français

En France, en matière d'énergie renouvelable, c'est le tarif d'achat garanti qui prévaut. C'est un système incitatif sur l'offre. Mais un nombre croissant de producteurs font tracer leurs certificats verts, destinés au « marché volontaire ». C'est-à-dire à tout particulier, entreprise ou collectivité qui choisit de consommer de l'électricité verte. C'est un système qui porte sur la demande.

La traçabilité est également nécessaire quand la puissance publique décide d'une obligation d'incorporation.

Le tarif d'achat et les certificats verts sont compatibles. Les producteurs qui bénéficient du tarif d'achat incitatif peuvent en parallèle commercialiser les certificats verts par leurs propres moyens. Sauf dans le cas de sites de productions issus d'appels d'offres organisés par le gouvernement ou lorsque certaines dispositions contractuelles s'y opposent.

Depuis 2003, les États européens sont tenus de pouvoir prouver l'origine renouvelable de l'électricité produite. Cette obligation européenne a été transposée dans la loi française en 2005 avec la création des garanties d'origine. Les garanties d'origine ont pour vocation de justifier l'origine de l'électricité renouvelable à la production mais



pas d'en assurer la traçabilité vers la consommation. Les émissions de certificats verts et de garanties d'origine ne sont, pour l'instant, pas liées. Les certificats verts, qui assurent aussi l'origine de l'électricité, peuvent donc être commercialisés sans que la production bénéficie d'une garantie d'origine.

La loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique de juillet 2005 prévoit qu'un bilan des expériences françaises et étrangères sur les dispositifs de soutien aux énergies renouvelables soit réalisé en 2008, « *en envisageant la création d'un marché des certificats verts* ».

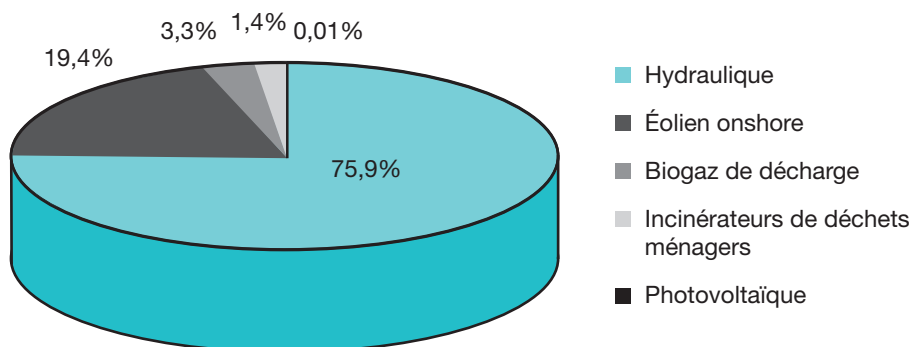
Observ'ER n'émet pas de labels mais est favorable à leur existence. Ces derniers pourront distinguer les offres d'électricité verte qui répondent à des critères environnementaux supplémentaires. La plupart des labels lancés en Europe intègrent un critère d'additionnalité, qui requiert un réinvestissement d'une partie des bénéfices dans de nouvelles unités de production de source renouvelable. Les labels décrivent les critères qualitatifs qui doivent être associés à des offres vertes pour leur obtention.

Les labels permettent enfin de satisfaire différents segments de marché en distinguant notamment les diverses technologies permettant de produire de l'électricité d'origine renouvelable. En aucun cas, un label ne peut se passer de la traçabilité qui est le socle sur lequel se bâtit toute labellisation.

### 3.5 Forte progression de l'activité d'Observ'ER

Observ'ER a délivré ses premiers certificats verts à la fin de l'année 2002. À la fin du mois de septembre 2007, **3 451 879 certificats auront été émis**, 8 343 401 certificats auront été importés, 2 747 505 auront été transférés, 10 992 auront été exportés et 10 714 841 auront été retirés. L'activité d'émission est montée en puissance avec l'apparition des offres d'électricité verte, lors de l'ouverture du marché de l'énergie aux professionnels en 2004 puis lors de l'ouverture du marché aux particuliers en juillet 2007.

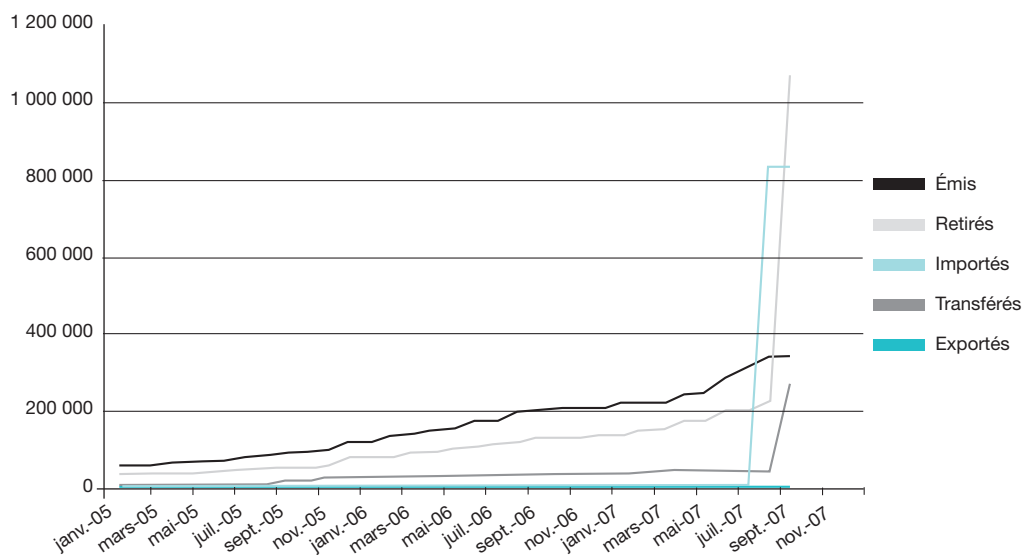
Graphique n° 17 : Parc des certificats RECS



Source : Observ'ER

Au 15 septembre 2007, 147 centrales de production sont enregistrées par Observ'ER : 38 centrales éoliennes (19,4 % du parc), 55 centrales hydrauliques (75,9 % du parc), 14 centrales biogaz (3,3 % du parc), 1 centrale d'incinération d'ordures ménagères (1,4 % du parc) et 39 installations photovoltaïques (0,01 % du parc). La puissance totale dépasse 1 169 MW.

**Graphique n° 18 : Activité du marché des certificats RECS en France**



Source : Observ'ER

## ■ Conclusion

Les certificats verts sont avant tout un moyen d'assurer la traçabilité de l'électricité. Ils interdisent la fraude en vérifiant, notamment, qu'une même quantité d'électricité ne soit pas utilisée plusieurs fois.

En France, aujourd'hui, les certificats ne sont pas un système d'aide et de soutien aux énergies renouvelables bien qu'ils participent au développement de l'électricité d'origine renouvelable. En traçant, Observ'ER assure un service d'intérêt général qui garantit l'honnêteté et l'authenticité du système.

## 4 Contribution d'Énergie-Cités Vers un nouveau paradigme énergétique ?

Énergie-Cités ([www.energie-cites.eu](http://www.energie-cites.eu)) – qui réunit environ 500 autorités locales de 25 pays – a été invité à participer aux travaux de la commission Énergie. Cela nous a donné l'occasion de faire connaître nos points de vue à différentes étapes du débat, lesquels sont résumés ci-après.

Ce qui suit n'est pas une description de la situation actuelle de notre système énergétique. Ce n'est pas non plus une prolongation tendancielle du passé dans notre pays. Sauf précisément à regarder ce qui bouge aux marges de notre système, en France, et de façon plus répandue dans des pays qui nous environnent. Il s'agit d'une tentative d'anticipation plausible – et à notre sens souhaitable – de notre futur mode de pensée et d'organisation dans le domaine de l'énergie. L'évolution du monde transforme en effet les modes d'organisation des sociétés complexes, et il est peu imaginable que le secteur de l'énergie y échappe, fût-ce dans un pays où la chasse est aussi bien gardée. Cela signifie également que, quand bien même la question climatique a pris une grande importance depuis plusieurs années, elle ne saurait supplanter la question énergétique et faire de celle-ci un simple sous-produit de la politique climatique.

On doit bien constater autour de nous qu'un nouveau paradigme énergétique (et non seulement climatique) se dessine dans un nombre croissant de pays, de façon parallèle aux grandes tendances qui animent notre société (autonomie, décentralisation, circuits courts, rapprochements consommation-production, culture Internet, organisation a-hiérarchique, etc.) qui surdétermineront beaucoup de nos choix technologiques futurs, dans le domaine énergétique aussi.

Dans un univers qui sera toujours plus marqué par de nouvelles contraintes énergétiques et climatiques, nous pensons que les hypothèses suivantes risquent de façonner de façon significative notre univers à l'horizon d'une génération :

- L'approche traditionnelle (et quasi exclusive) des questions énergétiques par l'offre va se déplacer progressivement vers une approche davantage guidée par la demande, laquelle va gagner en pertinence et en force. Les consommateurs n'ont en fait pas besoin d'énergie, mais seulement de services qui contiennent de l'énergie. Leur intérêt bien compris est de satisfaire leurs besoins finaux avec la moindre dépense énergétique. De ce fait, on portera davantage attention que par le passé aux besoins de chaleur, par exemple - 40 % de la « demande » (ou pour les déplacements - 30 % de la « demande ») plutôt que de parler surtout d'électricité, de gaz et de pétrole – sous-entendu « offre » – dans les débats énergétiques.
- La logique voudrait que ce déplacement de l'offre vers la demande s'accompagne d'un déplacement des financements consacrés à l'accroissement de l'offre (Mégawatts) vers ceux destinés à réduire la demande (Négawatts). D'autant que chaque euro investi pour consommer moins est plus rentable qu'un euro investi pour produire davantage. Par ailleurs, un investissement de réduction de consommation produit, outre de l'emploi dispersé, une économie nette pour le consommateur, alors qu'un investissement dans l'offre se retrouvera sur la facture du consommateur. Chacun a entendu parler du coût d'une centrale nucléaire,

même s'il ne s'en souvient pas. Mais qui a entendu parler du coût d'un vaste programme visant à isoler 400 000 logements par an ?

- L'approche (quasi exclusive) d'une offre centralisée (pour l'électricité, dont le modèle surdétermine l'organisation énergétique d'un pays bien que ne concernant que 20 % de l'énergie finale) va céder (au moins) un peu de place à une offre décentralisée, répartie, plus proche des lieux de consommation, selon un modèle où demande et offre seront intégrées. Ce modèle devrait se développer à mesure que les besoins énergétiques finaux vont diminuer. Par exemple, dans la construction, il deviendra davantage possible de couvrir la majeure partie de ses (faibles) besoins thermiques et électriques par des ressources renouvelables. Le concept Internet bouleverse la structure de la pensée et de beaucoup d'organisations, en mettant en relation directe et horizontale des producteurs-consommateurs d'informations. Le web 2.0 accélère le processus. Qui peut penser que le système énergétique français, qui fonctionne en « château d'eau », comme l'informatique de grand-papa, résisterait seul à la montée inéluctable de telles approches en réseau dans tous les domaines de la société ? Nous allons vers des schémas où consommateurs et producteurs se confondent en partie les mêmes.

- L'approche énergétique (quasi exclusivement) étatique va progressivement s'ouvrir à d'autres niveaux de gouvernance : régions, intercommunalités, au fur et à mesure que les deux éléments ci-dessus gagneront du terrain. On devra en effet agir au plus près des lieux de consommation et, si le niveau étatique est adapté pour offrir un cadre réglementaire et fiscal vertueux à une politique énergétique durable (de même que pour pourvoir à la partie centralisée de l'offre, directement ou par biais d'entreprises privées), il ne l'est plus dès que l'on doit travailler dans le détail, dans le diffus, le dispersé, le foisonnement.

- L'approche (quasi exclusive) par secteurs de consommation énergétique (industrie, habitat-tertiaire, transport, agriculture) sera complétée d'une approche par type d'acteurs. Pertinente pour réaliser des statistiques et, le cas échéant, pour conduire des politiques industrielles sectorielles ou encore pour coller à des départements ministériels, l'approche par secteurs reste anonyme et ne responsabilise personne. Vous sentez-vous concerné quand j'écris « habitat-tertiaire » ? Et si je vous dis « chauffage de VOTRE appartement », cela ne vous parle-t-il pas mieux ? Nous entrons dans une période où l'action consciente de chacun, sa responsabilité, est indispensable. D'où l'importance des acteurs.

- L'exclusivité de la chose énergétique, présentement donnée aux spécialistes énergétiques patentés (ceux de l'offre), va s'émousser pour faire une place croissante aux acteurs non énergétiques de la société. Un ravaleur de façade qui pratique l'isolation par l'extérieur aura surpassé le commercial gazier dans le nouveau contexte. Et que dire de l'urbaniste, du responsable du Schéma de cohérence territoriale (SCOT) ou des déplacements, de l'architecte, des associations de consommateurs, du particulier-producteur, du couvreur installateur de panneaux solaires, de l'association de cyclistes, etc. ? Au-delà, les dimensions culturelles (voire émotionnelles) et sociologiques de l'énergie prendront une place croissante par rapport à la seule rationalité technique ou technico-économique.

- L'approche (quasi exclusivement) macro-économique/énergétique qui fournit des indications statistiques en termes de Giga TEP/Mégatonnes de CO<sub>2</sub> au niveau national va s'ouvrir à des approches davantage micro ou méso-économiques/énergétiques, à des échelles de territoires différentes, de l'appartement au quartier et à la ville, à la région par exemple, encourageant les initiatives locales et l'implication des citoyens et acteurs économiques<sup>51</sup>.
- L'approche (quasi exclusivement) française va devenir davantage européenne quelle que soit la volonté de la France de partager – ou non – ses compétences énergétiques avec l'Union européenne. D'où viennent en effet les reportages radio, écrits ou TV les plus édifiants sur les solutions énergétiques d'avenir (consommation faible ou nulle + énergies renouvelables et décentralisées + transports publics et par modes doux), sinon d'autres pays européens ? Plus décentralisés – ou moins centralisés –, ils autorisent et encouragent en effet une expertise mieux répartie et diversifiée permettant aux initiatives d'émerger et de se développer à plus grande échelle et à un rythme plus soutenu sur les territoires.
- Nous irons vers des ruptures. Pour résumer, il ne s'agira pas de consommer un peu moins (être « un peu moins mauvais »), mais de consommer presque rien, voire rien du tout, ou même de produire plus que ce que l'on consomme (être « franchement bons »). C'est la différence entre l'actuel plan de réduction progressive de l'évolution de la réglementation thermique du bâtiment en France (un palier tous les cinq ans) et la démarche danoise (zéro énergie en 2015). Nul doute que le processus français apparaîtra vite obsolète car seule la rupture permet l'innovation, le changement d'habitudes et l'enthousiasme indispensables.
- L'approche européenne des problèmes énergétiques va s'ouvrir davantage à la dimension mondiale. C'est le cas au niveau des grandes négociations internationales mais celles-ci laissent de côté l'implication des citoyens et autres acteurs, voire les désresponsabilisent. Inventer un mode de production/consommation (énergétique) compatible avec le développement de l'ensemble du monde est-il un challenge aussi fou dans une Europe en mal d'enthousiasme et de nouveaux défis ?
- La confiance dans les solutions universelles « pensées pour nous » est émoussée dans tous les domaines et à tous les niveaux de la société. La recherche d'une plus grande autonomie (qui n'est pas un isolement du monde extérieur) est visible partout. Celle-ci affecte(ra) aussi le secteur énergétique, de façon accélérée si quelques *black-out* électriques se présentent. De ce fait la recherche de solutions « personnelles », y compris pour se « dévulnérabiliser » quant à son approvisionnement énergétique, va se développer<sup>52</sup>.
- L'ouverture à la concurrence du secteur des énergies de réseaux, quelle que soit sa destinée finale, aura eu le mérite d'ouvrir les esprits et les systèmes aux expériences et traditions des autres. Dans notre pays qui a régulièrement tendance

51 - La Ville de Heidelberg lance l'initiative de créer une centrale virtuelle de 600 Mégawatts (toutes énergies), invitant tous les citoyens et acteurs de la ville à y participer au travers d'économies d'énergie et d'utilisation d'énergies renouvelables.

52 - De telles solutions se développent en relation avec les réseaux qui apportent la solidarité en complément de l'autonomie, ceci est une tendance à prendre en compte : les réseaux de « distribution » pourraient s'appeler de « collecte et de distribution » (cf. Internet cité plus haut).

à se prendre pour un modèle universel, c'est une avancée considérable qui aura définitivement contribué à ouvrir le système dans le sens décrit ci-dessus.

Les tendances décrites ici sont des hypothèses, qui constitueraient autant de sujets de débat dès lors que l'on voudrait porter les questions énergétique et climatique non seulement à un haut niveau de décision, mais au cœur de la société. Ne pourraient-elles pas former la trame d'un futur énergétique désiré ?

Qui oserait d'ailleurs affirmer que notre futur énergétique sera davantage consommateur, plus émetteur de gaz à effet de serre, plus étatique, plus centralisé, plus exclusivement tourné vers l'offre, plus national, plus concentré entre des mains « spécialistes », moins citoyen, etc. ?

Certaines de ces évolutions sont déjà perceptibles, avec des intensités différentes, aussi bien en Californie que dans plusieurs pays européens, y compris en France. La chose énergétique a besoin d'être davantage éclairée par son environnement social. La question à l'ordre du jour ne doit pas être de nous protéger contre des évolutions qui bousculent les traditions nationales ou corporatistes, mais d'accompagner ces tendances, de les anticiper et – pourquoi pas ? – de les désirer, afin de construire – et non subir – le nouveau paradigme qui se dessinerait. Pour mieux en tirer parti. Pour ne pas manquer les marchés émergents pour des technologies décentralisées, des concepts intégrés, etc., comme nous avons manqué ceux de l'éolien dans les années 1990 et au-delà, pour des raisons identiques.

Au moment où ces lignes sont écrites, il n'est pas sûr que la France en prenne le chemin. Et le rapport de la commission Énergie du Conseil d'analyse stratégique ne nous rassure pas à cet égard.

L'histoire nous a souvent montré que ce sont les événements inattendus qui ont, sous forme de crises (chocs, guerres, accidents, attaques terroristes, etc.), le plus altéré/influencé nos politiques. À lire le rapport de la commission Énergie, nous avons le sentiment que l'incertitude nous est étrangère et que – malgré des concessions de terminologie – nous mettons beaucoup de nos œufs dans un même panier. Et ce faisant, nous courons le risque de ne pas nous préparer suffisamment à l'imprévu, ce qu'une plus grande flexibilité pourrait faciliter. Cette dernière remarque touche naturellement à la question nucléaire, clé de voûte de l'ensemble du système électrique français, lequel surdétermine largement à son tour le système énergétique dans son ensemble et au-delà des éléments de l'organisation de notre société. C'est le choix de la France depuis plusieurs décennies et il n'est pas ici dans notre propos de le remettre en cause, nos adhérents ayant des positions différentes sur ce sujet. Cependant, le fait que ne soit même pas envisagée la probabilité, même infime comme le sont tous les événements hautement improbables, d'un seul accident majeur durant la période 2007-2050, en France ou ailleurs, susceptible de renverser d'un coup le château de cartes, nous questionne. La « prévision de l'incertitude », notre sécurité, ne plaideraient-elle pas pour une plus grande flexibilité ? Une plus grande diversité ?

*Gérard Magnin, délégué général d'Énergie-Cités*

## 5 Contribution de la CGT- FO

Le rapport de la commission Énergie a fait le choix de promouvoir une « politique très ambitieuse », et volontariste. Force ouvrière soutient l'idée que le contexte énergétique est « inédit et complexe » et soutient l'objectif mondial de division par deux des émissions de gaz à effet de serre (GES) à l'horizon 2050.

Pour Force ouvrière, il est positif que le rapport souligne que la France doit s'inscrire à sa juste place dans la réalisation de cet objectif nécessaire à la lutte contre le changement climatique. Grâce au nucléaire, la France a des émissions de GES par habitant relativement faibles et n'a pas de marge de manœuvre pour réduire ses émissions dans la production d'électricité contrairement à ses principaux partenaires. Il est donc proposé que la France – qui prend la Présidence du Conseil de l'Union européenne au second semestre 2008 – ait un rôle pilote dans la promotion d'un facteur 4 européen pour que les États membres convergent vers un objectif commun d'émissions de GES par habitant à l'horizon 2050. Il est nécessaire qu'au niveau européen la France pousse ses partenaires à aller vers cet objectif et à répartir équitablement, en tenant compte des efforts déjà consentis, l'effort entre les États membres de l'Union, prolongeant ainsi le premier objectif fixé par le Conseil européen de juin 2007 d'une réduction de 20 % des émissions à l'horizon 2020.

- **Au plan international**, Force ouvrière, avec le rapport, soutient la nécessité de convaincre les grands pays émetteurs de CO<sub>2</sub> d'aller dans le même sens et de se protéger contre le dumping environnemental par des mesures de sauvegarde vis-à-vis des produits à fort contenu énergétique en provenance de pays n'ayant pas pris de dispositions contre les émissions de GES. Force ouvrière souscrit à l'idée de taxer les produits en provenance de pays qui ne jouent pas le jeu de l'environnement afin de ne pas leur donner une prime de compétitivité. C'est au demeurant un moyen de lutter contre les délocalisations potentielles dues à la concurrence environnementale déloyale. Par conséquent, la CGT-FO ne serait pas opposée à la mise en place d'une taxe carbone au niveau européen qui serait susceptible de sensibiliser les pays qui n'ont pas ratifié le protocole de Kyoto et qui réalisent des taux de croissance importants, voire vertigineux pour certains, au détriment du social et de l'environnement. La CGT-FO souhaite qu'une proposition similaire soit formulée à l'encontre des pays qui n'appliquent pas les normes internationales du travail définies par l'OIT (Organisation internationale du travail). Enfin, elle rappelle que l'intégration des normes de l'OIT et des normes environnementales dans l'OMC est essentielle pour que ces normes soient réellement respectées et appliquées.

La CGT-FO considère que la lutte contre le changement climatique peut constituer une opportunité pour établir de nouveaux leviers à la croissance économique. Il s'agit d'un enjeu considérable pour le développement de nouvelles technologies de l'environnement et de l'énergie, à la condition qu'y soit associée une véritable politique industrielle et que suive l'effort en matière de recherche et d'innovation. Des investissements massifs et immédiats sont nécessaires dans la R & D pour que l'innovation permette la création de nouveaux marchés et donc de nouveaux emplois, respectueux des normes du développement durable et engagés dans la réduction des émissions de GES.

En 2005, la France consacrait 2,13 % de son PIB à la recherche-développement, secteurs privé et public confondus, alors que ces dépenses représentaient 2,37 % en 1993. Au niveau européen, l'objectif fixé en 2002 par le Conseil européen de Barcelone d'allouer 3 % du PIB à la R & D d'ici à 2010 se heurte dans la plupart des pays à la rigueur budgétaire du Pacte de stabilité et de croissance. En outre, la tendance du capitalisme financier à privilégier le court terme au détriment du long terme, et notamment de la R & D et de l'innovation, risque de compromettre toutes les bonnes volontés en matière de développement durable. Force ouvrière regrette que l'idée d'un renforcement de la politique industrielle aux niveaux national et européen ne soit pas mentionnée dans le rapport. En outre, la CGT-FO ne peut s'associer au parti pris du rapport de minimiser la dépense publique ni aux propositions en matière de décentralisation. Afin de dégager des moyens à la hauteur de l'ambition affichée, FO préconise de réviser le Pacte de stabilité et de croissance et d'exclure l'investissement public en nouvelles technologies de l'environnement et de l'énergie du calcul du déficit budgétaire.

Force ouvrière ne partage pas les orientations du rapport sur la soumission des services publics de l'énergie aux règles de la libre concurrence. Il convient au contraire de tourner le dos à une conception qui a accumulé les échecs et de privilégier les logiques de coopération industrielle en dehors de toute logique spéculative ou boursière. L'ouverture des marchés énergétiques n'a entraîné aucun des bienfaits que ses promoteurs en attendaient. Elle n'a pas provoqué des baisses de prix mais a créé une instabilité du système électrique et fragilisé les opérateurs gaziers européens par rapport aux pays fournisseurs, lesquels veulent maintenant accéder directement au marché aval de la fourniture dans nos pays alors que précédemment le système fonctionnait sur une base de partage des risques fondée uniquement sur des contrats à long terme. Force ouvrière s'oppose à de nouvelles mesures de déréglementation, en particulier l'obligation faite à EDF et Gaz de France de se séparer totalement de leurs réseaux de transport et la fin annoncée des tarifs réglementés, qui sont notoirement plus faibles que les tarifs du marché. Pour Force ouvrière, les Français et les industriels doivent continuer à pouvoir bénéficier de ces prix liés à la structure du parc de production d'électricité principalement fondé sur le nucléaire. Ces prix parmi les plus bas d'Europe représentent un avantage comparatif pour la France. Leur maintien est d'autant plus légitime qu'il n'existe pas de politique énergétique européenne et que les prix reflètent donc les efforts faits par les différents pays en matière de choix énergétiques.

- **Au niveau national**, Force ouvrière est réservée sur la hausse de la fiscalité sur les carburants, déjà contraignante pour le pouvoir d'achat. En apparence, l'éco-fiscalité présenterait l'avantage de conduire chacun à arbitrer librement entre payer la taxe et polluer ou réduire sa pollution pour payer moins de taxe. Mais d'une part, le principe pollueur payeur réduit la portée de la fiscalité environnementale puisqu'il autorise la pollution contre paiement. D'autre part, il est faux de dire que pour les consommateurs, parce qu'ils acquittent tous la même taxe, l'effort de réduction est identique pour tous. Cet effort est plus important pour les consommateurs les plus modestes surtout lorsque la taxe touche des biens de première nécessité (l'eau, par exemple...). À ce titre, Force ouvrière ne souhaite pas que les taxes écologiques se substituent à l'impôt sur le revenu dont le caractère progressif lui confère un rôle unique en matière de redistribution. Le développement d'une fiscalité écologique ne doit pas introduire



d'effet redistributif antisocial. Nous rappelons que lorsque nous couplons l'approche de la pauvreté par les conditions de vie et la pauvreté monétaire, près d'un quart de la population française appartient à l'une ou l'autre catégorie (soit un quart de nos concitoyens peuvent être considérés comme précaires). En revanche, Force ouvrière revendique une grande réforme fiscale pour aboutir à un système plus cohérent et plus progressif, qui permettrait notamment une mise à plat des niches fiscales afin de mettre les plus contestables en extinction. Cela étant, nous considérons qu'il est urgent d'intégrer les préoccupations environnementales dans nos raisonnements économiques et sociaux. Mais les politiques environnementales liées aux enjeux énergétiques ne doivent pas pour autant primer sur les politiques sociales.

### 6 Contribution de la CGT Remarques sur le rapport de la commission Énergie

Le rapport de la commission Énergie s'inscrit dans une problématique de développement durable que la CGT soutient. La qualité du travail effectué constitue une base de réflexion extrêmement utile sur les questions liées à la sécurité d'approvisionnement, à la gestion des ressources et sur le défi du changement climatique. La CGT donne en conséquence son accord sur le mix énergétique proposé. Comme le suggère le rapport, la pérennité du choix de l'énergie nucléaire n'est pas remise en cause par la nécessaire diversification.

La CGT partage le sens général des mesures préconisées mais tient à formuler quelques remarques sur les recommandations du rapport de la commission.

#### **Objectif « facteur 4 »**

La CGT considère la proposition du rapport consistant à engager la discussion sur le facteur 4 au niveau européen sur la base d'une convergence des émissions de CO<sub>2</sub> en 2050 des différents pays comme intéressante, puisque les points de départ des pays et, partant, leur potentiel de réduction sont différents.

#### **Décentralisation de la politique énergétique**

La CGT ne rejette pas l'idée d'une décentralisation de la politique énergétique, mais souligne le besoin d'une cohérence nationale forte dans les domaines des transports, de l'urbanisme, des permis de construire et du traitement du bâti public. Elle ne souhaite pas que l'on débouche sur des réglementations par trop locales, sources de conflits.

#### **Les limites du marché**

La critique, implicite, des limites du recours aux mécanismes de marché dans le rapport est réelle mais reste par trop prudente.

Certes, « le recours aux mécanismes de marché ne saurait tout régler » comme l'affirme le texte, mais allons plus loin : l'introduction coûte que coûte de mécanismes de marché de résoudra pas l'équation énergétique.

La proposition relative au développement de la pratique de vente aux enchères des quotas de CO<sub>2</sub>, alors que la mise en place du marché des quotas est à ce jour un échec, ne recueille pas l'assentiment de la CGT.

#### **Développement des capacités de transport d'électricité et de gaz en Europe**

La CGT propose la création d'une agence européenne de l'énergie. Cette agence pourrait avoir un rôle à jouer en matière de capacités de transport d'électricité et de gaz, à travers l'établissement proposé par le rapport de bilans prévisionnels à

long terme. Cependant, la proposition de procédures d'autorisation européennes est ambiguë car elle vise à promouvoir simultanément la concurrence et la sécurité d'approvisionnement. Or la CGT pense que ces deux objectifs ne vont pas de pair. Elle conteste les bienfaits de la concurrence, en particulier en matière de sécurité des approvisionnements. Les incidents sur les réseaux électriques européens, comme celui du 4 novembre 2006, ne sont pas sans rapport avec la montée d'échanges erratiques dans le cadre du développement de la concurrence.

Si la mise en place d'une coordination des réseaux européens vise à multiplier les lignes THT avec des procédures coercitives, nous ne voyons pas quel bénéfice pourrait en être tiré en matière de sécurité d'approvisionnement. De la même façon, notre analyse du développement considérable des terminaux méthaniers envisagé est qu'il offrira aux opérateurs des capacités d'arbitrage Europe/États-Unis sur le déchargement des navires qui pourraient se retourner contre la sécurité d'approvisionnement de l'Europe. Cette tendance ne pourrait qu'être renforcée par la fusion SUEZ-GDF, SUEZ disposant d'un terminal à Boston.

### **Péages urbains**

La CGT est opposée au développement des péages urbains et souhaite que l'action territoriale pour réduire la présence des véhicules dans les centres-villes soit fondée sur le développement des parkings sur les lieux d'accès aux transports publics, sur l'amélioration et la prise en charge par les employeurs des transports collectifs.

### **Transports et déplacements**

Si nous approuvons la proposition d'instaurer une taxe kilométrique pour les poids lourds et si nous sommes favorables à l'instauration d'une taxe carbone, nous estimons que celle-ci doit être faite dans le cadre d'une mise à plat de la fiscalité énergétique et non par un alourdissement brutal de la TIPP. Un tel alourdissement ne serait pas juste pour les millions de salariés dont le seul mode de déplacement possible pour aller travailler est la voiture individuelle. Nous approuvons en revanche les mesures visant à abaisser réglementairement des émissions de CO<sub>2</sub>. Enfin, nous émettons de sérieuses réserves sur la proposition de vignette pénalisant les véhicules polluants, qui risque d'être injuste si elle n'est pas assortie de l'aide à l'achat de véhicules plus récents pour la majorité des salariés.

Nous souscrivons à la nécessité de favoriser les circuits courts (travail, commerce, école), mais il nous semble que des questions comme la responsabilité des employeurs en matière de logement pour favoriser l'installation des salariés à proximité des lieux de travail ou en matière d'organisation de la production pour limiter les flux importants du fait de la sous-traitance et de la recherche de la production au moindre coût ou à flux tendu doivent également être posées.

### 7 Contribution de l'ADEME Note sur le rapport de la commission Énergie

L'ADEME souscrit pleinement aux conclusions du rapport qui encouragent à agir avec détermination pour économiser l'énergie et réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES), notamment à celle qui porte sur la nécessité pour l'Union européenne de décider de diviser par 4 ses émissions de GES d'ici à 2050. Mais, à la conclusion qui en est tirée selon laquelle il suffirait pour la France de diviser par 2,6 ses propres émissions, elle préfère l'hypothèse, brièvement évoquée dans le rapport, où la France maintient son engagement actuel pour le facteur 4 et où ses voisins, notamment l'Allemagne et le Royaume-Uni, se donnent des objectifs encore plus ambitieux (facteur 5 ou 6 selon les cas) pour atteindre le même niveau d'émission par habitant que celui que la France aura alors atteint.

En effet, il n'est pas démontré que d'ici à 2050 la France n'aura pas la possibilité de diviser par 4 ses émissions de GES, si des politiques résolues sont menées dès aujourd'hui et de manière pérenne dans tous les domaines évoqués par le rapport. Si ce résultat est atteignable, il n'y a pas de raison que les pays qui ont un niveau de développement similaire au nôtre ne soient pas aussi performants. En outre, il faut rappeler que le facteur 4 a pour origine les travaux du GIEC et qu'il n'a pour objectif que de définir le niveau d'émission de GES nécessaire pour éviter le pire. Si certains ont la possibilité de faire mieux parce que leur situation actuelle n'est pas la meilleure, il ne faut donc pas hésiter à le faire.

On ne peut pas conforter cette proposition de revenir à un facteur 2,6 par le résultat des modèles utilisés à l'appui du rapport qui indique qu'ils n'ont permis d'atteindre qu'un facteur 2,1 à 2,4 en 2050. En effet, ces modèles sont construits sur des hypothèses qui peuvent aisément faire l'objet de nombreuses critiques, comme le souligne à différents endroits le rapport lui-même, et qui en limitent donc l'usage que l'on peut en faire. En outre, les itérations n'ont pu être menées à terme faute de temps. Le rapprochement des résultats obtenus à partir de ces modèles avec la proposition de revenir à un facteur 2,6 donne le sentiment que les modèles « démontrent » la validité de la proposition, ce qui n'est pas le cas du fait des limites mentionnées. On rappelle d'ailleurs que les travaux du groupe 1 sur les « enseignements du passé » incitent à la modestie et à une extrême prudence sur l'utilisation que l'on peut faire des outils de modélisation.

## COMPOSITION DE LA COMMISSION ÉNERGIE

*La Commission comprend 75 membres (président et rapporteur général inclus), 84 membres en incluant les trois rapporteurs du Centre d'analyse stratégique affectés aux groupes de travail, les cinq rapporteurs spéciaux rattachés au rapporteur général et le coordinateur. Les six présidents de groupe de travail sont indiqués en bleu. Les fonctions des membres sont celles en vigueur à la date de constitution de la commission (été 2006) ; en cas de changement de titulaire d'une fonction, le nom du nouveau titulaire est indiqué entre parenthèses.*

### **Président**

Jean Syrota

### **Rapporteur général**

Thierry Tuot, Conseil d'État

### **Coordinateur**

Philippe Hirtzman, Centre d'analyse stratégique ; Conseil général des Mines

### **Parlementaires**

- **Assemblée nationale**

Claude Birraux, député de la Haute-Savoie

Michel Destot, député de l'Isère

Claude Gatignol, député de la Manche

Daniel Paul, député de la Seine-Maritime

- **Sénat**

Roland Courteau, sénateur de l'Aude

Ladislav Poniatowski, sénateur de l'Eure

Daniel Raoul, sénateur de Maine-et-Loire

Bruno Sido, sénateur de la Haute-Marne

- **Parlement européen**

Françoise Grossetête (France)

#### **Partenaires sociaux et société civile**

CGT : Bernard Thibault, secrétaire général, représenté par Jean-Christophe Le Duigou

CFDT : François Chérèque, secrétaire général, représenté par Jean-Pierre Bompard

FO : Jean-Claude Mailly, secrétaire général, représenté par Jacky Chorin

CFTC : Jacques Voisin, président, représenté par Pierre-Jean Coulon, secrétaire confédéral

CFE-CGC : Bernard van Craeynest, président, représenté par Michel Lamy, secrétaire national chargé du pôle économie

FNSEA : Jean-Michel Lemétayer, président, représenté par Pierre Cuypers

MEDEF : Laurence Parisot, présidente, représentée par Philippe Rosier

CGPME : Jean-François Roubaud, président, représenté par Dominique Broggio

UPA (Union professionnelle artisanale) : Pierre Perrin, président, représenté par Jean Lardin

CES (Confédération européenne des syndicats) : Joël Decaillon, secrétaire confédéral, représenté par Sophie Dupressoir

UFC-Que choisir : Alain Bazot, président de l'Union fédérale des consommateurs

Christine Gilloire, directeur de France Nature Environnement (FNE)

Cécile Ostria, présidente de la fondation Nicolas Hulot

Alain Liébard, président de l'Observatoire des énergies renouvelables (Observ'ER)

Gérard Magnin, délégué général d'Énergie-Cités

Thierry Salomon, président de Négawatt

#### **Opérateurs, distributeurs, utilisateurs**

Patrick Haas, président de l'Union française des industries pétrolières (UFIP), président-directeur général de BP France

Charles Beigbeder, président-directeur général de Poweo

Ghislain de Boissieu, président de UPM-Kymmene France, président du Port autonome de Rouen

Jean-François Cirelli, président de Gaz de France

Bertrand Collomb, président de Lafarge

Thierry Desmarest, président de Total

Jean-Martin Folz, président (d'honneur) de PSA Peugeot Citroën

Pierre Gadonneix, président d'Électricité de France (EDF)

Patrick Kron, président-directeur général d'Alstom

André Merlin, président du directoire de Réseau de transport d'électricité (RTE) (Dominique Maillard) ; président du groupe de travail 4 (Orientations européennes)

Gérard Mestrallet, président-directeur général de Suez

Henri Proglio, président-directeur général de Veolia Environnement

Baudouin Prot, directeur général de BNP Paribas

#### **Personnalités qualifiées**

Jean-Louis Beffa, président du conseil de surveillance de l'Agence de l'innovation industrielle (AII), président-directeur général (président du conseil d'administration) du groupe Saint-Gobain

Jean Bergougnoux, consultant ; président du groupe de travail 6 (Politique énergétique)

Christian de Boissieu, président du groupe de travail « Division par quatre des émissions de gaz à effet de serre de la France d'ici 2050 » (dit « facteur 4 ») ; président délégué du Conseil d'analyse économique (CAE)

Thierry Chambolle, membre de l'Académie des technologies ; président du groupe de travail 5 (Scénarios énergétiques)

Dominique Dron, professeur à l'École nationale supérieure des Mines de Paris

Pierre-Noël Giraud, directeur du Centre de recherche en économie industrielle (CERNA), École nationale supérieure des Mines de Paris

Claude Martinand, président de l'Institut de la gestion déléguée (IGD)

Alain Maugard, président du Centre scientifique et technique du bâtiment (CSTB)

Thierry de Montbrial, directeur général de l'Institut français des relations internationales (IFRI)

Émile Quinet, professeur honoraire à l'École nationale des ponts et chaussées (ENPC)

Jean-Pierre Traisnel, chercheur au CNRS, Institut français d'urbanisme (IFU)

### **Commission européenne**

Mogens Peter Carl, directeur général Environnement de la Commission européenne, ou son représentant

Philip Lowe, directeur général de la concurrence de la Commission européenne, ou son représentant

Matthias Ruete, directeur général de l'énergie et des transports de la Commission européenne, ou son représentant

### **Administrations et établissements publics**

- **Premier ministre**

SGAE : Pascale Andréani, conseillère auprès du Premier ministre pour les affaires européennes (Gilles Briatta)

- **Ministère de la Défense**

DAS : Jean de Ponton d'Amecourt, directeur délégué aux affaires stratégiques (Michel Miraillet)

- **Ministère des Affaires étrangères (ministère des Affaires étrangères et européennes)**

CAP : Pierre Lévy, directeur du Centre d'analyse et de prévision

DAEF : Jacques Lapouge, directeur des affaires économiques et financières (Christian Masset)

- **Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie (ministère de l'Économie, des Finances et de l'Emploi)**

DGTPE : Philippe Bouyoux, directeur chargé des politiques économiques (direction générale du Trésor et de la Politique économique)

DGI/DLF : Marie-Christine Lepetit, directrice de la législation fiscale (direction générale des Impôts)

DG-INSEE : Jean-Michel Charpin, directeur général de l'INSEE (Institut national de la statistique et des études économiques)

DGE : Luc Rousseau, directeur général des entreprises

DGEMP : Dominique Maillard, directeur général de l'énergie et des matières premières (Pierre-Franck Chevet)

**Ministère des Transports, de l'Équipement, du Tourisme et de la Mer (ministère de l'Écologie, du Développement et de l'Aménagement durables)**

SG/DAEI : Dominique Bureau, directeur des affaires économiques et internationales

DGUHC : Alain Lecomte, directeur général de l'urbanisme, de l'habitat et de la construction

DGMT : Patrice Raulin, directeur général de la mer et des transports (Daniel Bursaux)

- **Ministère de l'Agriculture et de la Pêche**

DG/PEEI : Jean-Marie Aurand, directeur des politiques économique, européenne et internationale

- **Ministère de l'Écologie et du Développement durable (ministère de l'Écologie, du Développement et de l'Aménagement durables)**

DEEEE : Guillaume Sainteny, directeur des études économiques et de l'évaluation environnementale

DPPR : Thierry Trouvé, directeur de la prévention des pollutions et des risques (Laurent Michel)

- **Établissements publics**

Académie des technologies : Pierre Castillon, président fondateur

ADEME : Michèle Pappalardo, présidente de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie ; présidente du groupe de travail 1 (Enseignements du passé)

ANR : Jacqueline Lecourtier, directrice de l'Agence nationale de la recherche

CEA : Alain Bugat, administrateur général du Commissariat à l'énergie atomique ; président du groupe de travail 3 (Évolutions technologiques)

CNRS : Catherine Brechignac, présidente du Centre national de la recherche scientifique

IFP : Olivier Appert, président de l'Institut français du pétrole ; président du groupe de travail 2 (Perspectives offre/demande)

### Participants aux groupes informels

Pour chaque *task force*, sont cités entre parenthèses le président et le rapporteur.

- **Task force « Électricité » (Jean Bergougnoux/Nicolas Machtou)**

Étienne Beeker, service économie, ADEME

François Jacq, directeur de la demande et des marchés énergétiques (DIDEME), DGEMP

Richard Lavergne, Observatoire de l'énergie, DGEMP

Michel Massoni, Commission de régulation de l'énergie (CRE)

André Merlin, président du directoire de Réseau de transport d'électricité (RTE)

Matthieu Orphelin, ADEME

- **Task force « Transports » (Jean Bergougnoux/Bruno Sauvalle)**

Dominique Auverlot, chef du département Recherche, technologies et développement durable, Centre d'analyse stratégique

Pascal Douard, haut fonctionnaire « développement durable », ministère des Transports et de l'Équipement,

Olivier Paul-Dubois-Taine, Conseil général des ponts et chaussées, MTETM



Claude Gressier, président de la section « Affaires économiques », Conseil général des ponts et chaussées, MTETM

Richard Lavergne, Observatoire de l'énergie, DGEMP

Alain Morcheoine, ADEME

Émile Quinet, professeur d'économie, École nationale des ponts et chaussées

- **Task force « Coût/efficacité des politiques d'incitation » (Dominique Maillard/Franck Avice)**

Michel Athimon, vice-président de la Fédération des industries électriques, électroniques et de communication (FIEEC), président de la Fédération des industries mécaniques-énergétique (FIM-Énergie), directeur commercial d'Alstom-Power

Jean-Claude Boncorps, vice-président de la Fédération française des entreprises gestionnaires de service aux équipements, à l'énergie et à l'environnement (FG3E), Dalkia  
François Dupoux, président de la Fédération française des entreprises gestionnaires de service aux équipements, à l'énergie et à l'environnement (FG3E)

Carole Le Gall, directrice « Énergie, air, bruit », ADEME

Alain Liébard, président de l'Observatoire des énergies renouvelables (Observ'ER)

Robert Mahler, président de la Fédération des industries électriques, électroniques et de communication (FIEEC), président France d'Alstom

- **Task force « Comparaison des perspectives énergétiques de pays étrangers » (Raymond Coite/Aude Bodiguel)**

Jean-Pierre Bompard, CFDT

Michel Funfschilling, secrétariat général, ministère de l'Écologie, du Développement et de l'Aménagement durables

Richard Lavergne, Observatoire de l'énergie, Direction générale de l'énergie et des matières premières, DGEMP

Sophie Liger-Tessier, directeur-adjoint « Environnement - développement durable - énergie », MEDEF

Nicolas Machtou, Réseau de transport d'électricité (RTE), *co-rapporteur*

Laurent Neyer, Secrétariat général des Affaires européennes (SGAE)

Christelle Paulo, chargée de mission « transport-logement-énergie », département des études et de la communication, UFC - Que choisir

Jean-Arnold Vinois, Commission européenne

- **Task force « Secteur tertiaire » (Alain Maugard/Aude Bodiguel)**

Jean-Louis Plazy, directeur adjoint « Air, bruit, efficacité énergétique », chef du Centre de Sophia-Antipolis, ADEME

Jean-Pierre Traisnel, chercheur au CNRS, Institut français d'urbanisme (IFU)

- **Atelier « Valeur économique de la tonne de carbone » (Roger Guesnerie/Luc Baumstark)**

Alain Bernard, Conseil général des ponts et chaussées, MTETM

Patrick Criqui, responsable des études du département « Énergie et politiques de l'environnement » (EPE) du Laboratoire d'économie de la production et de l'intégration internationale (LEPII), CNRS-université Pierre Mendès-France, Grenoble

Christian Gollier, directeur du Laboratoire d'économie des ressources naturelles, Institut d'économie industrielle (IDEI), université Toulouse-I

Roger Guesnerie, professeur d'économie, Collège de France, *président de l'atelier*

Claude Henry, professeur d'économie, École polytechnique

Jean-Charles Hourcade, directeur du Centre international de recherche sur l'environnement et le développement (CIRED), CNRS

Joël Maurice, professeur d'économie, directeur du Centre d'enseignement et de recherche en analyse socio-économique (CERAS), École nationale des ponts et chaussées

Henri Prevot, Conseil général des Mines, ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie

David Proult, économiste, Commissariat à l'énergie atomique (CEA)

Émile Quinet, professeur d'économie, École nationale des ponts et chaussées

Philippe Quirion, Centre international de recherche sur l'environnement et le développement (CIRED)

Charles Raux, Laboratoire d'économie des transports (LET), université de Lyon-2

### Rapporteurs

- *Rapporteurs attachés au rapporteur général*

Philippe Aussourd, Conseil général des ponts et chaussées, MTETM

Franck Avice, Inspection des finances, MinEFI

Nicolas Machtou, Commission de régulation et de l'énergie (CRE), Réseau de transport d'électricité (RTE)

Bruno Sauvalle, Conseil général des Mines, ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie

- *Rapporteurs spéciaux*

Dominique Auverlot, chef du département Recherche, technologies et développement durable, Centre d'analyse stratégique

Luc Baumstark, économiste, Laboratoire d'économie des transports (LET), université de Lyon-2, Atelier « Valeur économique du carbone »

Jean-Luc Pujol, chargé de mission, Centre d'analyse stratégique, *task force* « Agriculture-agroalimentaire »

- *Rapporteurs affectés aux groupes de travail (au 30 novembre 2006)*

Aude Bodiguel, chargée de mission, Centre d'analyse stratégique, groupes Enseignements du passé (1) et Orientations européennes (4)

Patrice Dupuy, chargé de mission, Centre d'analyse stratégique, groupe Évolutions technologiques (3)

Hervé Pouliquen, chargé de mission, Centre d'analyse stratégique, groupes Perspectives offre/demande mondiales (2) et Scénarios énergétiques (5)

- *Coordinateur*

Philippe Hirtzman, Centre d'analyse stratégique ; Conseil général des Mines

## LISTE DES PERSONNES AUDITIONNÉES

### **Groupe 1 (Enseignements du passé)**

Olivier Appert, président de l'Institut français du pétrole (IFP)  
Daniel Auber, directeur de l'Union sociale pour l'habitat (USH)  
Bernard Laponche, consultant expert international  
Dominique Maillard, directeur général de l'énergie et des matières premières, ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie/DGEMP  
Claude Mandil, directeur exécutif de l'Agence internationale de l'énergie (AIE)  
Yves Martin, ancien président de la Mission interministérielle de l'effet de serre (MIES)  
Claude Martinand, vice-président du Conseil général des ponts et chaussées (CGPC), MTETM, président de l'Institut de la gestion déléguée (IGD)  
Alain Maugard, président du Centre scientifique et technique du bâtiment (CSTB)  
Jean Syrota, ancien président de la Commission de régulation de l'énergie (CRE), président de la commission Énergie

### **Groupe 2 (Perspectives offre/demande mondiales)**

André Antolini, président du Syndicat des énergies renouvelables (SER)  
Pierre-René Bauquis, professeur associé de l'École nationale supérieure du pétrole et des moteurs (ENSPM/IFP School) ; professeur TPA (association « Total Professeurs Associés ») ; expert auprès de l'Académie des technologies ; ancien directeur « Stratégie et planification » du groupe Total  
Yves Bamberger, directeur « recherche et développement », Électricité de France ; membre de l'Académie des technologies  
Didier Bosseboeuf, économiste au service économie de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME)  
Jean-Paul Bouttes, directeur de la prospective et des relations internationales, Électricité de France  
Sylvie Cornot-Gandolphe, conseillère du président d'ATIC Services  
Yves Coupin, directeur du développement durable, AREVA  
Dominique Dron, professeur à l'École nationale supérieure des Mines de Paris (ENSPM)  
Francis Gutmann, ancien ambassadeur de France  
Frédéric Hug, directeur « Environnement et innovation », Suez Énergie Services  
Jacques Lapouge, directeur des affaires économiques et financières, ministère des Affaires étrangères (MAE)  
Richard Lavergne, secrétaire général de l'Observatoire de l'énergie, direction générale de l'énergie et des matières premières (DGEMP), ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie  
Claude Mandil, directeur exécutif de l'Agence internationale de l'énergie (AIE)  
Yves Martin, expert, ancien président fondateur de la Mission interministérielle de l'effet de serre (MIES)  
Jean-Eudes Moncomble, secrétaire général du Conseil français de l'énergie (CFE/CME)  
Olivier Rech, économiste, chargé d'étude à la direction des études économiques de l'Institut français du pétrole (IFP)  
Claude Roy, coordonnateur interministériel pour la valorisation de la biomasse, ministère de l'Agriculture et de la Pêche  
Didier Sire, directeur adjoint de la stratégie, Gaz de France (GDF)

#### **Groupe 3 (Évolutions technologiques)**

Thierry Alleau, président de l'Association française de l'hydrogène  
Jean-Pierre Benqué, directeur général-adjoint, responsable des activités commerciales France, Électricité de France  
Paul Brejon, directeur des affaires techniques, Fédération française du bâtiment  
Pierre Castillon, président fondateur de l'Académie des technologies  
Jean-Noël Chapulut, Conseil général des ponts et chaussées, 4<sup>e</sup> section (économie et transports)  
Yves-Bruno Civel, directeur général de l'association Observ'ER  
Bernard Equer, expert auprès de l'Agence nationale de la recherche (énergie photovoltaïque)  
Anne Falanga, directeur délégué pour les relations industrielles, Commissariat à l'énergie atomique  
Eric Laborde, directeur général de Photowatt  
Stéphane Le Corre, directeur de la stratégie, Alstom  
Thérèse Martinet, directrice de l'environnement automobile et du développement durable, PSA Peugeot Citroën  
Hervé Mignon, directeur du développement, Réseau de transport d'électricité (RTE)  
Philippe Pradel, directeur de l'énergie nucléaire, Commissariat à l'énergie atomique (CEA)  
Luc Rousseau, directeur général des entreprises au ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie (ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie/DGE)  
Jean-Pierre Traisnel, chercheur à l'Institut français d'urbanisme

#### **Groupe 4 (Orientations européennes)**

Dominique Becouse, Union française des industries du pétrole (UFIP/équilibre du raffinage)  
Jean-François Conil-Lacoste, directeur général de Powernext  
Philippe de Ladoucette, président de la Commission de régulation de l'énergie (CRE)  
Christian de Perthuis, professeur d'économie à l'université de Paris-Dauphine, chef de la « Mission climat » de la Caisse des dépôts et consignations (CDC)  
Kristine Kuolt, sous-directrice de la gestion et de la planification des crises, Agence internationale de l'énergie (AIE)  
Jean Lamy, chef du bureau de la stratégie internationale, (ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie/DGEMP)  
Bernard Laponche, ancien directeur de l'Agence française pour la maîtrise de l'énergie (AFME)  
Christian Le Buhan, chef du bureau D2 chargé des politiques sectorielles et des taxes sur les transactions, direction de la législation fiscale, ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie  
Clotilde Levillain, directrice déléguée du CNES (dispatching national), Réseau de transport d'électricité (RTE)  
Thérèse Martinet, PSA Peugeot Citroën, directrice de l'environnement automobile et du développement durable  
Philippe Quirion, économiste au Centre international de recherche sur l'environnement et le développement (CIRED)  
Philippe Rosier, président de Rhodia Énergie, président du groupe de travail « Stratégies énergétiques et compétitivité » du MEDEF

Yves Smeers, professeur à l'université catholique de Louvain (Faculté des sciences appliquées, département d'ingénierie mathématique)

Jean-Pierre Tran Thiet, avocat, CMS Bureau Francis Lefèvre, membre de l'Institut Montaigne

Thomas Vanicek, directeur « Approvisionnements et arbitrages », groupe Total

Jean-Arnold Vinois, chef de l'Unité « Politique de l'énergie et sécurité d'approvisionnement », Commission européenne

### ***Groupe 5 (Scénarios énergétiques)***

Bertrand Chateau, président d'Enerdata

Olivier Paul-Dubois-Taine, Conseil général des ponts et chaussées (MTETM)

Nadia Maizi, directrice du Centre de mathématiques appliquées – École nationale supérieure des Mines de Paris (Sophia-Antipolis)

Matti Vainio, responsable de l'Unité « Énergie et environnement », DG environnement, Commission européenne

### ***Task force « Électricité »***

Charles Beigbeder, président de Poweo ; Christophe Droguere, Poweo

François Dupoux, président de la Fédération française des entreprises gestionnaires des services aux équipements, à l'énergie et à l'environnement (FG3E) ; Jean-Claude Boncorps, Dalkia, vice-président de la FG3E

Bernard Dupraz, directeur général adjoint « Production et ingénierie », Électricité de France

Yves Bamberger, directeur « Recherche et développement », Électricité de France

Philippe Lermusieau, président du conseil d'administration, Electrabel France, groupe Suez

Hervé Mignon, directeur du développement, Réseau de transport d'électricité (RTE) et Erik Pharabod, RTE

Jean-Baptiste Sejourne, directeur général des opérations, Electrabel France, groupe Suez ; Yvan Hachez, groupe Suez

Ludovic Stella, Endesa-France ; Audrey Zermati-Malkin et Stéphane Morel

### ***Task force « Comparaison des prospectives énergétiques de pays étrangers »***

Elisabeth Cuthbertson, senior economist, Energy review team, Department of Trade and Industry (Londres) ; Filippo Gaddo, economist, Energy group (DTI) ; Andy Gregory, premier secrétaire aux Affaires agricoles et environnementales, ambassade de Grande-Bretagne en France

Marc Deprez, ministère de l'Économie, de l'Énergie, du Commerce et de la Politique scientifique (Belgique)

### ***Task force « Secteur tertiaire »***

François Bertière, président-directeur général de Bouygues-Immobilier ; Pierre Petitpas, directeur technique

Françoise Cliquet, chef du service immobilier, direction du développement territorial et du réseau, Caisse des dépôts et consignations ; Denis Roger-Machart

Georges Debiesse, Conseil général des ponts et chaussées, 3<sup>e</sup> section

Jean-Luc Sadorge, directeur de l'agriculture et de la forêt, du tourisme et de l'environnement, Conseil régional d'Alsace

