

Commission Énergie  
Alain Bugat, président du groupe 3  
Patrice Dupuy, rapporteur

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

---

## **Rapport d'orientation**

**« Évolutions technologiques »**

**Avril 2007**





## Sommaire

<a href="#">&gt; 1- introduction</a> .....	4
<a href="#">&gt; 2- Charbon</a> .....	5
<a href="#">&gt; 3- Captage et stockage du gaz carbonique</a> .....	7
<a href="#">&gt; 4- Pétrole</a> .....	12
<a href="#">&gt; 5- Gaz</a> .....	14
<a href="#">&gt; 6- Énergie hydraulique et marine</a> .....	17
<a href="#">&gt; 7- Énergie éolienne</a> .....	19
<a href="#">&gt; 8- Énergie solaire</a> .....	22
<a href="#">&gt; 9- Nucléaire</a> .....	25
<a href="#">&gt; 10- Biomasse</a> .....	29
<a href="#">&gt; 11- Hydrogène</a> .....	35
<a href="#">&gt; 12- Véhicules routiers</a> .....	40
<a href="#">&gt; 13- Habitat</a> .....	45
<a href="#">&gt; 14- Recommandations (chapitre en cours d'élaboration)</a> .....	51
<a href="#">&gt; Annexe 1 Membres du Groupe 3</a> .....	53
<a href="#">&gt; Annexe 2 Liste des personnes auditionnées</a> .....	54
<a href="#">&gt; Annexe 3 Bibliographie</a> .....	55
<a href="#">&gt; Annexe 4 Estimation de l'effort public en recherche et développement dans le domaine de l'énergie en France en 2006</a> .....	60

## > **1- INTRODUCTION**

Les différentes technologies actuellement en phase de recherche/développement intéressant la production, la consommation ou le stockage d'énergie sont examinées successivement et classées en fonction de leur degré de probabilité d'émergence au stade industriel, selon trois catégories :

Le « quasi-sûr » : ce qui, résultant d'une simple évolution, devrait presque certainement apparaître sur le marché, à des échéances bien définies ;

Le « probable » : ce qui est lié à des ruptures, mais reste fondé sur des technologies de base connues et apparaît donc probable, mais à des échéances mal définies ;

Le « possible » : ce qui impose une rupture par rapport aux technologies de base connues et dont la possibilité même d'une application industrielle reste à démontrer.

Pour préparer le présent rapport, le groupe travail a procédé à l'audition de quinze experts (dont la composition est présentée en *annexe 1*). Il s'est en outre appuyé sur une bibliographie d'ouvrages récents. La liste des personnes auditionnées et la bibliographie figurent en *annexes 2 et 3*.

## > **2- CHARBON**

La production d'électricité à partir de charbon occupe en France aujourd'hui une place très marginale (4 % en 2005). Des projets de nouvelles centrales existent mais il est peu probable que la France ait recours significativement au charbon dans l'avenir pour la production d'énergie électrique. Elle ne peut toutefois s'en désintéresser car il représente une ressource abondante, bon marché et bien répartie à la surface du globe. Pour ces raisons, il sera appelé à jouer un rôle croissant pour des pays recherchant de plus en plus leur indépendance énergétique (Inde et Chine, mais également États-Unis, Europe de l'Est, ...). De plus, la France dispose d'industriels de premier plan qui auront un rôle primordial à jouer dans le futur pour la mise en œuvre des technologies de captage et de stockage du CO<sub>2</sub> émis par les centrales à charbon.

Le charbon fournit aujourd'hui un quart de l'énergie mondiale, dont les 2/3 pour produire de l'électricité. Entre 2003 et 2030, les constructions de centrales à charbon devraient représenter dans le monde près de 1400 GW de puissance installée et en 2030 le charbon représentera près de 40 % de l'énergie mondiale.

Mais, avec les technologies actuelles, l'utilisation de cette ressource est fortement émettrice de CO<sub>2</sub> et elle ne pourra se développer dans des conditions acceptables que si des progrès significatifs sont obtenus permettant de réduire la production de gaz carbonique par l'amélioration du rendement des centrales, mais aussi de le capter et de le stocker (cf. chapitre Captage et stockage du dioxyde de carbone). Tout ceci ne sera évidemment possible que sous une impulsion politique au niveau mondial, car la mise en œuvre de ces technologies nécessitera des investissements majeurs et augmentera le prix de l'électricité.

### 2.1. Quasi-sûr

Le rendement moyen actuel du parc mondial des centrales à charbon, toutes générations confondues, s'établit à environ 34 %. Cette moyenne recouvre cependant des disparités importantes par régions, selon l'âge moyen des centrales : pour les pays qui disposent d'un parc de centrales anciennes, le rendement moyen est faible (inférieur à 30 % dans les pays d'Europe de l'Est), alors qu'il est de l'ordre de 44 % à 45 % pour les centrales nouvelles.

A titre d'ordre de grandeur, améliorer le rendement d'une centrale à charbon de 10 points équivaut à réduire de 20 % ses émissions de CO<sub>2</sub>. L'enjeu est donc important et on peut estimer que la réhabilitation à l'horizon 2010 - 2015, avec les meilleures technologies disponibles, de toutes les centrales existantes dans le monde permettrait de réduire les émissions mondiales de CO<sub>2</sub> de 1,5 à 2 Gt par an.

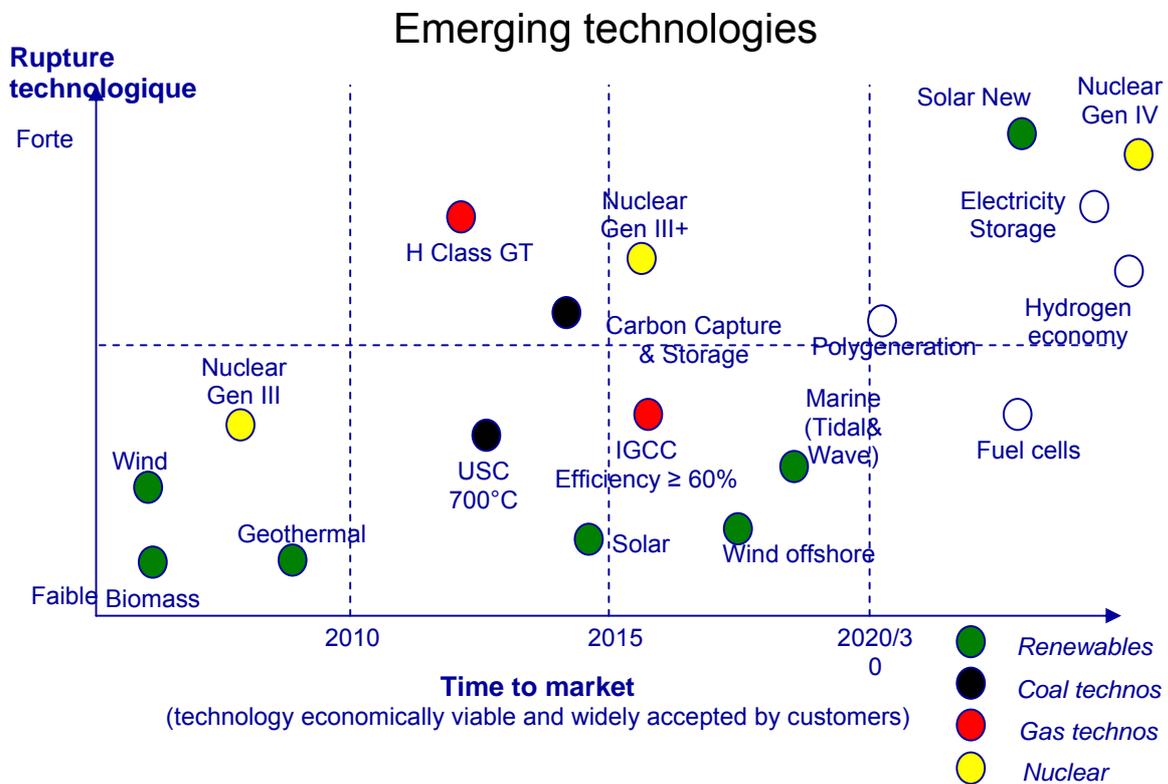
Le premier levier de progrès, immédiat, provient donc de la réhabilitation de centrales anciennes aux niveaux de performance actuels. Les technologies sont parfaitement maîtrisées et le potentiel considérable. Le bilan économique de ces réhabilitations serait en outre positif, puisque le gain de rendement rembourse largement l'investissement à réaliser après seulement quelques années d'exploitation. Il est à noter que les projets d'amélioration de performances ou de réhabilitation de centrales anciennes, notamment dans les économies en transition (Europe de l'Est) et les pays en voie de développement, n'ont pas bénéficié jusqu'à présent des mécanismes de développement propres (« Joint Implementation » et « Clean Development Mechanisms ») du protocole de Kyoto. Or ces projets de réhabilitation se heurtent souvent à la difficulté de mobiliser les financements initiaux : faciliter l'entrée de ce type de projet dans les mécanismes de développement propre pourrait aider à lever cette barrière, tout en accélérant la diffusion des technologies de combustion propre.

Le second levier proviendra de l'amélioration de la performance actuelle des meilleures centrales. En effet, la technologie des centrales à charbon évolue sensiblement. Une première évolution majeure est l'amélioration et la diffusion de la technologie de centrales à lit fluidisé circulant. Les centrales à vapeur classiques - soit environ 90 % du parc mondial - brûlent le charbon sur un lit fixe à la pression atmosphérique (centrales dites à « charbon pulvérisé »). Les centrales à lit fluidisé circulant brûlent le charbon pulvérisé et injecté dans un flux d'air ascendant, à pression atmosphérique ou sous pression. Ces centrales ont de moins bonnes performances que les centrales à charbon pulvérisé, mais présentent l'avantage de réduire les émissions de polluants (principalement le SO<sub>2</sub>, avec un lit de calcaire dans la

chaudière). Elles sont aussi plus flexibles en terme de combustible utilisé, et permettent de brûler du charbon en le mélangeant à de la biomasse (jusqu'à 20 %) ce qui permet une réduction significative des émissions de CO<sub>2</sub>. Elles peuvent également brûler du lignite, de la tourbe et divers résidus et sont moins émettrices en gaz toxiques. Cependant leur puissance est actuellement limitée à environ 450 MWe.

Le rendement d'une centrale thermique augmente avec la pression et la température de la vapeur. C'est pourquoi, pour les centrales à charbon pulvérisé et pour les centrales à lit fluidisé, on cherche à mettre en œuvre des températures et des pressions de vapeur de plus en plus élevées, ce qui exige des matériaux de plus en plus résistants pour la chaudière, le générateur de vapeur, les dispositifs de surchauffage et la turbine. On parle alors de centrales supercritiques (température jusqu'à 565°C et pression jusqu'à 250 bars, supercritiques avancées (585 à 600°C, 300 bars) ou ultra-supercritiques (au-delà). Les deux premières techniques sont aujourd'hui parfaitement maîtrisées et on peut considérer qu'elles ont atteint leur maximum de performance. La troisième est en cours de développement. C'est cette évolution qui permet de prévoir raisonnablement un rendement de 47 - 48 % à l'horizon 2010-2015, avec un potentiel de franchissement du seuil de 50 % après 2015, pour les centrales à charbon pulvérisé (programmes de développement en cours en Europe et aux États-Unis).

### Perspectives d'évolutions technologiques de la production d'énergie électrique



Source : Alstom

### > **3- CAPTAGE ET STOCKAGE DU GAZ CARBONIQUE**

La question du captage et du stockage du CO<sub>2</sub> ne se limite pas au cas des centrales électriques à charbon, elle concerne aussi d'autres ressources énergétiques et d'autres procédés que la combustion (gazéification et fermentation, par exemple), mais aussi des procédés industriels fortement émetteurs de CO<sub>2</sub>, comme ceux rencontrés dans la sidérurgie ou la cimenterie. Mais la part du CO<sub>2</sub> émis dans l'atmosphère par ces centrales au niveau mondial est déjà considérable (6,6 Gt sur un total de 25,0 Gt, soit 26,4 %) et le sera encore plus en 2030 (11,4 Gt sur un total de 39 Gt, soit près de 30 %)<sup>1</sup>. À titre d'exemple, une centrale thermique à charbon pulvérisé de 800 MW émet 4,9 Mt de CO<sub>2</sub> par an<sup>2</sup>. Les enjeux liés à la combustion « propre » du charbon sont donc considérables et justifient que l'on aborde la question du captage et du stockage du dioxyde de carbone sous cet angle. Les technologies présentées ci-après pour le charbon sont d'ailleurs transposables ou directement applicables aux autres activités industrielles émettrices.

#### 3.1. Quasi-sûr

On peut envisager que des techniques de captage du gaz carbonique verront le jour à des coûts acceptables, à des horizons variables selon les techniques, et qu'il sera possible d'en équiper une partie des centrales à charbon existantes ainsi que les nouvelles centrales. Plusieurs pistes sont actuellement explorées :

La post-combustion qui consiste à traiter les fumées résultant de la combustion du charbon pour en extraire le CO<sub>2</sub>. Sept grandes familles de techniques existent, mais l'utilisation de solvants devrait probablement se révéler la plus performante et la plus économique. La démonstration d'un captage post-combustion avec des solvants aux amines est en cours à Ejsberg au Danemark. Ce test devrait être suivi d'une expérimentation sur une unité de 150 MW et de commercialisation de centrales de 400 à 800 MW ainsi équipées à l'horizon 2010 - 2015. L'enjeu sera d'abaisser le coût actuel de 50-80 €/t CO<sub>2</sub> à moins de 20 €/t CO<sub>2</sub> (incluant les pertes de production électrique liées à la baisse du rendement de la centrale). Ces technologies sont maîtrisées aujourd'hui, le principal enjeu résidant dans la recherche de nouveaux solvants économiquement plus performants que les amines. Un avantage majeur des technologies de post-combustion est qu'elles peuvent être utilisées sur les centrales existantes qui représentent le principal enjeu en matière de maîtrise des émissions.

L'oxy-combustion, qui consiste à réaliser la combustion du charbon dans de l'oxygène pur plutôt que de l'air. Cela équivaut à enlever le « ballast » azote de la combustion (annulant ainsi la production d'oxyde d'azote qui est un polluant) et permet de produire un courant pur et concentré de CO<sub>2</sub>, plutôt que des fumées contenant du CO<sub>2</sub> faiblement concentré et d'autres polluants. Ceci permet aussi de séparer très facilement le CO<sub>2</sub> en sortie de chaudière et de le compresser à des fins de transport et stockage. Un autre avantage est la réduction de la taille des centrales (puisque les équipements de traitement des oxydes d'azote ne sont plus nécessaires). Cette technique suppose la production d'oxygène en grande quantité et à des coûts acceptables. Les unités existantes peuvent produire 4000 t d'oxygène par jour, mais avec un rendement de la centrale pénalisé de près de 7 %. Une démonstration est actuellement en cours à Schwarze Pumpe, en Allemagne. Les principales recherches sur l'intégration des composants et l'amélioration du rendement des unités de séparation d'air doivent permettre d'avoir des solutions commerciales à l'horizon 2015 – 2020.

---

<sup>1</sup> Nouveau rapport World energy, technology and climate policy outlook de la Commission européenne, cité dans Charbon propre : mythe ou réalité ? Groupe de travail sur le charbon du délégué interministériel au développement durable, 2006 <http://www.ecologie.gouv.fr/IMG/pdf/Charbonpropre22082006.pdf>, p. 19

<sup>2</sup> Coûts de référence de la production électrique, DGEMP – DIDEME, MINEFI, 2003

### 3.2. Probable

A un horizon plus lointain (après 2020) d'autres techniques pour le captage du CO<sub>2</sub> devraient voir le jour : par passage en boucle dans deux chaudières et oxydo-réduction (technique dite de la « boucle chimique »), ou par gazéification du charbon couplée à un dispositif de captage de CO<sub>2</sub><sup>3</sup>.

Le passage en boucle dans deux chaudières en est encore au stade du pilote de laboratoire. Cette technique consiste à brûler le charbon dans un oxyde métallique plutôt que dans de l'air ce qui permet de générer de la chaleur pour produire de l'électricité et un mélange d'eau et de CO<sub>2</sub> pur (comme dans le cas de l'oxy-combustion décrite plus haut). L'oxyde métallique est régénéré dans une seconde chaudière par combustion avec de l'air produisant de l'azote et de l'oxygène en sortie de cette seconde chaudière. Les industriels français s'intéressent fortement à ces technologies dont les paramètres économiques sont prometteurs.

Dans la technique de gazéification (technique classique utilisée en pétrochimie et applicable à tout type de charbon), le charbon est converti en gaz de synthèse composé essentiellement de monoxyde de carbone. Après quelques traitements pour purifier ce gaz, une opération de reformage de ce monoxyde conduit à l'émission d'hydrogène et d'un flux concentré de CO<sub>2</sub>. Ce dernier peut alors être capté. L'intérêt de ce procédé est de pouvoir capter le CO<sub>2</sub> avant la combustion et aussi de permettre une production d'hydrogène associée<sup>4</sup>. L'hydrogène peut servir à la production de carburants de synthèse ou bien à la production d'électricité par combustion dans une turbine à gaz. La chaleur du gaz brûlé peut être récupérée pour produire de la vapeur d'eau qui actionne une seconde turbine, à vapeur. Il s'agira alors d'un cycle combiné, comme pratiqué couramment pour les centrales à gaz naturel ; ce processus est connu sous le terme IGCC (Integrated Gazified Combined Cycle). Dans le cas de la gazéification du charbon pour la production d'électricité, la difficulté majeure réside dans l'intégration des systèmes, leur fiabilité, leur disponibilité, leur rendement, la purification des gaz à chacune des étapes, et in fine le bilan économique. Le procédé de gazéification du charbon associé à de la production d'électricité a été mis en œuvre dans le monde entier dans des centrales de démonstration ou en exploitation commerciale. Toutefois il s'agit de centrales qui ne permettent pas de capter le CO<sub>2</sub> car l'étape de reformage du monoxyde de carbone n'y est pas réalisée, et c'est donc ce monoxyde qui est brûlé dans la turbine à gaz, émettant ainsi du CO<sub>2</sub>. Le développement de centrales « IGCC » sans émission de CO<sub>2</sub> nécessite d'adapter les turbines à gaz (l'hydrogène ayant des caractéristiques bien différentes du monoxyde de carbone ou encore du gaz naturel), et se heurte encore à un manque de compétitivité, de fiabilité et de disponibilité<sup>5</sup>.

Au-delà du captage du dioxyde de carbone, la question de son stockage est cruciale. Il s'agit d'une question nouvelle dont l'importance croît avec la prise de conscience des risques de réchauffement climatique et dont les aspects technologiques et environnementaux sont considérables. C'est la raison pour laquelle ses perspectives ne sont ni « quasi-sûres », ni probables.

### 3.3. Possible

Parmi les méthodes de stockage envisageables, la plus crédible semble celle du stockage dans des formations géologiques profondes et étendues. Des réserves de gaz naturel ont ainsi été constituées et donnent toute satisfaction, en France notamment. Mais dans le cas du CO<sub>2</sub>, il faudra s'assurer que les

---

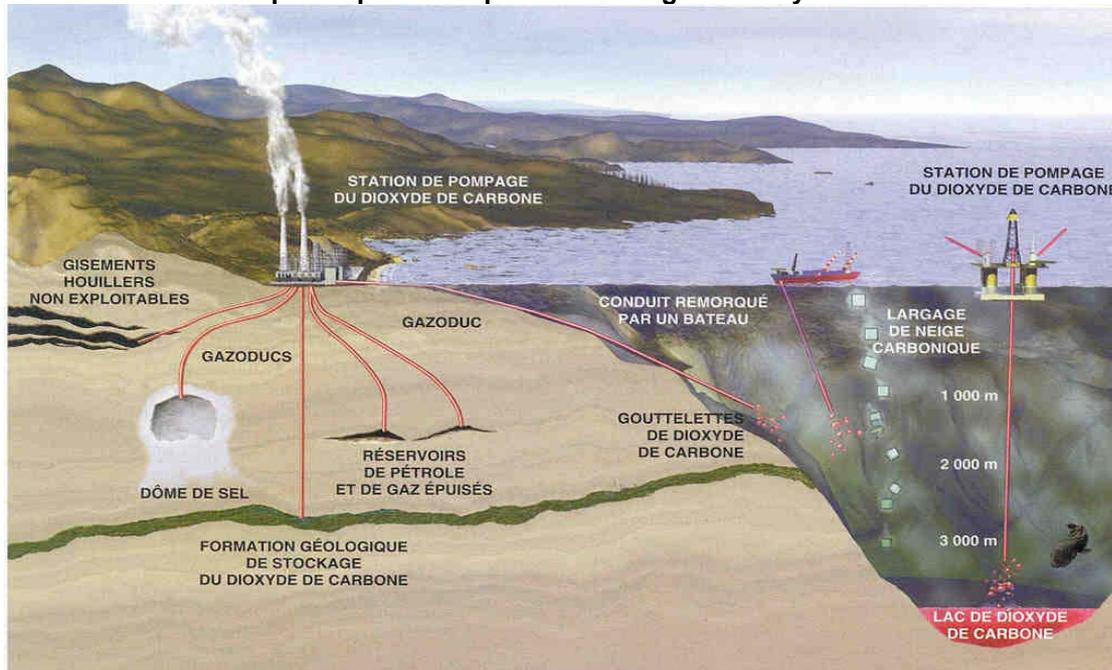
<sup>3</sup> La technique de gazéification elle-même n'empêche pas la production de CO<sub>2</sub> et ne permet pas une capture automatique de ses émissions

<sup>4</sup> Les nouvelles technologies de l'énergie et la séquestration du dioxyde de carbone : aspects scientifiques et techniques, rapport de Christian Bataille et Claude Birraux, Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, 2006, <http://www.assemblee-nationale.fr/12/rap-oecst/resume-2965.pdf>, p. 76-77

<sup>5</sup> Charbon propre : mythe ou réalité ? Groupe de travail sur le charbon du délégué interministériel au développement durable, 2006 <http://www.ecologie.gouv.fr/IMG/pdf/Charbonpropre22082006.pdf>, p. 42

nappes d'eau potable ou des micro-organismes se développant en profondeur ne risquent pas d'être atteints. Diverses possibilités sont explorées<sup>6</sup>.

### Options possibles pour le stockage du dioxyde de carbone



Source : IFP

Les gisements de charbon inaccessibles ou inexploitable en sont une. Le charbon a en effet la propriété d'adsorber des gaz divers. Le gaz carbonique injecté peut ainsi se substituer au méthane naturellement fixé à la surface du charbon. Le coût de ce stockage serait diminué des recettes procurées par le méthane récupéré. Mais les capacités de stockages de ce type sont faibles.

Les gisements d'hydrocarbures anciens ou toujours en exploitation représentent une deuxième piste. Celle-ci permettrait de plus de stimuler la production ou de récupérer des quantités additionnelles d'huile et de gaz. Les capacités de stockage sont relativement importantes au niveau mondial, mais pas nécessairement localisées à proximité des centres d'émission de CO<sub>2</sub>.

Les bassins sédimentaires présentent, en profondeur, des roches poreuses imprégnées d'eau salée : les aquifères salins. Ces aquifères salins pourraient dissoudre le CO<sub>2</sub> qui y serait injecté et le piéger indéfiniment en toute sécurité, semble-t-il. Ils sont très répandus à la surface du globe et, pour beaucoup, bien connus géologiquement par les résultats de campagnes de prospection pétrolière antérieures<sup>7</sup>. Cette option présente les meilleures perspectives en termes de capacité et de disponibilité, mais nécessite encore des investigations complémentaires.

Les gisements de charbon inaccessibles ou inexploitable constituent une possibilité complémentaire. Le charbon a en effet la propriété d'adsorber des gaz divers. Le gaz carbonique injecté peut ainsi se substituer au méthane naturellement fixé à la surface du charbon. Le coût de ce stockage serait diminué des recettes procurées par le méthane récupéré. Mais les capacités de stockages de ce type sont faibles et la technique encore mal maîtrisée.

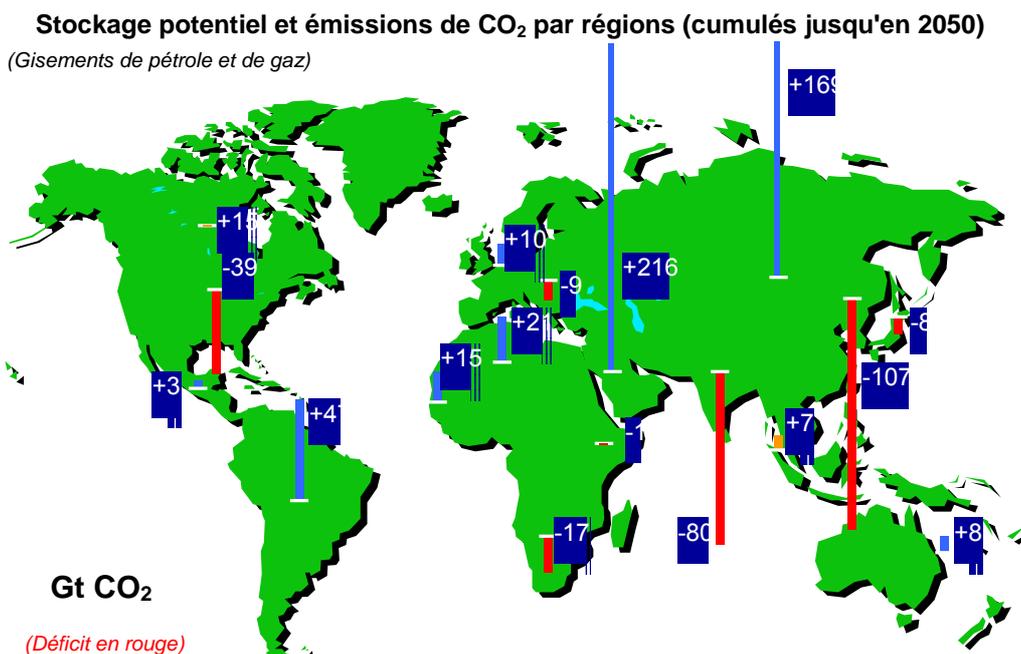
<sup>6</sup> Les nouvelles technologies de l'énergie et la séquestration du dioxyde de carbone : aspects scientifiques et techniques, rapport de Christian Bataille et Claude Birraux, Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, 2006, <http://www.assemblee-nationale.fr/12/rap-ocst/resume-2965.pdf>, p. 76-77

<sup>7</sup> *Que peut-on faire avec le CO<sub>2</sub> ? Capture et séquestration du CO<sub>2</sub>*, Académie des technologies, 2005, <http://www.academie-technologies.fr/publication/rapports/energieEnvironnement/sequestrationCO2/SequestrationCO2.pdf>

Plusieurs expériences à échelle industrielle de stockage souterrain de gaz carbonique sont en cours. En Norvège, depuis 1996, le CO<sub>2</sub> extrait d'un gisement en même temps que le gaz naturel est réinjecté dans un aquifère salin à raison de 1 million de tonnes par an. Au Canada, le CO<sub>2</sub> émis par une centrale thermique aux États-Unis (1,8 million de tonnes par an) est capturé, transporté par pipe-line sur une distance de 330 km et injecté dans un gisement de gaz au Saskatchewan pour le stimuler. D'autres expériences comparables ont lieu aux Pays-Bas et en Algérie<sup>8</sup>. En France, vient d'être lancé un projet pilote à Lacq. Il permettra d'injecter pendant deux ans à partir de fin 2008, jusqu'à 150 000 tonnes de dioxyde de carbone dans un ancien gisement de gaz naturel, à 4500 m de profondeur.

Par analogie avec les coûts de stockage souterrain du gaz, le coût du stockage du CO<sub>2</sub> pour une installation d'envergure industrielle est estimé à 1 à 7 euros par tonne<sup>9</sup>.

Une étude GDF/IFP<sup>10</sup> a tenté d'évaluer quelles seraient les capacités de stockage de CO<sub>2</sub> disponibles dans le monde, si on l'injectait dans les gisements de pétrole et de gaz en exploitation, ce qui aurait également pour avantage d'augmenter leur taux de récupération. L'étude qui porte sur la période allant de 2020, date supposée de diffusion des techniques de captage et stockage, à 2050, a mis en évidence un potentiel de stockage au niveau mondial entre 600 Gt et 1200 Gt. Sur cette même période le CO<sub>2</sub> qui pourrait être capturé dans le monde à la sortie des centrales thermiques, compte tenu de leur équipement progressif, a été estimé à 500 Gt. Mais il n'y a pas nécessairement correspondance entre lieux d'émission et lieux de stockage possibles, que ce soit au niveau local ou au niveau de la planète. Au niveau des grandes régions du monde, l'étude montre que sur la période 2020 - 2050, ce bilan serait équilibré pour certaines, comme l'Europe, et qu'il serait fortement déficitaire pour d'autres, telles que les États-Unis, la Chine et l'Inde, ces régions déficitaires représentant 83 % du potentiel des émissions dues à la production d'énergie électrique et seulement 9 % du potentiel de stockage du CO<sub>2</sub>.



Ces résultats illustrent bien l'importance du transport du CO<sub>2</sub> associé à son stockage. Le CO<sub>2</sub> est dans une large mesure inerte et facile à manipuler. Il est déjà transporté sur de longues distances dans des

<sup>8</sup> Les nouvelles technologies de l'énergie et la séquestration du dioxyde de carbone : aspects scientifiques et techniques, rapport de Christian Bataille et Claude Birraux, Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, 2006, <http://www.assemblee-nationale.fr/12/rap-ocst/resume-2965.pdf>, p. 339

<sup>9</sup> Source : IFP

<sup>10</sup> Georgia Plouchard et Aude Fradet, « Le stockage du CO<sub>2</sub> », *Les Cahiers du Club d'ingénierie prospective énergie et environnement*, n°17, 2005

gazoducs haute pression dont plus de 2000 km sont en service actuellement<sup>11</sup>. On peut imaginer dans certaines régions du monde la constitution d'un véritable réseau de pipe-lines dédiés au transport du CO<sub>2</sub>, un transport par camion, par bateau, etc. Mais on peut aussi envisager pour limiter le développement d'un tel réseau, que dans l'avenir, les nouvelles installations fortement émettrices de CO<sub>2</sub> soient implantées à proximité de lieux de stockage potentiel. Le coût du transport par pipe-line est estimé à 1 à 3 €/100 km<sup>12</sup>.

Mais la question essentielle du transport et du stockage du CO<sub>2</sub> n'est pas technique, ni même économique, mais sociale : pour faire accepter aux riverains, des pipe-lines, des circulations de camions remplis de gaz carbonique, des stockages profonds etc., il faudra d'abord les convaincre qu'il n'y a pas de risque de fuite, que le gaz carbonique est bien débarrassé de tout autre gaz polluant, que les nuisances générées par les infrastructures nouvelles nécessaires sont bien traitées, etc. L'expérience montre que les projets d'intérêt public sont de plus en plus difficiles à faire accepter, même lorsqu'ils apportent des avantages aux riverains (autoroutes). Qu'en sera-t-il de projets de transport ou de stockage de CO<sub>2</sub>, utiles à l'humanité toute entière à long terme, mais qui n'apporteraient que des désagréments à court terme à ceux chez qui ils doivent être réalisés ? Il n'existe d'ailleurs pas en France pour l'instant, ni dans les autres pays intéressés, de dispositions juridiques spécifiques permettant d'encadrer cette activité (concertation, surveillance des sites, responsabilité, etc.).

Compte tenu de ces difficultés techniques et sociétales, une application du stockage à échelle industrielle pourrait s'envisager vers 2030, après une phase de démonstration et d'apprentissage entre 2010 et 2020. En France, où le potentiel de stockage est limité, ce sont surtout des installations pilotes permettant de développer un savoir-faire valorisable à l'étranger, comme celle de Lacq déjà évoquée plus haut, qui devraient se développer.

Les horizons et les degrés de probabilité ne sont pas les mêmes pour le captage et pour le stockage du CO<sub>2</sub> : le captage semble plus probable et à un horizon plus rapproché que le stockage. Ce qui signifie que ce n'est pas le captage, mais le stockage qui conditionnera le développement d'ensemble de la filière.

---

<sup>11</sup> *Charbon propre : mythe ou réalité ?* Groupe de travail sur le charbon du délégué interministériel au développement durable, 2006, <http://www.ecologie.gouv.fr/IMG/pdf/Charbonpropre22082006.pdf>, p. 49

<sup>12</sup> Source : IFP

## > 4- PETROLE

Avec une demande de l'ordre de 4000 Mtep en 2004, le pétrole représente une part de 35 % du bilan énergétique mondial. Les dernières projections de l'Agence Internationale de l'Énergie tablent, dans le scénario de référence, sur une croissance régulière de la demande de l'ordre de 1,7 % par an, ce qui aboutirait à un niveau de l'ordre de 5600 Mtep en 2030 et une part stable dans le bilan énergétique mondial. Si ce scénario de base est probablement optimiste au regard des contraintes de ressources et de changement climatique, le pétrole n'en restera pas moins une énergie incontournable au cours de ces trente prochaines années.

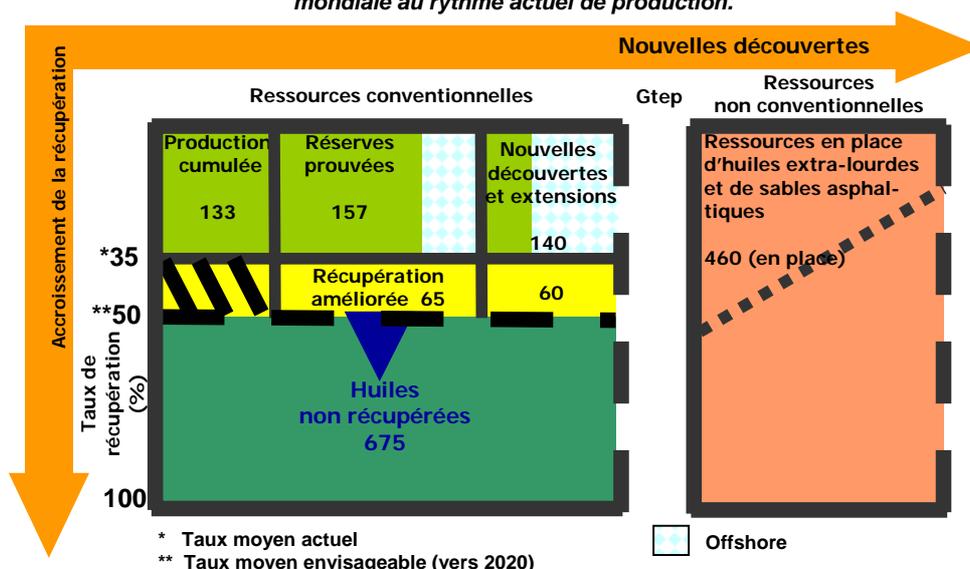
Au-delà des problématiques géopolitiques liées en particulier à une forte concentration au Moyen-Orient de la production et des réserves (respectivement environ 30 % et 60 %), le pétrole se trouve confronté à un triple défi : le renouvellement des ressources pour repousser la date du pic de production, l'amélioration de la qualité des produits pétroliers face aux normes environnementales renforcées, et la diversification indispensable du secteur des transports qui dépend encore pour plus de 95 % de cette énergie.

La "course technologique" pour assurer le renouvellement des ressources est permanente dans le secteur pétrolier. Elle se traduit aujourd'hui par des productions significatives en offshore très profond, difficilement imaginables il y a vingt ans, compte tenu des contraintes d'ordre technologique et économique. Elle se poursuit actuellement avec le développement progressif des réserves d'huile extra lourdes du Canada ou du Venezuela. Il s'agira demain d'améliorer encore les quantités récupérables de pétrole dans les gisements, voire à plus long terme de tenter d'exploiter des pétroles non conventionnels, comme les schistes bitumineux. Un cadre d'exploitation prenant en compte la problématique des émissions de CO2 sera à terme probablement indispensable compte tenu d'une consommation d'énergie importante pour produire ces pétroles non conventionnels.

En ce qui concerne le traitement en raffinerie, il conviendra également de tirer le maximum de carburants et de bases pétrochimiques de chaque baril produit, tout en réduisant l'impact des industries du raffinage et de la pétrochimie sur l'environnement. En outre, le recours croissant aux pétroles non conventionnels impliquera le développement de technologies de conversion poussée plus performantes, afin de pouvoir les valoriser sous forme de produits adaptés au secteur des transports.

### Renouvellement et accroissement des ressources de pétrole

*Le potentiel représente l'équivalent d'un siècle de consommation pétrolière mondiale au rythme actuel de production.*



Source : IFP

En complément d'une action indispensable sur l'offre, il s'agit aussi de jouer sur la demande, et plus particulièrement sur le secteur des transports qui représente 55 % de la consommation de pétrole au niveau mondial (voir chapitres Véhicules routiers, Biomasse et Hydrogène).

#### 4.1. Quasi-sûr

En moyenne au niveau mondial, la récupération de pétrole dans un gisement se situe autour de 30 à 35 %. Différentes techniques (forage dévié, injection d'eau, de gaz naturel, de produits chimiques ou de CO<sub>2</sub>) permettent d'améliorer sensiblement les taux de récupération. Grâce à ces techniques, les Norvégiens affichent un taux de récupération de 45 % avec l'objectif d'atteindre 50 %. L'augmentation de 35 à 50 % du taux moyen de récupération du pétrole permettrait de disposer de plus de 100 Gt supplémentaires, chiffre à comparer aux 164 Gt de réserves prouvées. L'enjeu est donc important dans la perspective de repousser le "pic de production pétrolière".

Les techniques dites secondaires (injection d'eau ou de gaz naturel) sont assez courantes et ne présentent pas de difficultés majeures. En revanche les techniques dites tertiaires (injection de produits chimiques ou de CO<sub>2</sub>) doivent encore faire l'objet de recherche pour en améliorer le bilan économique. Par ailleurs, le mode d'exploitation peut également être amélioré grâce à une meilleure connaissance des gisements permettant d'optimiser les forages de production (puits déviés).

Les pétroles très lourds représentent des volumes exploitables très importants. Les ressources en place de sables asphaltiques et pétroles extra-lourds sont évaluées à environ 685 Gt. Presque entièrement situées au Venezuela et au Canada, ils représentent des volumes techniquement récupérables évalués à 80-100 Gt. Ces pétroles sont exploités, mais de manière encore très limitée :

- Bitumes canadiens: les gisements existants ont produit 50 Mtep en 2005 et les autres projets annoncés permettent de prévoir un niveau de production total de 150 Mtep en 2015 ;
- Extra lourds vénézuéliens: les exploitations existantes produisent 30 Mtep/an. L'objectif du gouvernement est de porter la production à 60 Mtep en 2012.

#### 4.2. Possible

Les schistes bitumineux sont des roches sédimentaires contenant de la matière organique. La transformation de la matière organique n'étant pas complète, les schistes sont riches en kérogènes, d'où leur intérêt énergétique. Ce kérogène, pratiquement insoluble dans les solvants classiques, peut après pyrolyse (à 500 °C) donner naissance à une huile visqueuse comparable à certains pétroles bruts. Les ressources d'huile que pourrait permettre d'obtenir l'exploitation des schistes bitumineux sont évaluées suivant les sources entre 400 et 700 Gt. Mais leur exploitation est loin d'être économiquement rentable et présente sur le plan environnemental des problèmes majeurs. C'est pourquoi la production d'huile à partir de schistes à grande échelle apparaît peu probable avant très longtemps.

La majorité des recherches actuelles sont menées aux États-Unis et orientées vers des technologies de transformation in situ (dans la formation géologique). Shell est la plus avancée et doit prendre la décision de lancer ou non un projet commercial en 2010 au plus tôt. Il a été considéré que le projet ne commencerait à produire qu'en 2018 (il faut préalablement chauffer la formation pendant trois ans). Par ailleurs, le DOE annonce une production de 120 Mtep en 2030. Notons que l'AIE ne fait aucune projection concernant la production de produits pétroliers à partir des schistes bitumineux.

## > **5- GAZ**

Au cours des dix dernières années, la consommation de gaz naturel a progressé de 2,6 %/an, s'établissant à 2500 Mtep en 2005 (source Cedigaz). Sur la base des dernières projections de l'AIE, qui prévoit une croissance long terme de 2 % par an, le gaz naturel devrait renforcer sensiblement sa part dans le bilan énergétique mondial pour atteindre 23 % en 2030 (21 % en 2004). L'analyse par zone met en évidence un recours grandissant au gaz pour les régions en voie d'industrialisation ou en développement, en particulier en Asie, en Amérique latine et en Afrique. La zone OCDE connaît en revanche un taux de croissance inférieur à la moyenne, compte tenu d'une pénétration du gaz naturel déjà relativement importante.

Cet attrait général pour le gaz naturel résulte de plusieurs facteurs liés en partie à l'importance des réserves (60 ans environ) et à la performance des centrales à cycle combiné dont le rendement est désormais proche des 60 %. Le secteur de la production d'électricité représente ainsi plus de 50 % de la hausse de la demande gazière mondiale. En dépit d'une concurrence renforcée avec le charbon, liée au nouvel équilibre des prix depuis le début de la décennie, le gaz naturel trouvera encore une place importante dans ce secteur, compte tenu de ses avantages environnementaux. Une centrale à gaz à cycle combiné produit en effet entre 40 et 50 % de moins de CO<sub>2</sub> qu'une centrale charbon.

Compte tenu du niveau des réserves, le pic gazier n'est pas aussi rapproché que celui évoqué par certains pour le pétrole. Toutefois pour certains pays dépendants (États-Unis) ou/et pour ceux dont la consommation doit fortement progresser (Inde, Chine), le développement de ressources non conventionnelles (gaz de charbon ou "coalbed methane", sables colmatés (Tight gas)...) constituent un enjeu d'importance.

Le second enjeu pour cette énergie restera la problématique du transport du gaz, qui représente en effet une part prépondérante des coûts contrairement au pétrole. Les recherches se poursuivent sur le transport par canalisation mais aussi pour la voie GNL (gaz liquéfié) qui représente une part croissante du commerce mondial. De nouvelles voies de transport du gaz naturel sont par ailleurs en cours d'étude, en particulier sous forme comprimé (Compressed Natural Gas-CNG) et sous forme d'hydrates.

Le gaz naturel sera ainsi appelé à un rôle significatif pour diversifier le mix énergétique compte tenu de ses avantages en termes environnementaux par rapport en particulier au charbon. Il s'agit là d'une tendance de fond observée depuis maintenant trente ans qui se poursuivra sans aucun doute sur le long terme.

### 5.1. Quasi-sûr

L'exploitation de certains gisements de gaz nécessite de fracturer la roche afin d'en augmenter la perméabilité. La recherche porte aujourd'hui sur des procédés consistant à injecter dans le puits différents mélanges sous fortes pressions qui permettent de casser la roche et de créer artificiellement des fractures. Avec ce procédé, des réserves importantes de gaz deviennent accessibles ; elles se présentent sous plusieurs formes :

- Le gaz de charbon ou coalbed methane (CBM) désigne le méthane contenu dans les couches de charbon. Des quantités très importantes de méthane se retrouvent piégées avec, pour un même volume de roche, une concentration 6 à 7 fois plus importante que dans les gisements de gaz conventionnel. Les ressources de méthane ainsi piégées au niveau mondial sont estimées entre 90 et 230 Gtep (à comparer aux réserves prouvées de gaz qui sont de 160 Gtep). Ensemble, le Canada, la Russie et la Chine renferment 80 % des ressources mondiales en CBM.
- Le gaz issu des sables colmatés (tight gas sands) : ces gisements colmatés se caractérisent par une faible perméabilité de la roche qui s'oppose à la circulation du gaz. Aux États-Unis, ces gisements comptent pour plus de 15 % de la production totale de gaz mais à l'échelle mondiale, les ressources sont mal connues.

Les schistes sont des roches particulièrement peu perméables dans lesquelles le gaz est stocké sous deux formes : gaz libre dans les pores ou dans les fractures de la roche et gaz adsorbé sur les particules organiques (comme pour le CBM). Ces réserves sont évaluées entre 12 et 15 Gtep au États-Unis et à 25 Gtep au Canada.

Le transport du gaz naturel entre lieu d'extraction et lieu d'utilisation est également amené à évoluer. Ce transport se fait sous forme de gaz comprimé, par gazoduc, ou sous forme liquéfiée (GNL, gaz naturel liquéfié à  $-163^{\circ}\text{C}$ ), par bateau méthanier. Cette dernière forme permet d'accéder à de nouvelles sources d'approvisionnement lorsque la réalisation d'un gazoduc n'est pas envisageable. Ainsi la France reçoit aujourd'hui du GNL d'Algérie, d'Égypte et du Nigeria et en recevra de Norvège à partir de 2008. Mais elle permet aussi de réagir plus rapidement aux évolutions du marché du gaz et de réorienter les approvisionnements vers les fournisseurs offrant les meilleures conditions financières. C'est dire le rôle majeur que joue et que jouera de plus en plus à l'avenir ce mode de transport dans l'organisation du marché international du gaz.

### **Méthanier Provalys, le plus grand au monde, livré à GDF en novembre 2006**



© L'Espace Photo Gaz de France - Philippe DUREUIL

En 2005, il y avait 191 méthaniers en service de par le monde et les commandes en cours représentent 90 % des capacités existantes. La taille des navires est également en constante augmentation. La référence actuelle est de  $150\,000\text{ m}^3$  et les dernières commandes pour un projet au Qatar porte sur des méthaniers de  $210\,000\text{ m}^3$ . Ils sont construits en grande majorité en Corée du sud. Quelques méthaniers sont même équipés d'unités de regazéification permettant le déchargement du GNL sous forme gazeuse en mer sur des terminaux off-shore, ce qui élimine les problèmes de sécurité - et donc d'acceptabilité - liés au déchargement direct du GNL à terre<sup>13</sup>.

En 2005, les transactions de GNL ont porté sur un volume de près de 177 milliards de  $\text{m}^3$ , soit environ 22 % du commerce mondial de gaz naturel et, compte tenu de son taux de croissance soutenu (+7 %/an), on estime que ce volume pourrait atteindre 200 milliards de  $\text{m}^3$  en 2010 et 460 milliards de  $\text{m}^3$  en 2020. Ce développement devrait être favorisé par une évolution technologique des navires méthaniers qui offriront une capacité croissante et un coût de transport à l'unité de plus en plus réduit et de plus en plus compétitif par rapport au transport par gazoduc<sup>14</sup>.

<sup>13</sup> Anne Lanthiez, « Quelles perspectives pour le transport maritime de GNL ? », ISEMAR, *Note de synthèse* n°85, mai 2006

<sup>14</sup> <http://www.gazdefrance.com>

## 5.2. Possible

L'eau et le méthane, sous certaines conditions de température et de pression, forment un solide appelé hydrate. Lorsque les conditions physiques changent (élévation de la température et/ou diminution de la pression), ce solide peut être déstabilisé, le gaz et l'eau se séparent. C'est une expérience qui se fait couramment en laboratoire et, en réel, le test effectué sur le site de Mallik au Canada a permis d'obtenir une production de gaz. Mais il n'a pas permis d'apprécier la faisabilité technique à grande échelle de l'exploitation de ces hydrates qui présente des risques importants de dégagements de méthane non maîtrisables. Des recherches sur ces sujets se poursuivent actuellement, en particulier au Japon et aux États Unis.

Les estimations des ressources de méthane contenues dans les hydrates vont de 11 000 à 20 000 Gtep soit 70 à 130 fois les réserves prouvées de gaz naturel conventionnel. Des hydrates de gaz de permafrost ont été identifiés en Sibérie, en Alaska, ainsi que dans le Delta du Mackenzie au Canada. Les hydrates de gaz en mer ont été identifiés dans le Golfe du Mexique, en Californie, dans la Mer Noire, la Mer Caspienne et la Mer d'Okhotsk, mais aussi, par grande profondeur, dans les fosses océaniques d'Amérique centrale et du Japon, et même au large de la Nouvelle-Calédonie.

## > **6- ÉNERGIE HYDRAULIQUE ET MARINE**

L'hydroélectricité est une énergie dont les avantages et inconvénients sont bien connus :

- Avantages :
  - C'est une énergie renouvelable
  - Elle ne produit pas de gaz à effet de serre
  - Elle peut être stockée en quantité importante et restituée rapidement
  - Elle est largement répartie à la surface de la terre
  - Elle s'intègre dans une valorisation plus large : irrigation, distribution d'eau...
  - Elle est parfaitement maîtrisée, grâce à des décennies d'exploitation
- Inconvénients :
  - Elle a un impact sur le milieu naturel (protection des sites, de la faune aquatique, etc.)
  - Elle présente des risques liés à la sédimentation
  - Elle modifie les débits des cours d'eau
  - Elle entraîne le déplacement des populations concernées par les barrages

Mais ces inconvénients sont à mettre en regard des énergies produites. Ainsi, par exemple, le barrage des Trois Gorges en Chine (27 000 MW) est équivalent à 27 tranches nucléaires de 1 000 MW ou 40 000 éoliennes de 1 MW.

La plupart des sites en pays développés sont équipés et le potentiel hydroélectrique résiduel est très limité. Les améliorations possibles tiennent à la réhabilitation avec amélioration des performances des sites existants (cas de la France). Il reste, en revanche, de nombreuses possibilités dans les pays en voie de développement. Ainsi, par exemple, le potentiel de la Chine n'est actuellement exploité qu'à 20 %. De nombreux programmes devraient voir le jour en Asie et en Amérique latine.

Les mers recèlent des quantités d'énergie importantes mais leur mise en œuvre pose des difficultés telles qu'elle ne relève ni du « quasi-sûr », ni du « probable », mais bien plutôt du « possible ». Parmi les formes d'énergie marine dont l'exploitation peut être envisagée, il faut distinguer principalement :

- l'énergie des vagues qui sur la façade atlantique française correspond à une puissance moyenne estimée à 45 kW par mètre de ligne de côte. Cette énergie est cependant difficile à capter et les installations sont fortement menacées par les tempêtes, ce qui rend leur coût d'installation prohibitif à ce jour ;
- l'énergie des courants permanents des océans. Cette énergie offre l'avantage d'être prévisible et stable mais l'éloignement des sites par rapport à la côte la rend trop coûteuse (difficulté d'ancrer les turbines à des profondeurs importantes et coût de transport de l'électricité jusqu'à la côte) ;
- l'énergie des courants de marée. Cette énergie offre plusieurs avantages : elle est variable mais prévisible et elle est disponible à proximité des côtes, ce qui limite les coûts de transport de l'électricité et permet l'ancrage des turbines au fond de la mer ;
- l'énergie marémotrice exploitée avec un barrage de retenue installé dans un site privilégié (estuaire, etc.) ; c'est une variante du cas précédent. La France possède la seule référence mondiale avec l'usine marémotrice de la Rance (250 MW) en production depuis 40 ans, mais elle n'est pas rentable. Cette forme d'énergie pose d'ailleurs des problèmes d'acceptabilité tels qu'un deuxième ouvrage de même nature n'a jamais pu être réalisé et qu'il ne le sera probablement jamais ;
- d'autres formes d'énergies des océans sont également envisageables mais leur mise en œuvre reste très hypothétique : l'énergie thermique des mers ou l'énergie osmotique (par gradient de salinité).

Parmi ces différentes formes, seul le cas de l'énergie des marées peut raisonnablement justifier des attentes. On pourrait d'ailleurs envisager de coupler sur un même pylône, éolienne et turbine, et de créer des fermes off-shore mixtes produisant de l'électricité à partir des courants de marée et du vent.

Il est important de noter que, compte tenu de l'importance des marées sur leur côtes et de la structure des fonds marins, la France et le Royaume-Uni concentrent près des  $\frac{3}{4}$  du potentiel démontré et exploitable de cette forme d'énergie marine.

#### **Turbines utilisant le courant des marées**

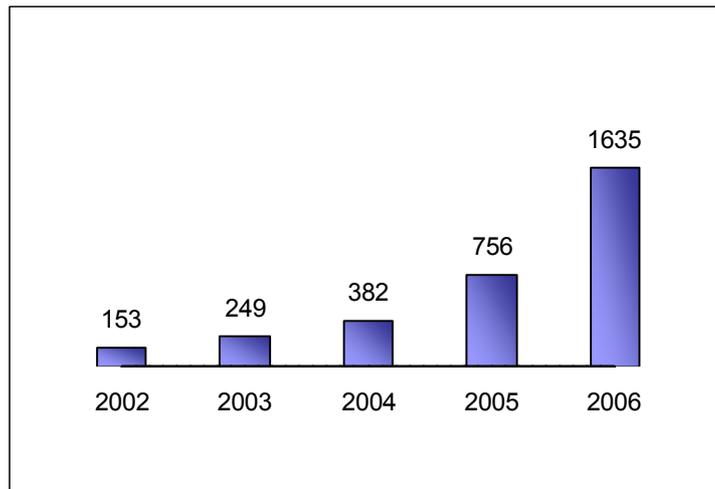


*Source : Alstom*

## > 7- ÉNERGIE ÉOLIENNE

L'éolien est en croissance forte en Europe. La puissance installée est en effet passée de 29 000 MW en 2003 à 40 500 MW (+40 %) en 2005. Mais cette puissance installée est essentiellement concentrée dans trois pays : l'Allemagne (18 400 MW), l'Espagne (10 000 MW) et le Danemark (3 100 MW). En France, la production éolienne, avec 1000 GWh en 2005, ne représente que 1,6 % de la production d'électricité d'origine renouvelable, mais sa croissance est forte puisque la puissance installée est passée de 153 MW en 2002 à 1635 MW en 2006<sup>15</sup>.

**Puissance éolienne installée en France (en MW)**



Source : Baromètre européen des énergies renouvelables, Observ'ER

En France, la production d'électricité d'origine éolienne est aujourd'hui subventionnée par le biais d'un rachat obligatoire par les opérateurs historiques de l'électricité produite à un prix garanti plus élevé que le prix du marché (82 €/MWh), ce qui explique son développement, car avec un coût de production de 52 €/MWh pour 2 500 heures d'utilisation par an<sup>16</sup> l'énergie éolienne est encore loin d'atteindre le niveau de performances des sources d'énergie classique.

L'éolien connaît des progrès technologiques avec une montée en puissance et une augmentation des dimensions des machines installées. Diverses raisons justifient cette évolution. En un lieu donné, la vitesse du vent augmente avec l'altitude, les obstacles et les frottements ralentissant sa course au niveau du sol. Or la puissance de l'éolienne varie comme le cube de la vitesse du vent. Par ailleurs, l'énergie collectée par l'éolienne est proportionnelle à la surface balayée par le rotor et varie donc comme le carré de la longueur des pales. L'augmentation de la hauteur et du diamètre des éoliennes correspond donc à la recherche d'une puissance installée maximale. Cette augmentation a également pour but de tirer parti d'économies d'échelle. Certains coûts de fabrication et d'installation d'une éolienne ne dépendent que très peu de sa taille (système de commande et de contrôle à distance de la machine, voirie d'accès au site, travaux de génie civil, transformateurs et lignes électriques de raccordement au réseau, entretien, etc.). Enfin l'augmentation de taille des éoliennes permet de capter le maximum d'énergie disponible sur un site donné<sup>17</sup>. Mais cette course à la puissance, et donc au « gigantisme », est limitée par la tenue mécanique aux efforts croissants auxquels sont soumises les éoliennes et aussi par des contraintes environnementales et l'acceptation des riverains.

<sup>15</sup> Le baromètre européen 2005 des énergies renouvelables, Eurobserv'ER, 2006, [http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/stat\\_baro/barobilan/barobilan5.pdf](http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/stat_baro/barobilan/barobilan5.pdf)

<sup>16</sup> Source : DIDEME

<sup>17</sup> Les nouvelles technologies de l'énergie et la séquestration du dioxyde de carbone : aspects scientifiques et techniques, rapport de Christian Bataille et Claude Birraux, Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, 2006, <http://www.assemblee-nationale.fr/12/rap-ocgst/resume-2965.pdf> p. 122 – 123

L'énergie électrique délivrée par une éolienne est par nature aléatoire puisqu'elle dépend de l'existence et de la force du vent qui la fait tourner. Elle ne peut donc être mobilisée pour fournir du courant à la demande. Ce qui est vrai au niveau de l'unité élémentaire de production, l'est cependant moins au niveau de la production d'une grande région ou d'un pays, car il peut s'établir une certaine compensation entre productions éoliennes de zones géographiques différentes ; en France, l'indépendance entre les régimes des vents des façades atlantique et méditerranéenne favorise ce phénomène.

### 7.1. Quasi-sûr

La puissance maximale des turbines devrait pouvoir passer de 3 MW actuellement à 5 MW d'ici moins de 10 ans. Cette croissance viendra pour une part de l'accroissement du diamètre des rotors, mais pour des raisons tant de résistance mécanique que d'intégration dans les sites, il ne faut pas envisager que la hauteur des mâts puisse dépasser 100 m. Le rendement des éoliennes pourra toutefois être augmenté grâce à l'amélioration des mécanismes d'orientation des pales et des boîtes de vitesse. On peut ainsi penser que la compétitivité de l'éolien s'améliorera légèrement du fait de ce progrès technique, mais aussi d'une certaine standardisation de la production. La conjonction de ces deux facteurs devrait conduire à la poursuite de la baisse des coûts de production constatée ces dernières années. Il semble peu probable cependant que l'éolien puisse se passer de subventions à court terme, car il est défavorisé par ses coûts de raccordement au réseau de transport d'énergie électrique (qui ne passe pas nécessairement à proximité des lieux de production potentiels) et par le caractère irrégulier de sa production.

### 7.2. Probable

L'intermittence est une caractéristique intrinsèque de l'énergie éolienne qui induit des contraintes de gestion non négligeables. En France, où les régimes des vents sur les façades atlantique et méditerranéenne sont relativement indépendants, et où s'établit pourtant une certaine compensation, la puissance garantie n'est que de 10 à 20 % de la puissance installée.

Face à cette intermittence de la production, une régulation temporelle de la demande, pour des besoins dont la satisfaction pourrait être différée (certains usages ménagers ou même des procédés industriels non continus) semble difficile à mettre en place. Dans ces conditions, le développement à grande échelle de l'éolien ne pourra se faire qu'avec un développement parallèle de capacités de production complémentaires prenant le relais en cas de chute du vent, ou de stockage d'énergie électrique permettant de lisser les fluctuations de l'éolien. Dans ces conditions, aux coûts propres à la production éolienne, il conviendra d'ajouter des coûts de production et de stockage nécessaires à cette production. Tant que la production reste faible, ce « coût de l'intermittence peut être estimé à 2 à 4 €/MWh<sup>18</sup>.

Jusqu'à récemment, la production d'énergie électrique d'origine éolienne provenait exclusivement d'installations terrestres. L'éolien off-shore a fait son apparition en 2003 au Danemark avec un champ d'éoliennes représentant une puissance installée de 500 MW. En France, il a été décidé en septembre 2005, d'installer des éoliennes pour une puissance de 105 MW au large des côtes de la Seine-Maritime. La mise en service devrait intervenir d'ici 2008.

Cette piste mérite d'être explorée car les vents en mer, même à proximité des côtes, sont plus forts et beaucoup plus réguliers qu'à terre. De plus, dans certains cas, un champ d'éoliennes peut être mieux accepté en mer qu'à terre et peut être déployé sur des surfaces plus étendues.

Si l'on exclut l'hypothèse de l'installation d'éoliennes sur barges flottantes (encore peu réaliste sur le plan technico-économique), l'installation d'éoliennes en mer suppose des profondeurs d'eau inférieures à 20 m pour pouvoir ancrer au fond marin les mâts d'éoliennes, ce qui en France limite l'installation à une bande côtière variant de 5 à 30 km selon les régions. Mais cette installation doit aussi compter avec les autres usages de la mer (pêche, trafic maritime, plaisance...) et avec les contraintes environnementales (paysages). De plus, l'implantation de fermes d'éoliennes en mer peut poser des problèmes d'ordre

---

<sup>18</sup> *Les nouvelles technologies de l'énergie et la séquestration du dioxyde de carbone : aspects scientifiques et techniques*, rapport de Christian Bataille et Claude Birraux, Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, 2006, <http://www.assemblee-nationale.fr/12/rap-ocgst/resume-2965.pdf> p. 134 - 135

juridique car elle conduit à une forme de privatisation de l'espace maritime jusqu'à présent considéré comme espace public. À toutes ces contraintes, il faut ajouter celle du coût de production qui est plus élevé qu'à terre pour plusieurs raisons : installation et entretien des éoliennes plus coûteux et plus longs, évidemment, mais aussi dimensionnement et qualité des matériaux employés (environnement salin et tempêtes) et enfin difficulté de raccordement au réseau de transport d'électricité<sup>19</sup>. Pour ces raisons le coût de production du kilowattheure éolien off-shore aux conditions actuelles est estimé entre 70 et 130 €/MWh. Naturellement, l'éolien off-shore devrait aussi profiter des évolutions favorables à l'éolien terrestre évoquées plus haut : augmentation de puissance des rotors et standardisation des matériels.

---

<sup>19</sup> *Programmation pluriannuelle des investissements de production électrique, période 2005 – 2015, rapport au Parlement, ministère de l'économie, des finances et de l'industrie, juin 2006*

## > **8- ÉNERGIE SOLAIRE**

L'énergie solaire peut être captée principalement de deux façons.

Le solaire thermique consiste à utiliser le rayonnement solaire pour chauffer de l'eau. Dans la pratique, un fluide caloporteur, le plus souvent de l'eau, absorbe la chaleur en parcourant des serpentins placés dans des panneaux noirs vitrés placés à un endroit bien ensoleillé. La chaleur accumulée par le fluide provoque sa circulation jusqu'à un échangeur où elle est transférée, et permet d'assurer en partie les besoins domestiques en eau chaude sanitaire. Sur le plan technique, cette méthode est parfaitement au point mais ses coûts pourraient baisser avec une industrialisation plus poussée en raison de la croissance des ventes. Elle se répand largement en France grâce à des aides publiques. L'application de cette technique à l'habitat est développée de façon plus détaillée dans le chapitre qui lui est consacré (cf. chapitre Habitat).

Dans la production d'énergie solaire photovoltaïque, on utilise la propriété de certains matériaux de transformer directement la lumière qu'ils reçoivent en électricité. C'est en 1954 qu'apparaissent les premières cellules photovoltaïques (unités élémentaires de production d'électricité) pour des usages locaux<sup>20</sup>. Aujourd'hui la production a largement dépassé le stade expérimental puisqu'en 2005, 1500 ha de cellules ont été installés dans le monde, totalisant une puissance de 1,5 GWc (gigawatts crête, ce qui correspond à la puissance maximale électrique obtenue lorsque le rayonnement solaire est maximal et orienté perpendiculairement à la surface des cellules). Sur la base de la croissance très forte constatée actuellement au niveau mondial (30 %/an), la puissance totale installée pourrait être de l'ordre de 15 à 20 GWc en 2010<sup>21</sup>. Le photovoltaïque présente un intérêt dans trois domaines d'application :

- pour les particuliers ou collectivités locales non raccordés à un réseau de distribution d'énergie électrique : la centrale photovoltaïque doit être associée à des batteries de stockage et à un groupe électrogène fournissant l'électricité quand le photovoltaïque ne produit pas. Il s'agit d'un important marché à l'exportation (pays en voie de développement) ;
- comme complément énergétique pour le résidentiel raccordé au réseau électrique ;
- en période chaude, pour fournir de l'énergie électrique d'appoint au réseau lorsque la climatisation des immeubles est en fonctionnement.

Aujourd'hui, les cellules photovoltaïques fonctionnent le plus souvent à partir de silicium. Ce matériau est produit à partir de la silice en lingots mono ou poly-cristallins très purs et débités en fines plaques qui sont ensuite découpées en puces élémentaires destinées à être encapsulées avec leurs connexions électriques pour constituer les cellules photovoltaïques élémentaires. Le rendement de ces cellules (puissance électrique émise/puissance solaire reçue) est actuellement de 13 à 18 %.

Le silicium utilisé dans les cellules photovoltaïques est le même que celui servant à la fabrication des composants électroniques. Sa part dans le prix de revient d'une cellule est très élevée (50 %) et joue un rôle important dans le prix de revient de la production électrique d'origine photovoltaïque. C'est ainsi qu'en France, le coût de production moyen du mégawattheure photovoltaïque s'élève actuellement à environ 300 € (en supposant que le matériel et son installation sont amortis sur 20 ans, et que l'entretien se limite au changement tous les 7 à 10 ans de l'onduleur transformant le courant continu produit par les cellules en courant alternatif), soit plus du double du prix moyen actuel du mégawattheure vendu aux particuliers. Naturellement ce coût varie en fonction de l'ensoleillement et donc de la latitude du lieu de production. Ainsi à San Diego, il n'est que de 170 €/MWh. En France, la production est subventionnée par les pouvoirs publics depuis plusieurs années sous forme de contrat sur 20 ans prévoyant un tarif de rachat préférentiel ; en 2006 ces conditions ont été portées à 300 €/MWh pour les centrales photovoltaïques et à 550 €/MWh pour la production photovoltaïque intégrée au bâti<sup>22</sup>. En dépit de ces aides, la production

<sup>20</sup> *Les nouvelles technologies de l'énergie et la séquestration du dioxyde de carbone : aspects scientifiques et techniques*, rapport de Christian Bataille et Claude Birraux, Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, 2006, <http://www.assemblee-nationale.fr/12/rap-ocst/resume-2965.pdf>

<sup>21</sup> European photovoltaic industry association, <http://www.epia.org>

<sup>22</sup> Arrêtés du 10 juillet 2006

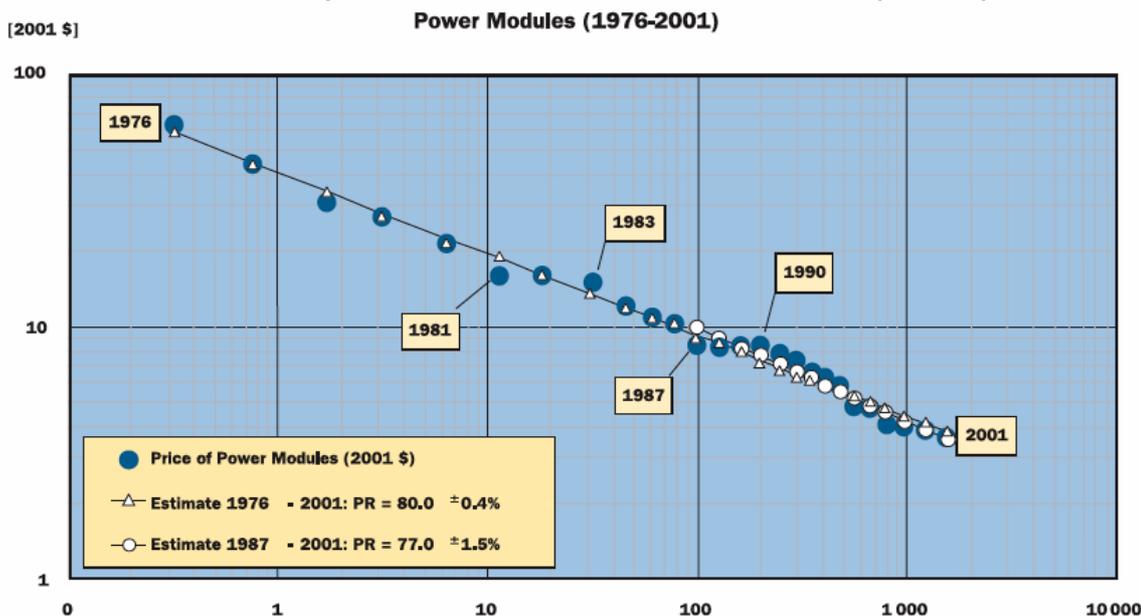
française est peu développée par rapport à celle de certains pays européens et en particulier par rapport à l'Allemagne (en 2004, le parc installé en France était de 26,3 MWc, contre 794 MWc en Allemagne<sup>23</sup>). L'industrie photovoltaïque française peine à s'imposer sur le marché international. La production française ne représente en effet aujourd'hui que 3 % de la production mondiale, contre 50 % pour le Japon et 20 % pour l'Allemagne. Et la Chine investit actuellement massivement dans ce domaine.

Sur la période 1976 - 2001, avec les progrès technologiques et l'industrialisation de la production, les prix ont baissé régulièrement de l'ordre de 20 % à chaque fois que la puissance installée a doublé. Peut-on raisonnablement compter sur un prolongement de cette loi pour le futur ?

## 8.1. Quasi-sûr

A court terme, des progrès peuvent encore être attendus des procédés de production des cellules à base de silicium en technologie classique (première génération). On peut par exemple penser que le silicium sera mieux utilisé : le débitage par sciage classique se traduit par une perte de 50 % de la matière première dont nous avons vu la valeur. Pour améliorer le rendement de cette opération, des techniques de découpe au laser sont aujourd'hui développées. Par ailleurs, la production de silicium de qualité « électronique » atteignant ses limites, on s'efforce de produire des cellules photovoltaïques directement à partir de silicium « métallurgique », moins pur. Des projets sont actuellement en cours, notamment en France. Ces évolutions et d'autres devraient permettre de continuer à abaisser les coûts de production qui devraient cependant rester supérieurs à 1€/Wc (contre environ 3,5€/Wc actuellement).

**Evolution du prix du watt-crête photovoltaïque en fonction de la puissance installée cumulée dans le monde (en MWc)**



Source : Bernard EQUER

Si la production de modules photovoltaïques en couches minces à bon rendement relève plutôt du « probable » (cf. ci-après), cette technologie pourrait cependant trouver rapidement une application « quasi-sûre » dans le bâtiment, sous forme de matériau souple posé sur le toit ou en façade et s'intégrant plus facilement à un projet architectural que des panneaux rigides. Un tel équipement pourrait fournir un complément énergétique intéressant, son faible rendement pouvant être compensé par une plus grande surface de pose.

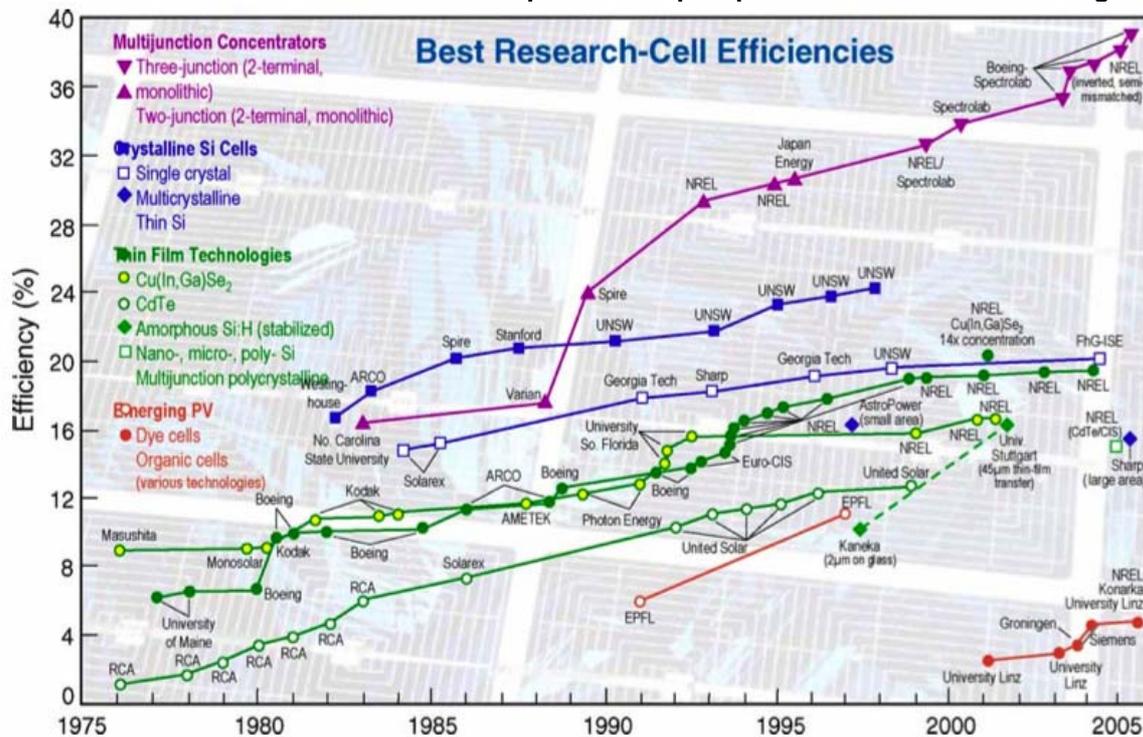
<sup>23</sup> Le baromètre européen 2005 des énergies renouvelables, Eurobserv'ER, 2006, [http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/stat\\_baro/barobilan/barobilan5.pdf](http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/stat_baro/barobilan/barobilan5.pdf)

## 8.2. Probable

Pour aller au-delà dans la rationalisation de l'utilisation du silicium, il faut chercher à en réduire l'épaisseur qui, dans la technique classique, est de 250  $\mu\text{m}$ , alors que l'épaisseur nécessaire à l'effet photovoltaïque n'est que de 50  $\mu\text{m}$ . Pour ce faire, on développe des techniques dans lesquelles le silicium est déposé en couche mince sur un substrat bon marché, par exemple un ruban de carbone. Dans certains cas les dépôts en couches minces sont réalisés avec d'autres matériaux que du silicium. Aujourd'hui ces diverses pistes en phase d'industrialisation représentent au total 7 % de la production mondiale de cellules. La croissance de cette part de marché nécessite une poursuite de l'optimisation des procédés industriels de production et aussi des progrès en matière de rendement pour atteindre un niveau de l'ordre de 18 %, comparable à celui des meilleures cellules au silicium classiques. Ces technologies de deuxième génération devraient faire leurs preuves et remplacer la technologie classique à l'horizon 2030. Elle pourraient permettre de franchir le seuil symbolique de 1€/Wc.

Ces avancées sur les cellules devront s'accompagner de progrès sur les autres composants plus classiques (onduleurs, etc.) et sur l'intégration dans les bâtiments, condition nécessaire pour que le prix global du solaire photovoltaïque diminue significativement.

### Evolution des rendements des cellules photovoltaïques pour les différentes technologies



Source : L.-L. Kazmerski, *Journal of Electron Spectroscopy and Related Phenomena*, 150 (2006) p. 105-135

## 8.3. Possible

A très long terme, de nombreuses filières sont actuellement étudiées en laboratoires. La filière dite multijonction, consistant à empiler des cellules élémentaires convertissant chacune une bande du spectre de la lumière solaire en électricité, donne des rendements très élevés mais son coût la réserve à des applications militaires et spatiales. Celles faisant appel à des matériaux organiques utilisés comme capteurs semblent intéressantes mais les rendements obtenus sont encore très faibles et on ne peut espérer obtenir une production industrielle de cellules photovoltaïques à base de matériaux organiques avant 2030.

## > **9- NUCLEAIRE**

C'est en France que la production d'énergie électrique d'origine nucléaire est la plus développée. Le parc de 58 réacteurs à eau pressurisée, de deuxième génération, représente une puissance installée de 63,1 GW. Il a fourni en 2005, 79 % de l'électricité consommée (contre 19 % pour l'Union européenne - UE25 - et 16 % au niveau mondial). Le coût moyen de production du kilowattheure par le parc nucléaire français, déjà très significativement amorti, se situe entre 20 et 25 €.

### 9.1. Quasi sûr

La mise en service d'une centrale de type EPR (*Evolutionary pressurized reactor*) à Flamanville, dans la Manche, en 2013, marquera l'arrivée d'une troisième génération de réacteurs. Cette mise en service permettra, avec le recul de quelques années d'exploitation, de décider entre 2015 et 2020 du renouvellement progressif, selon cette technologie, du parc des centrales arrivant en fin de vie (après en moyenne 40 ans de service).

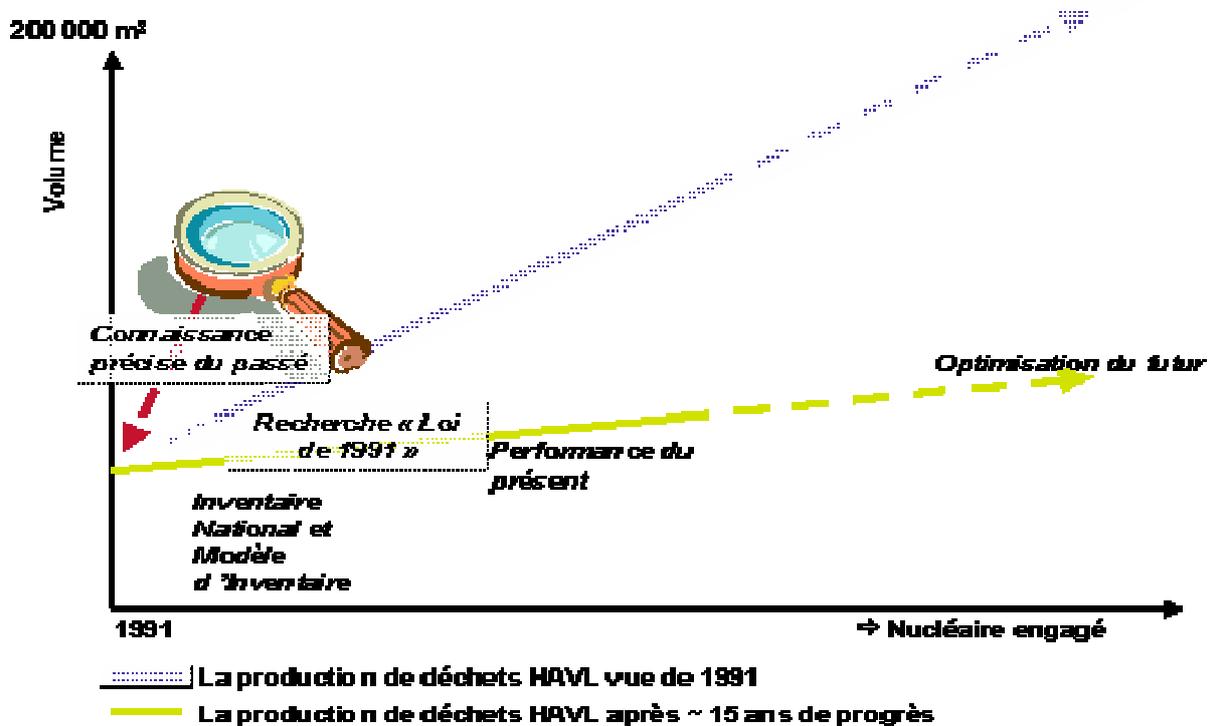
Il s'agit en fait d'assurer la relève d'au moins la moitié du parc actuel en attendant l'arrivée de réacteurs de quatrième génération, sans remettre en cause les principes de fonctionnement de la génération précédente. Cette troisième génération ne constitue donc pas une rupture technologique mais une évolution intégrant l'expérience acquise et les progrès enregistrés dans la conception des composants d'une centrale depuis une vingtaine d'années.

Les nouveaux réacteurs permettront ainsi d'améliorer encore la sûreté, d'économiser du combustible et de réduire d'environ 20 % la production de déchets radioactifs par kilowattheure produit. Leur architecture sera simplifiée, leurs structures renforcées et leurs composants moins nombreux, plus modulaires, voire standardisés. Les délais et donc les coûts de construction seront réduits. L'amélioration de la sûreté de fonctionnement, l'augmentation à 60 ans de la durée de vie nominale, la réduction du nombre et de la durée des arrêts augmenteront la disponibilité des réacteurs et réduiront leur coût de production de l'électricité. Au total, les gains attendus par rapport aux centrales actuelles seraient de l'ordre de 15 %.

### 9.2. Probable

Le système définitif de traitement et de gestion des déchets nucléaires devrait, en France, être stabilisé dans son principe avant 2025. Les résultats de la loi de 1991, présentés en 2006, ont montré que des réductions très significatives des volumes de déchets (division par 10) avaient été effectuées et pouvaient être poursuivies. Il a été également démontré que l'on savait extraire du combustible irradié, séparément, tous les éléments radioactifs les plus toxiques et de durée de vie supérieure à quelques centaines d'années et que ces éléments pouvaient être brûlés dans les réacteurs à neutrons rapides. Enfin la validation des principes d'entreposage de longue durée et de stockage réversible en profondeur en France est pratiquement acquise ; le stockage en profondeur ne concernant plus qu'un faible volume de déchets ultimes. Les vingt ans à venir doivent permettre de valider au plan industriel ces résultats, aujourd'hui purement scientifiques ou technologiques, que ce soit pour la séparation, le traitement poussé, l'incinération ou la fabrication de combustibles adaptés. De même la construction d'un centre de stockage profond et la construction éventuelle d'installations d'entreposage de longue durée devraient être effectuées sur cette période.

## Evolution du volume des déchets nucléaires



Source : CEA

### 9.3. Possible

Comme le rappelle l'Académie des Sciences, « la contribution potentielle de la fusion thermonucléaire à la solution du problème énergétique ne pourra pas être évaluée avant 2050 ». Le lancement du programme international ITER, avec l'implantation à Cadarache d'un premier réacteur de recherche, est une étape importante sur cette longue route prometteuse qui sort cependant largement de l'horizon d'étude de la présente Commission.

En revanche, l'arrivée à maturité d'une quatrième génération de réacteurs nucléaires à fission paraît possible. Leur objectif principal est d'inscrire le nucléaire dans un développement durable, grâce à une valorisation des ressources considérablement améliorée. Ainsi l'utilisation de réacteurs à neutrons rapides, associée au retraitement du combustible, permettrait une utilisation bien plus performante de l'uranium dans un facteur que l'on peut estimer au minimum à 60 ; les réserves prouvées d'uranium, aujourd'hui de quelques centaines d'années, seraient ainsi augmentées dans un facteur de même ordre de grandeur. Compte tenu de recherches à mener sur les différentes filières possibles de réacteurs de cette génération, il est difficile d'envisager leur mise en service industrielle avant 2040.

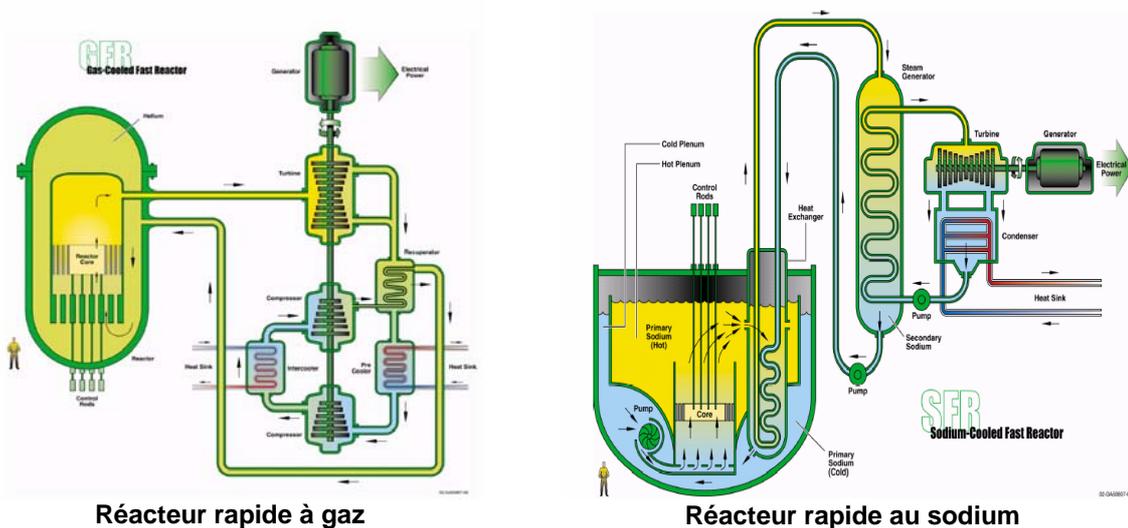
Cette quatrième génération est étudiée dans le cadre d'un programme international (Generation IV International Forum) qui rassemble, à des degrés divers, les États-Unis, le Japon, la France, la Corée du Sud, le Canada, le Brésil, l'Argentine, la Suisse, l'Europe, l'Afrique du Sud, la Chine et la Russie. Sur la base de cinq critères (économie, sûreté, gestion des déchets radioactifs, valorisation des ressources et sécurité incluant la résistance à la prolifération nucléaire), les six filières les plus prometteuses ont été sélectionnées :

- SFR (*Sodium-Cooled Fast Reactor System*) : dans la lignée des réacteurs prototypes français Phénix et Superphénix, nouvelle génération de réacteur rapide surgénérateur refroidi au sodium

(150 à 1 200 MWe<sup>24</sup>), à l'architecture simplifiée, au coût d'investissement réduit et adapté à un mode de recyclage du combustible résistant à la prolifération ;

- GFR (*Gas-Cooled Fast Reactor System*) : réacteur rapide refroidi au gaz (hélium) (1 200 MWe) alliant les avantages de la surgénération et de la haute température (850°C), avec ceux d'un recyclage du combustible résistant à la prolifération ;
- LFR (*Lead-Cooled Fast Reactor System*) : réacteur rapide surgénérateur (50 à 1 200 MWe) refroidi au plomb (500-800°C) ou au plomb-bismuth avec un mode de recyclage du combustible résistant à la prolifération ; la seule expérience aujourd'hui disponible est celle des Russes qui les ont utilisés pour certains de leurs sous-marins ;
- VHTR (*Very High Temperature Reactor System*) : réacteur à neutrons thermiques (600 MWth<sup>25</sup>) et à très haute température (plus de 950°C) refroidi à l'hélium ; ces réacteurs peuvent également servir à la production d'hydrogène ou de carburant de synthèse, voire à d'autres applications industrielles. Leur fonctionnement en neutrons thermiques ne permet cependant pas d'utiliser plus efficacement l'uranium ;
- SCWR (*Supercritical Watercooled Reactor System*) : réacteur refroidi à l'eau supercritique (1 700 MWe et 550°C) à rendement de conversion thermodynamique accru (44 %), principalement développé par les Canadiens qui privilégient la filière à neutrons thermiques. Le développement d'une filière à neutrons rapides nécessite des innovations technologiques importantes ;
- MSR (*Molten Salt Reactor System*) : réacteur (1 000 MWe) à neutrons thermiques à combustibles constitués de sels fondus (fluorures de thorium-uranium à 600-800°C). Cette filière permettrait d'utiliser le thorium au lieu d'uranium et de générer de l'uranium 233. Cet avantage n'est cependant pas décisif par rapport à la filière rapide dans la mesure où le développement de cette dernière permet l'utilisation de l'uranium de manière beaucoup plus efficace que dans les réacteurs actuels.

### Les filières de réacteurs nucléaires de 4<sup>e</sup> génération développées en France



Source : CEA

En cohérence avec cette coopération internationale, la stratégie française a été précisée par deux Comités à l'Énergie Atomique en mars 2005 et décembre 2006. Elle repose sur le développement parallèle des deux premières filières : réacteurs à neutrons rapides à caloporteur sodium liquide (SFR) ou

<sup>24</sup> Mégawatt électrique, puissance maximale électrique délivrée par la centrale

<sup>25</sup> Mégawatt thermique, puissance maximale thermique délivrée par le réacteur

gaz (GFR), avec pour objectif de mettre en service au moins un prototype en 2020. Les installations associées de retraitement et de fabrication du combustible sont également étudiées.

Pour les réacteurs rapides au sodium (SFR), la France bénéficie des enseignements tirés du fonctionnement de Phénix et de Superphénix, ainsi que des coopérations avec les pays qui exploitent aujourd'hui de tels réacteurs (Japon et Russie en particulier) ou qui en construisent (Chine). Pour que la filière puisse se développer, la réalisation du prototype devra permettre d'envisager sa compétitivité économique et de progresser dans la sûreté de sa conception et de sa maintenance : une nouvelle conception de l'évacuation de la chaleur destinée à éviter les interactions sodium/eau au niveau des générateurs de vapeur sera étudiée. Compte tenu du retour d'expérience accumulée, la réalisation d'un prototype d'une puissance comparable à celle de Phénix (quelques centaines de MWe) est envisagée.

Les réacteurs rapides à gaz présentent l'avantage sur ceux au sodium d'une efficacité électrique potentiellement supérieure et d'une inspection des composants facilitée par la nature du fluide de refroidissement. Ils pourraient de plus fonctionner à plus haute température et servir à d'autres usages qu'à la production d'électricité, comme les réacteurs à haute température. Ce concept est cependant nettement moins développé que celui de la filière rapide traditionnelle : le premier prototype serait dans ce cas un réacteur d'études, d'une cinquantaine de mégawatts thermiques, destiné à valider les grandes options de réalisation de la filière.

Par ailleurs, en fonction des demandes des industriels, il est possible que se développe une filière de réacteurs à neutrons thermiques et caloporteur gaz fonctionnant à des températures de 850 à 1 000°C. Cette filière présente l'avantage de pouvoir servir également à la production de chaleur, d'hydrogène ou de carburants de synthèse. Les défis technologiques qui lui sont associés semblent néanmoins très importants en raison de sa température de fonctionnement beaucoup plus élevée qui nécessite un développement important des recherches sur les matériaux, et des retombées industrielles ne sont probablement pas envisageables avant 2040.

## > **10- BIOMASSE**

En France, la production énergétique issue de la biomasse représente aujourd'hui 5 % de l'énergie primaire consommée. Elle se répartit en trois grandes catégories : la biomasse utilisée directement comme combustible, le biogaz et les biocarburants.

La biomasse utilisée directement comme combustible et le biogaz proviennent de matières organiques ; essentiellement : les déchets et sous-produits agricoles et forestiers (écorces, pailles de céréales, tiges de maïs, sarments de vigne, ...), les déchets d'élevage (lisiers de porc, etc.), les déchets de l'industrie de transformation du bois (sciures, copeaux, ...), la part biodégradable des déchets industriels banals et des déchets ménagers, les boues des stations d'épuration des eaux usées.

En France, grand pays forestier, le bois tient une place importante dans la biomasse utilisée pour la production de chaleur (filière « bois-énergie »). La France est d'ailleurs en tête des pays de l'Union européenne pour cette forme d'énergie primaire, avec 9 Mtep en 2004<sup>26</sup>. Le développement de la consommation de bois énergie repose sur l'organisation de filières structurées de collecte et de distribution. En pratique, ces filières ne sont économiquement viables que si elles portent sur des territoires ne s'étendant pas au-delà de 150 km<sup>2</sup>. Deux plans bois lancés en 1994-1999 et 2000-2006, ont permis de créer certaines filières structurées, avec 60 sociétés d'approvisionnement importantes (livraison minimale de 300 tonnes par an) réparties sur le territoire national. Cette forme d'énergie de chauffage intéresse en priorité les zones rurales souvent éloignées des réseaux de distribution d'énergie fossile mais bien situées par rapport aux gisements de bois énergie (forêts, bois, haies, etc.). Le chauffage est évidemment la forme la plus rationnelle d'utilisation du bois-énergie. Dans le cas où sa disponibilité dépasse les besoins de chauffage, on peut envisager d'utiliser le surplus pour la production d'électricité, notamment par cogénération, ce qui se pratique déjà principalement dans l'industrie<sup>27</sup>.

Le biogaz résulte de la fermentation, spontanée ou stimulée par des bactéries, en l'absence d'oxygène, de matières organiques (déchets ménagers, boues des stations d'épuration, fumiers, lisiers, etc.). Le biogaz est constitué d'environ deux tiers de méthane (CH<sub>4</sub>) et d'un tiers de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>). Son utilisation la plus rationnelle consiste à servir de combustible pour la production de chaleur et/ou d'électricité ou à être injecté dans un réseau de distribution de gaz naturel (application encore limitée, principalement en Suède). Son captage et sa valorisation sont d'autant plus utiles que le méthane est un très puissant gaz à effet de serre contribuant à hauteur de 5 % au total des émissions<sup>28</sup>. La production de biogaz en France reste cependant très faible comparée à celle de l'Allemagne ou du Royaume-Uni (0,2 Mtep en 2004 contre 1,5 Mtep pour chacun de ces deux pays).

L'utilisation de la biomasse comme biocarburant présente aujourd'hui un intérêt particulier. Contrairement aux autres grands secteurs de l'activité économique, le transport est en effet presque entièrement dépendant (à 97 %) du carburant fossile et cette situation est dommageable car les réserves de pétrole sont limitées et d'autre part, la société prend de plus en plus conscience des risques liés aux émissions de gaz à effet de serre (en France, les transports sont à l'origine de 27 % des émissions de CO<sub>2</sub>). Face à ce double constat, une réduction de la consommation de carburant fossile dans les transports est indispensable. Pour atteindre cet objectif, le développement de l'utilisation de biocarburants paraît séduisant.

Le secteur aérien, pour sa part, est entièrement dépendant du kérosène, sous-produit du pétrole. Des carburants alternatifs (bio-kérosène, mais également carburants synthétiques ou hydrogène) produits en quantité significative et répondant aux mêmes exigences de spécifications que le kérosène ne sont envisageables qu'à long terme. Les actions de R&D sont d'ailleurs assez limitées dans ce domaine, la plus récente, visant à tester un mélange avec un pétrole synthétique (issu du gaz ou du charbon via le

<sup>26</sup> *Le baromètre européen 2005 des énergies renouvelables*, Euroserv'ER, 2006, [http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/stat\\_baro/barobilan/barobilan5.pdf](http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/stat_baro/barobilan/barobilan5.pdf)

<sup>27</sup> *Énergies renouvelables et développement local : l'intelligence territoriale en action*, Claude Belot et Jean-Marc Juillard, Sénat, 2006, <http://www.senat.fr/rap/r05-436/r05-436.html>

<sup>28</sup> *Les nouvelles technologies de l'énergie et la séquestration du dioxyde de carbone : aspects scientifiques et techniques*, rapport de Christian Bataille et Claude Birraux, Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, 2006, p. 49-50, <http://www.assemblee-nationale.fr/12/rap-ocgst/resume-2965.pdf>

procédé Fischer-Tropsch), ayant été menée aux États-Unis par l'US Air Force et Syntroleum. C'est donc plutôt vers d'autres outils (meilleure gestion du trafic, amélioration de l'efficacité des moteurs, etc.) que l'on se tourne pour atteindre les objectifs environnementaux ambitieux du programme européen ACARE 2020 visant en particulier à réduire de 50 % la consommation et les émissions de CO<sub>2</sub> des transports aériens.

Pour le mode routier, la situation est beaucoup plus favorable. Les biocarburants utilisables dans les véhicules de particuliers et les véhicules utilitaires légers se répartissent en deux grandes familles : le bioéthanol, en substitut à de l'essence, et les esters d'huile végétale, pour le diesel.

Le bioéthanol provient de la fermentation des sucres et de l'amidon d'un grand nombre de plantes. On l'obtient en France aujourd'hui à partir du blé et de la betterave. Il est souvent un coproduit du raffinage du sucre. L'ETBE (éthyl tertio butyl éther), dérivé de l'éthanol, est parfaitement compatible avec l'essence et peut être mélangé avec elle dans des proportions variables. L'avenir de l'ETBE n'est cependant pas assuré, car pour des raisons environnementales certains pays (États-Unis, Japon et Danemark) l'ont interdit comme carburant. L'incorporation directe de l'éthanol à l'essence pose des problèmes : l'essence devient plus volatile (risques pour la santé et l'environnement) et il peut y avoir démixtion (séparation de l'essence et de l'éthanol). Toutefois si la proportion d'éthanol dans le mélange est élevée, ces problèmes disparaissent, d'où l'intérêt porté au carburant E85, mélange d'éthanol non transformé et d'essence SP95 standard pouvant aller jusqu'à 85 % d'éthanol (maximum pour assurer le démarrage à froid des moteurs). Un taux élevé permet aussi, à quantité d'éthanol fixée, de réduire les volumes et donc les coûts de distribution du biocarburant qui, pour des raisons d'incompatibilité chimique, ne peut emprunter les mêmes oléoducs que les autres carburants. Dans le réservoir des utilisateurs, l'E85 peut se mélanger à l'essence ordinaire dans des proportions quelconques, à condition que le véhicule soit d'une conception particulière acceptant cette mixité, avec un contrôle de fonctionnement du moteur adapté et des matériaux du circuit carburant renforcés contre la corrosion. Ce sont les véhicules type flex-fuel (cf. le chapitre consacré aux véhicules routiers) déjà commercialisés dans certains pays, comme le Brésil où ils sont utilisés avec de l'éthanol produit avec la canne à sucre, ou les États-Unis, avec de l'éthanol produit à partir de maïs.

Il ne faut toutefois pas croire qu'un litre de bioéthanol permet d'économiser un litre de pétrole. D'abord parce que le pouvoir énergétique au litre de l'éthanol est inférieur de 37 % à celui de l'essence et ensuite parce que la production de l'éthanol requiert de l'énergie dont une part provient du pétrole. Une étude réalisée pour le compte de l'ADEME et de la DIREM a cherché à comparer les carburants fossiles et biocarburants du point de vue énergétique et du point de vue des émissions de gaz à effet de serre. Selon cette étude, qui donne des résultats très voisins pour l'éthanol de betterave ou de blé, la production d'une énergie d'une tep sous forme de carburant nécessite 1,15 tep d'énergie fossile si ce carburant est de l'essence, et 0,5 tep d'énergie fossile si ce carburant est du bioéthanol. Le gain en terme d'énergie fossile est donc de 57 % Quand aux émissions de gaz à effet de serre liées à la fabrication et à l'utilisation des biocarburants « du puits à la roue », exprimées en tonnes de CO<sub>2</sub> équivalent (car il y a émission de différents gaz à effet de serre) par unité d'énergie contenue dans le carburant, leur niveau est de 1,4 tCO<sub>2</sub>/tep pour l'éthanol contre 3,6 tCO<sub>2</sub>/tep pour l'essence, soit un gain de 61 %<sup>29</sup>. Il convient toutefois de remarquer que d'autres études, effectuées au niveau européen ou mondial par divers organismes (JRC/CONCAWE/EUCAR, AIE), concluent à des résultats beaucoup moins intéressants, ce qui justifierait de donner la priorité au développement de produits agricoles mieux adaptés à la production d'éthanol.

Les biocarburants utilisables dans les moteurs diesel proviennent d'huiles végétales qui peuvent être extraites de différentes plantes. Pour la France, il s'agit principalement du colza et accessoirement du tournesol. Utilisables directement dans des moteurs diesel frustes, ces huiles sont en réalité transformées, pour une utilisation dans les moteurs diesels modernes, en esters méthyliques d'huile végétale (EMHV) incorporés dans le gazole pour former un mélange, le diester ou biodiesel. Le mélange peut se faire sans inconvénient à un taux élevé (30 %) et il serait même possible en théorie d'utiliser l'EMHV à l'état pur, moyennant certaines précautions. Son contenu énergétique est légèrement inférieur à celui du gazole. Il faut en effet un litre d'EMHV pour obtenir la même énergie qu'avec un litre de gazole. L'étude ADEME/DIREM évoquée ci-dessus conclut à une émission de gaz à effet de serre exprimée en

<sup>29</sup> Bilan énergétique et émissions de GES des carburants et biocarburants conventionnels, Ecobilan/ADEME/DIREM, 2006, <http://www2.ademe.fr/servlet/getDoc?cid=96&m=3&id=41339&p1=02&p2=12&ref=17597>

tonnes de CO<sub>2</sub> équivalent par unité d'énergie de 1 tCO<sub>2</sub>/tep pour l'EMHV produit à partir du colza contre 3,3 tCO<sub>2</sub>/tep pour le gazole, soit un gain de 70 %, et de 0,8 tCO<sub>2</sub>/tep pour l'EMHV produit à partir du tournesol (-75 %). Là encore, les autres études déjà citées donnent des résultats sensiblement inférieurs.

La mission conjointe Conseil général des mines/Inspection générale des finances/Conseil général du génie rural et des eaux et forêts a estimé un prix de production des biocarburants de 50 €/hl pour l'éthanol et de 55 €/hl pour les EMHV. Dans cette hypothèse, le bioéthanol devient compétitif pour un cours du baril un peu supérieur à 90 \$, et l'EMHV pour un cours du baril de 75 \$<sup>30</sup>.

### 10.1. Quasi-sûr

C'est dans les catégories du bois énergie et des biocarburants que les progrès les plus significatifs devraient se concrétiser rapidement.

Dans le domaine du bois énergie, une exploitation plus dynamique de la forêt française, une récupération plus exhaustive des sous-produits, une amélioration du conditionnement et des circuits de distribution est possible. Pour le chauffage domestique, l'effort de modernisation du parc d'appareils de chauffage et de développement de circuits d'approvisionnement devrait se poursuivre. Il en va de même dans l'industrie avec, dans certains cas, la fourniture d'électricité en cogénération.

Les biocarburants sont actuellement présents pour 1 % en moyenne dans le carburant distribué, mais une directive européenne fixe un objectif global de 5,75 %, en valeur énergétique, de biocarburants incorporés aux carburants d'origine fossile en 2010 ; et le gouvernement français souhaite aller encore plus loin et atteindre cet objectif dès 2008, puis 7 % en 2010 et 10 % à l'horizon 2015. Pour atteindre l'objectif de 5,75 % en énergie de biocarburants en 2008, la consommation d'éthanol devra être multipliée par 5 et celle d'EMHV par 5,5<sup>31</sup>.

Pour la France, l'IFP s'est livré à une estimation de la surface des terres nécessaires à la réalisation de cet objectif en tenant compte de l'évolution du partage du parc automobile entre essence et diesel. Pour l'éthanol, le rendement de la betterave (6,14 t d'éthanol/ha) est très supérieur à celui du blé (2,19 t/ha). Néanmoins, ce sont les surfaces en blé industriel qui seront privilégiées par rapport à la betterave, du fait de coûts de production inférieurs et d'un approvisionnement en grain régulier sur l'année (à la différence de la betterave qui ne peut produire de l'éthanol que trois mois par an). La production des 0,63 Mtep d'éthanol envisagés pour 2010 nécessitera la mobilisation d'environ 0,25 Mha de blé et de 0,06 Mha de betterave, soit 5,4 % des terres à blé et 12,5 % des surfaces cultivées en betterave, ce qui semble tout à fait réalisable.

Pour le biodiesel, la situation est plus tendue. En France, le colza et le tournesol non alimentaires sont cultivés sur jachère industrielle (environ 360 000 ha en 2005) et sur surfaces de culture énergétique dédiées (environ 135 000 ha en 2005). Mais l'objectif d'incorporation de biodiesel pour 2010 nécessite la production d'environ 7 Mt d'oléagineux et la mobilisation de plus de 2 Mha, soit un peu moins du double de la production totale actuelle de colza. Ainsi le développement des surfaces cultivées sur jachères et cultures énergétiques dédiées au biodiesel risque de ne pas répondre totalement aux objectifs, même si des progrès sont envisageables dans le rendement de la production, et il pourrait être nécessaire de minimiser fortement les surfaces d'export de produits agricoles, voire d'importer d'autres huiles, telles que l'oléine de palme, pour respecter l'objectif<sup>32</sup>.

Toujours en vue de respecter les objectifs de développement des biocarburants, le gouvernement délivre des agréments pour la construction d'installations de production. Ainsi des agréments pour une production

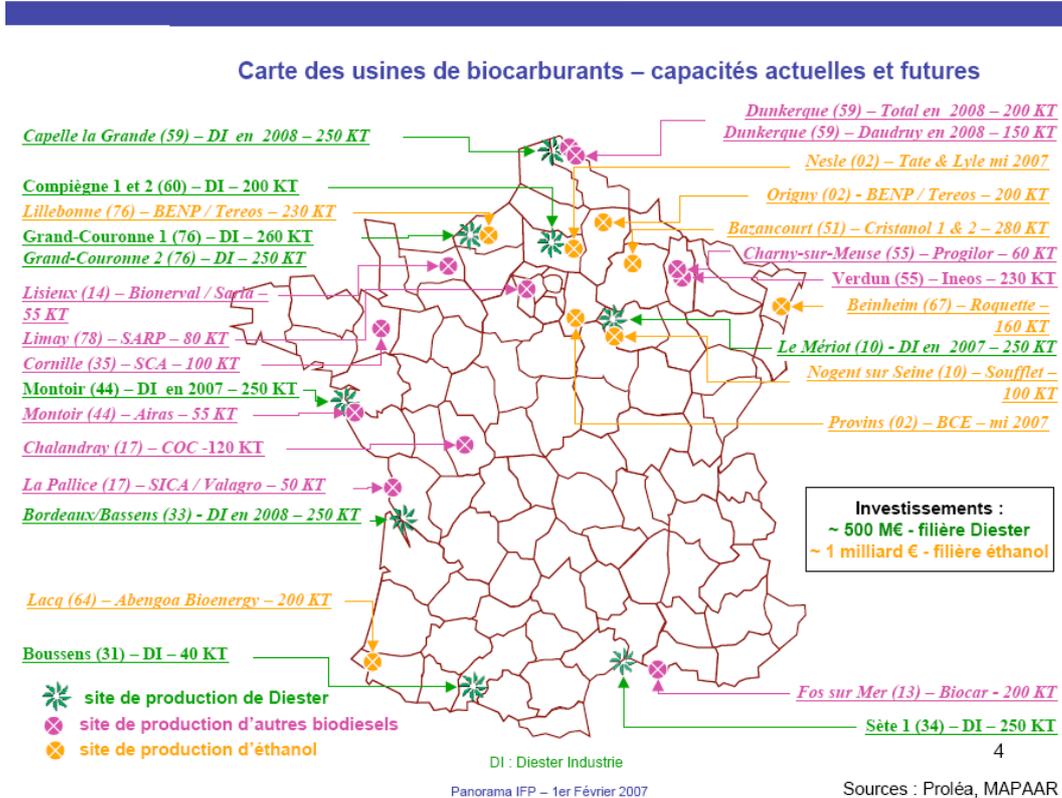
<sup>30</sup> *Rapport sur l'optimisation du dispositif de soutien à la filière biocarburants*, Henri Prévot, Véronique Hespel, Jean-Yves Dupré, François Baratin, Dominique Gagey, Conseil général des mines, Inspection générale des finances, Conseil du génie rural, 2005, p. 10

<sup>31</sup> *Les nouvelles technologies de l'énergie et la séquestration du dioxyde de carbone : aspects scientifiques et techniques*, rapport de Christian Bataille et Claude Birraux, Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, 2006, p. 46, <http://www.assemblee-nationale.fr/12/rap-ocgst/resume-2965.pdf>

<sup>32</sup> *Les biocarburants, état des lieux, perspectives et enjeux du développement*, Daniel Ballerini, IFP, 2006, p. 41-48

de 1,1 million de tonnes (0,9 million de tonnes de biodiesel et 0,2 million de tonnes d'éthanol) ont été soumis à appel d'offres européen en juillet 2006<sup>33</sup>.

### Carte des usines de biocarburants - capacités actuelles et futures



Source : Fédération française des producteurs d'oléagineux et de protéagineux

## 10.2. Probable

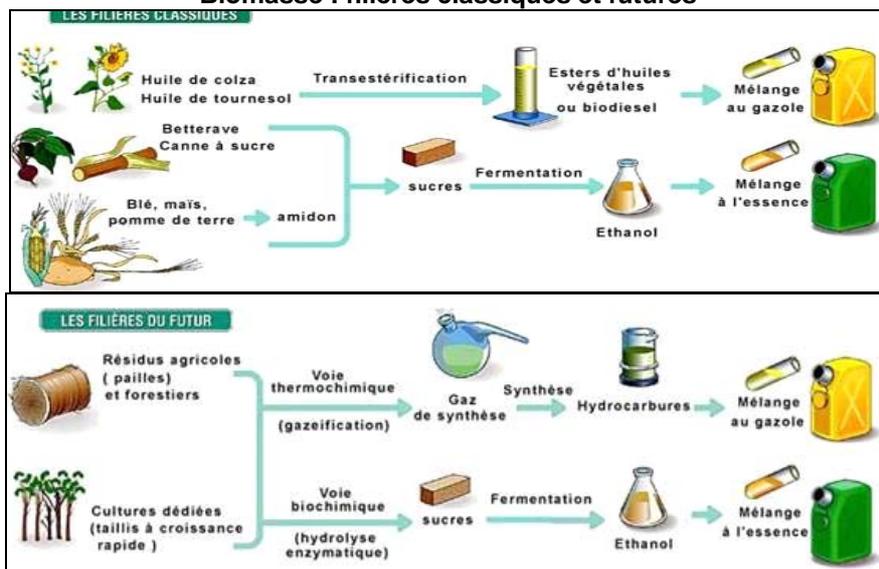
Actuellement, la production de biocarburant n'utilise qu'une partie de la plante : les sucres, contenus dans la racine de la betterave et l'amidon contenu dans le grain de blé ou de maïs pour l'éthanol et les huiles des gaines de colza et de tournesol, pour le diester. Les filières du futur (biocarburants de deuxième génération) visent à choisir une plante optimisée pour produire de l'énergie et à transformer en carburant non pas seulement les graines ou les racines, mais tout le reste de la plante (tige, feuilles, ...) constituant la biomasse ligno-cellulosique composée principalement de cellulose, d'hémicellulose et de lignine. Dans cette perspective, de nouvelles cultures à meilleur rendement pourraient se développer : des plantes annuelles, comme le triticale ou le sorgho, ou pérennes, comme le miscanthus ou la canne de Provence. Au-delà même des plantes agricoles, on pourrait tirer parti de tous les déchets de la biomasse, par exemple de l'exploitation forestière.

Il existe deux voies principales de recherche pour l'exploitation de cette biomasse ligno-cellulosique.

Pour le carburant diesel, la voie thermo-chimique ou BtL (biomass to liquid) consiste en une gazéification de la biomasse produisant un mélange de gaz, hydrogène et monoxyde de carbone, qui sont ensuite transformés par synthèse chimique (procédé Fischer-Tropsch) en hydrocarbures semblables aux carburants fossiles et en particulier en gazoles de grande qualité et moins polluants que le gazole actuel.

<sup>33</sup> Communiqué du MINEFI du 29/09/06

## Biomasse : filières classiques et futures



Source : IFP

Rappelons que le procédé Fischer-Tropsch de transformation des gaz en carburants diesel est connu depuis les années 1930 et peut être aussi appliqué au gaz naturel (GtL, gas to liquid), au charbon (CtL, coal to liquid) (cf. chapitre Véhicules routiers).

Pour remplacer l'essence, la voie biochimique permet de produire de l'éthanol cellulosique en transformant, par un prétraitement chimique suivi d'une hydrolyse par des enzymes, la cellulose et les hémicelluloses en des sucres qui sont ensuite transformés en éthanol par fermentation<sup>34</sup>.

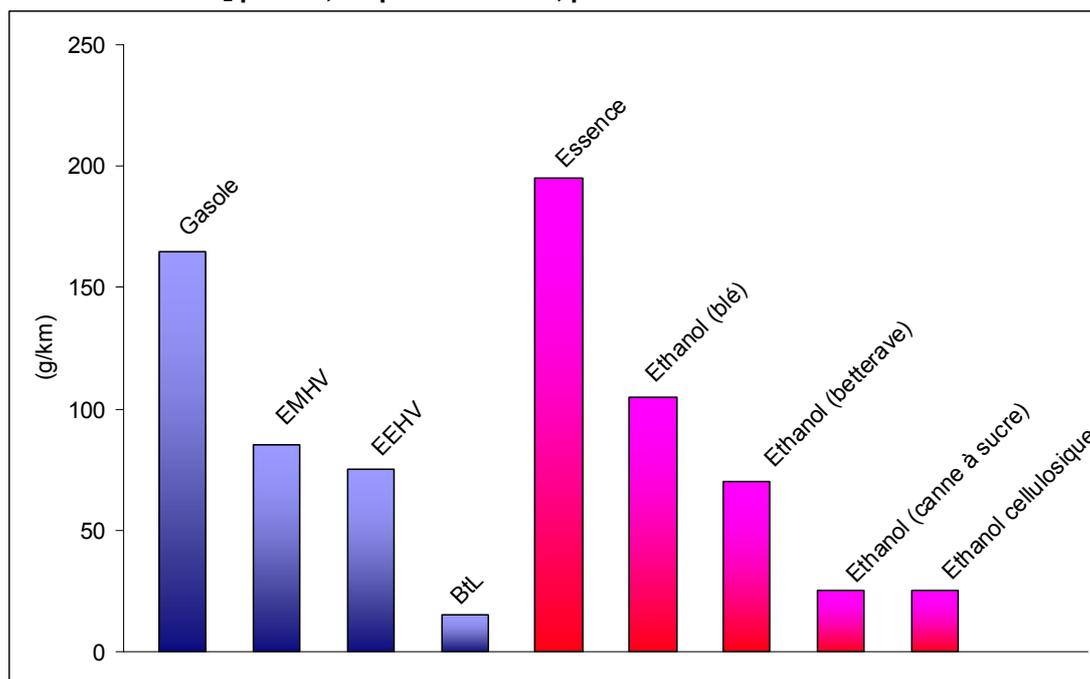
Les biocarburants de deuxième génération présentent potentiellement des avantages par rapport aux biocarburants de première génération, et en particulier :

- Leur production valorise des éléments végétaux jusqu'à présent non ou peu valorisés et n'entre donc pas en concurrence avec les usages alimentaires, mais l'équilibre doit être trouvé avec les autres usages (papeterie, chauffage, ...) ;
- Les procédés de transformation ne consomment pas d'énergie fossile, ce qui améliore le bilan carbone de la filière. L'étude européenne JRC/CONCAWE/EUCAR citée plus haut fait état d'une réduction des émissions de gaz à effet de serre de 75 % pour l'éthanol ligno-cellulosique et de 87 % pour le BtL, par rapport aux carburants fossiles ;
- Leur rendement à l'hectare cultivé est très supérieur (jusqu'à 50 % de plus dans le cas du blé, avec la valorisation de la paille)<sup>35</sup>.

<sup>34</sup> Rapport sur l'optimisation du dispositif de soutien à la filière biocarburants, Henri Prévot, Véronique Hespel, Jean-Yves Dupré, François Baratin, Dominique Gagey, Conseil général des mines, Inspection générale des finances, Conseil du génie rural, 2005, p. 12

<sup>35</sup> Les biocarburants, état des lieux, perspectives et enjeux du développement, Daniel Ballerini, IFP, 2006, p. 71

### Emission de CO<sub>2</sub> par km, du puits à la roue, pour les différents carburants automobile



Source : CEA

Les principes des deux modes de production de biocarburants de deuxième génération sont bien connus et de premières expérimentations sont en cours. Les défis à relever portent sur l'industrialisation des procédés, la structuration et l'intégration des filières sur les plans agricole, logistique (collecte) et industriel.

Sur la base des expériences actuelles, des estimations de coût de production ont été annoncées. Au États-Unis, les coûts réels actuels de production d'éthanol cellulosique sont estimés à environ 28 €/hl pour une unité produisant 160 000 tonnes d'éthanol/an. Les coûts de production de BtL ont été estimés en Europe où les véhicules diesel sont beaucoup plus répandus. Ils seraient compris entre 40 et 60 €/hl pour une unité de production de l'ordre de 100 000 t/an<sup>36</sup>. Mais des gains sans doute importants sont à attendre par effet de taille et de série des installations de production. Pour un projet pilote de BtL Fischer-Tropsch prévu en Allemagne, l'objectif de réduction des coûts de production pour un rayon de collecte de 50 km est de passer de 90 €/hl à 50€/hl à l'horizon 2020 en production commerciale<sup>37</sup>.

Le développement des carburants de deuxième génération devrait permettre dès 2015 d'apporter un complément aux biocarburants de première génération et peut-être de porter le taux de biocarburants à 30 % à l'horizon 2050.

<sup>36</sup> *Les biocarburants, état des lieux, perspectives et enjeux du développement*, Daniel Ballerini, IFP, 2006, p. 321-322

<sup>37</sup> Source : compagnie allemande CHOREN

## > **11- HYDROGENE**

L'hydrogène est l'élément le plus répandu à la surface de notre planète. Il est présent dans l'eau, dans les hydrocarbures, dans tous les êtres vivants, animaux ou végétaux. Il est tentant de s'intéresser à lui comme source d'énergie car sa molécule est particulièrement énergétique : elle libère environ 35 kWh/kg contre 15 kWh/kg pour l'essence.

Cependant, l'hydrogène est un gaz inflammable et facilement explosif en mélange avec l'air ; la petite taille de sa molécule lui permet également de diffuser facilement au travers d'assemblages ou de structures.

Bien qu'il se trouve partout, l'hydrogène n'existe pratiquement pas à l'état pur dans la nature ; il n'est donc pas une source d'énergie primaire mais seulement un vecteur d'énergie qu'il faut produire avant de l'utiliser de manière sûre dans des équipements adaptés. Se pose ensuite la question de la concordance dans le temps et dans l'espace entre production et consommation, ainsi que celle des nécessaires moyens de distribution et de stockage à mettre en place.

C'est l'ensemble de ces quatre aspects (production massive, distribution et stockage, utilisation, sûreté) qui constitue ce que l'on appelle l'économie de l'hydrogène et ses défis. Il convient de les examiner du point de vue technique et du point de vue des coûts, actuellement et dans le futur.

De l'hydrogène est déjà produit industriellement depuis de nombreuses décennies mais en quantités faibles (50Mt/an)<sup>38</sup>. Cette production est réalisée essentiellement par reformage, réaction chimique consistant à casser les molécules d'hydrocarbure sous l'action de la chaleur pour en libérer l'hydrogène. Ce procédé présente l'inconvénient d'émettre également du gaz carbonique dans l'atmosphère, et ne pourrait donc être envisagée pour produire de l'hydrogène à grande échelle qu'associé à des installations de stockage du carbone. De plus, le prix de revient de l'hydrogène obtenu à partir du reformage du gaz naturel, transformation actuellement la plus économique, est trois fois supérieur au prix du gaz naturel à partir duquel il a été produit.

La biomasse peut également permettre de produire de l'hydrogène. Par réaction chimique, le méthane qu'elle dégage et l'oxygène de l'air peuvent en effet se transformer en gaz de synthèse, mélange de monoxyde de carbone et d'hydrogène. Mais d'autres débouchés concurrents s'offrent à l'exploitation de la biomasse (combustion directe, biocarburants et biogaz), et il n'est pas sûr que l'économie de l'hydrogène puisse y trouver sa place (cf. chapitre biomasse).

L'autre voie principale de production massive, c'est la décomposition chimique de l'eau en oxygène et hydrogène. Celle-ci peut-être obtenue, soit de manière classique par électrolyse, soit par des cycles thermochimiques à haute température (750 à 1000°C). L'électrolyse est la décomposition de l'eau sous l'action d'un courant électrique. À température ordinaire, il faut plus de 80 MWh pour produire une tonne d'hydrogène et ce procédé coûte trois ou quatre fois plus cher que la production par reformage du gaz naturel.

Une piste prometteuse est l'électrolyse à haute température, l'élévation de température améliorant sensiblement le rendement. Le développement des technologies d'électrolyse ne peut s'envisager que dans l'hypothèse d'une électricité disponible en grande quantité et à des coûts très faibles. La production par cycles thermochimiques à haute température est étudiée par plusieurs pays dans le monde (Japon, États-Unis, France, Espagne) et principalement le cycle Iode-Soufre. La source de chaleur à haute température peut provenir d'un réacteur nucléaire ou d'un concentrateur solaire.

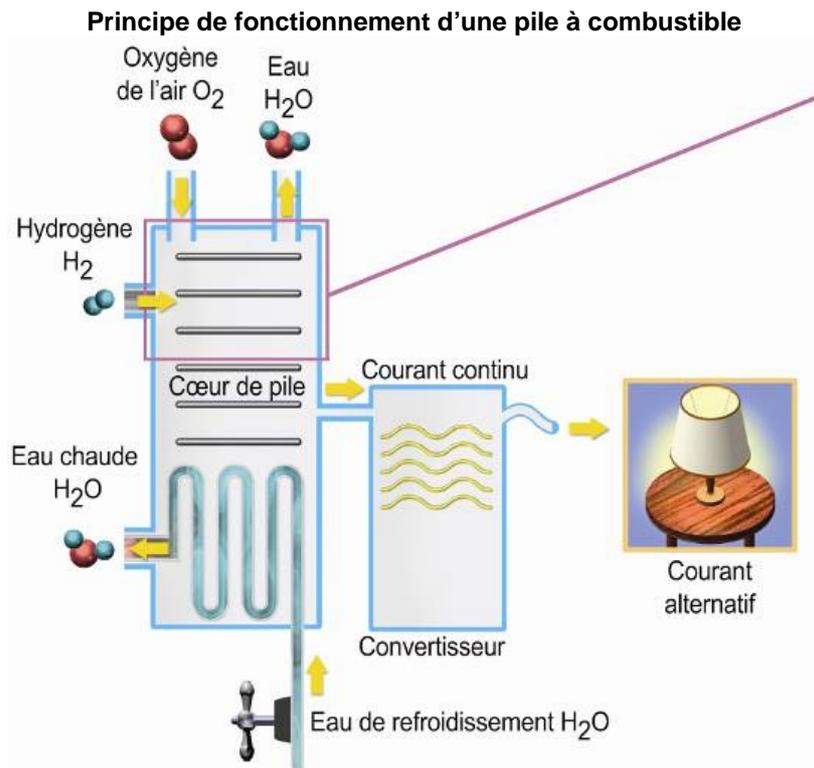
Enfin, la production d'hydrogène à partir de sources d'énergie renouvelable (éolienne, photovoltaïque, géothermie, etc.) est très sérieusement envisagée par plusieurs pays européens. Si une certaine adéquation existe avec les besoins de sites isolés, les ordres de grandeur manquent pour une production massive au niveau requis par l'industrie ou les transports.

---

<sup>38</sup> Source : CEA

Du côté de l'utilisation, le développement d'une économie de l'hydrogène passe par deux voies. La première, la plus simple, consiste à utiliser l'hydrogène comme combustible, seul ou mélangé au gaz naturel. Il peut alors servir pour le chauffage ou comme carburant de moteurs thermiques ou de turbines.

L'hydrogène peut aussi libérer son énergie par transformation en électricité dans une pile à combustible. Celle-ci fonctionne à l'inverse de l'électrolyse : elle produit de l'électricité et de l'eau à partir d'hydrogène injecté à l'anode de la pile, et de l'oxygène de l'air injecté à la cathode, anode et cathode baignant dans un électrolyte. Cette réaction électrochimique s'accompagne d'un dégagement de chaleur. La pile à combustible permet donc de produire de l'électricité et de la chaleur à partir de l'hydrogène.



Source : CEA

Cette propriété conduit à envisager deux grands domaines d'application. En associant électrolyse et pile à combustible, on obtient un moyen de stockage de l'énergie électrique sous forme d'hydrogène : lorsque l'énergie électrique est surabondante, l'électrolyse produit de l'hydrogène qui est stocké et utilisé ensuite pour alimenter une pile à combustible qui produit de l'électricité lorsque nécessaire. Le rendement global est dégradé ; mais la solution peut être intéressante pour des sites isolés ou des micro-réseaux.

Mais on peut surtout chercher à profiter des propriétés de la pile à combustible de produire de l'électricité sans raccordement au réseau électrique, sans carburant fossile et sans émission de gaz à effet de serre (du moins au niveau de l'utilisateur, car pour un bilan global, tout dépend de la façon dont l'hydrogène est produit). Ces caractéristiques peuvent profiter à des applications pour lesquelles la mobilité est le facteur essentiel : appareils portables et véhicules routiers.

Le secteur des transports routiers, dépendant aujourd'hui quasi-totalement du pétrole et fortement émetteur de gaz à effet de serre, se présente évidemment comme une cible privilégiée. C'est pourquoi des recherches sont développées sur des piles à combustible dont les performances satisfaiseraient aux besoins de véhicules routiers, et plus globalement sur la conception autour de cette technologie de nouveaux véhicules routiers et de leurs organes.

Parmi ces organes, le réservoir à hydrogène constitue un défi technologique. L'hydrogène est en effet un gaz léger dont le stockage en quantité suffisante pour assurer à des véhicules routiers l'autonomie

nécessaire, requiert des pressions très élevées (au moins 700 à 800 bars). De plus, la petite taille de sa molécule le rend capable de traverser, à de telles pressions, de nombreux matériaux et même certains métaux, dont il est susceptible de dégrader les qualités mécaniques. La mise au point de réservoirs qui, pour être intégrés à un véhicule routier devraient être compacts, légers, sûrs et peu coûteux, passe donc par la recherche des matériaux adaptés.

**Prototype de réservoir de 32 litres pour de l'hydrogène sous pression à 700 bars  
(poids : 28 kg, énergie stockée équivalente à 7 litres d'essence)**



Source : CEA

Le troisième aspect de l'économie de l'hydrogène réside dans sa distribution et sa mise à disposition des utilisateurs. Pour le transport, l'hydrogène pourrait être transporté sous forme gazeuse, par pipe-line, comme il l'est déjà aujourd'hui sur un réseau totalisant environ 1000 km en France, au Benelux et en Allemagne (mais avec un coût supérieur de 50 % à celui du transport de gaz naturel). Il devrait pouvoir également être transporté par camion jusqu'à des stations-service où il serait stocké dans des réservoirs et dans lesquelles les automobilistes devraient pouvoir faire le plein, comme avec des véhicules classiques, mais dans des réservoirs sous pressions de plusieurs centaines de bars. Une centaine de stations-service expérimentales existe aujourd'hui dans le monde.

La mise en œuvre d'une économie de l'hydrogène sous tous ses aspects (production, distribution, stockage, utilisation) pose en outre, avec une particulière acuité, la question de la sécurité. Si la maîtrise de l'inflammabilité et de l'explosivité de l'hydrogène peut être assurée, comme c'est déjà le cas, par les utilisateurs industriels ou avertis, son utilisation généralisée par l'ensemble de la population est un problème beaucoup plus difficile. Elle supposera une prise en compte des risques approfondie à tous les stades de mise au point des différentes composantes de la filière, des projets technologiques orientés vers la sûreté et une acceptation finale du public.

On le voit, l'hydrogène est une technologie ambitieuse qui doit encore relever de nombreux défis technologiques avant de pouvoir se développer significativement. C'est la raison pour laquelle son développement ne peut être que très progressif (plusieurs décennies) et rien ne peut être déclaré « quasi sûr » en la matière.

**Feuille de route européenne pour l'hydrogène et la pile à combustible**

## A challenging European hydrogen vision

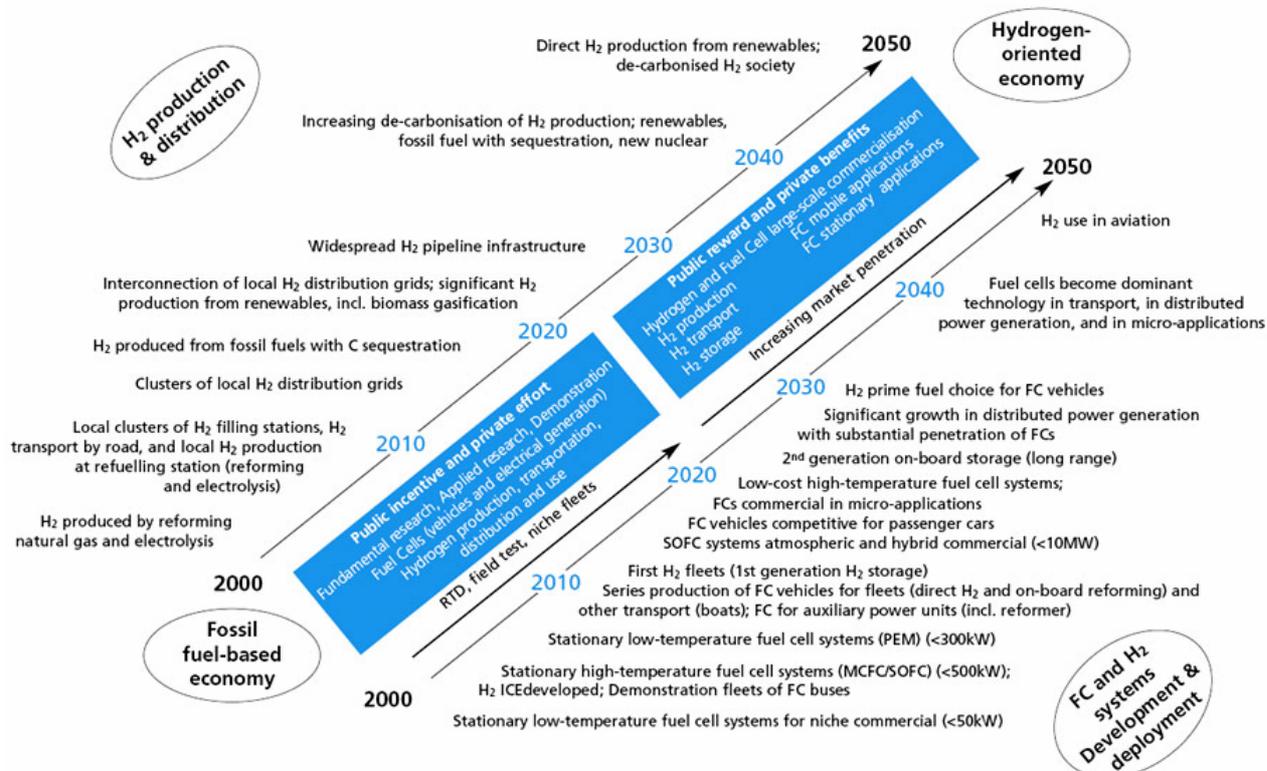


Figure 4: Skeleton proposal for European hydrogen and fuel cell roadmap

Source : « Hydrogen Energy and Fuel Cells - A vision of our future », Groupe à haut niveau sur l'hydrogène et les piles à combustible, Commission européenne, 2003

### 11.1. Probable

Des applications commerciales de la pile à combustible pour de petites puissances - et donc marginales au plan énergétiques - (téléphones mobiles, ordinateurs portables, outillage portatif, etc.) pourraient voir le jour à un horizon rapproché (de l'ordre de la dizaine d'années). Elles permettraient un rechargement quasi-instantané et indépendant de tout réseau électrique, à partir d'une simple cartouche d'alcool. Les piles à méthanol direct (DMFC) ou à éthanol direct (DEFC) sur lesquelles se fonde cette technologie, consomment en effet directement l'hydrogène contenu dans l'alcool.

### 11.2. Possible

Le développement des énergies renouvelables (éolien, photovoltaïque) se traduit par une production croissante d'énergie électrique intermittente dont les variations non contrôlables ne correspondent pas en général aux variations des besoins des consommateurs. Tant que cette production est marginale dans le « bouquet » énergétique, ce qui est le cas en France aujourd'hui, cette intermittence n'a aucune conséquence. Il n'en ira pas de même dans le futur si sa part devient significative. Une solution consiste à développer de moyen de stockage de l'électricité à proximité de ces sources d'énergie intermittentes. Or les moyens actuels ne sont pas adaptés à ces nouveaux besoins : les batteries n'offrent pas une capacité satisfaisante et les stations hydrauliques de pompage sont rares et inégalement réparties sur le territoire. Un stockage sous forme d'hydrogène pourrait apporter une réponse intéressante : une partie de l'électricité produite par les sites de production d'énergie éolienne et photovoltaïque serait utilisée pour produire par électrolyse de l'hydrogène qui serait stocké et utilisé ensuite, en période de forte demande d'électricité, pour alimenter des piles à combustible restituant en partie l'énergie stockée, mais les ¾ de l'électricité produite seraient perdus.

D'autres applications « stationnaires » pourraient voir le jour pour l'habitat résidentiel ou en secours. L'hydrogène alimentant une pile à combustible pourrait fournir de l'électricité et de la chaleur dégagée par la réaction exothermique, en cogénération. Outre la mise au point de la pile à combustible adaptée à ces fonctions, cette application suppose le développement d'un réseau de distribution de l'hydrogène aux particuliers.

En l'état actuel des recherches, le développement de moteurs thermiques utilisant l'hydrogène comme carburant peut être considéré comme probable et des expérimentations sont d'ailleurs en cours sur des véhicules légers et sur des autobus. En revanche, l'arrivée sur le marché de véhicules routiers à hydrogène fonctionnant avec une pile à combustible soulève beaucoup plus de questions techniques et ne peut être considérée comme probable. Seule la mise au point de réservoirs d'hydrogène à haute pression, le deuxième composant novateur du véhicule à hydrogène après la pile à combustible, paraît probable. Les meilleurs réservoirs, en matériaux composites résistant à des pressions allant jusqu'à 700 bars et contenant 4 kg d'hydrogène, sont actuellement en test en France. Ils pourraient déboucher à terme sur une production de série de réservoir pouvant contenir jusqu'à 8 kg d'hydrogène et assurant ainsi une autonomie de 500 km.

Les productions massives d'hydrogène à partir de l'eau sont envisageables. L'électrolyse à haute température (500-800°) permettra d'améliorer les rendements, médiocres à la température ordinaire (de l'ordre de 22 %) de l'électrolyse ; elle se heurte pour l'instant à une mauvaise tenue des matériaux constituant les électrolyseurs en présence de vapeur d'eau à haute température. La deuxième voie, celle de la décomposition de l'eau par cycle thermo-chimique devrait avoir un rendement global élevé (de l'ordre de 50 %). La réaction étant fortement endothermique, elle suppose un apport important de chaleur que, seules, les sources de chaleur issues du nucléaire de quatrième génération ou du solaire à concentration (700-1000°) pourront fournir, à l'horizon d'une trentaine d'années.

Pour des applications « stationnaires » (au sol), la pile à combustible à oxyde solide (SOFC) qui fonctionne à des températures très élevées (de l'ordre de 800°C) peut utiliser directement, sans reformage, le gaz naturel. De plus la chaleur résiduelle peut être récupérée, ce qui permet d'espérer un rendement global de l'ordre de 80 %. Les coûts de production de série acceptables sont estimés à 1000 - 1200 €/kW.

Dans le domaine du véhicule routier, si toutes les conditions sont réunies, la production de série d'un véhicule léger est envisageable. Mais ces conditions sont nombreuses et en particulier la mise au point d'une pile à combustible adaptée, c'est-à-dire à faible coût, faible poids, faible encombrement et bonnes performances. Les espoirs se fondent actuellement sur une pile à membrane échangeuse de protons (PEMFC) qui fonctionne à 80°C avec un électrolyte polymère. L'enjeu des recherches est de passer du prototype actuel à une production de série pour un coût inférieur à 30 à 50 €/kW.

## **12- VEHICULES ROUTIERS**

Parmi les différents modes de transport, le mode routier est largement prépondérant (81 % du transport intérieur terrestre de marchandises et 88 % du transport intérieur de voyageurs<sup>39</sup>). Il est par ailleurs presque totalement dépendant du pétrole et contribue pour près de 28 % aux émissions de gaz à effet de serre en France<sup>40</sup>. Ces chiffres justifient que l'on s'intéresse en priorité à ce mode de transport.

La technologie n'est pas tout et la consommation d'énergie dans les transports a, il est vrai, bien d'autres causes que la consommation unitaire des véhicules : modes de vie (étalement urbain, déplacements de loisirs, télétravail, etc.), organisation de l'économie (délocalisations, flux tendus, etc.), niveau économique, caractéristiques démographiques, répartition des déplacements entre les différents modes de transport, etc. Au niveau du transport routier lui-même, d'autres facteurs que la technologie des véhicules jouent un rôle important dans la consommation : modes de conduite, vitesses limites, optimisation des déplacements, choix du véhicule adapté aux besoins, renouvellement du parc, etc.

Ces considérations ne doivent cependant pas conduire à négliger l'aspect technologique des véhicules routiers pour lesquels des progrès importants ont été enregistrés ces dernières années mais auxquels des perspectives prometteuses s'ouvrent encore aujourd'hui.

Les consommations et les émissions de gaz à effet de serre unitaires des véhicules ont effectivement sensiblement diminué : la consommation unitaire des véhicules produits en France a chuté de 15 % depuis 1990 et, avec 154 g/km, un véhicule léger mis en service en 2003 produit en moyenne 30 % de moins de dioxyde de carbone qu'un véhicule mis en service en 1975<sup>41</sup>.

Ces progrès sont dus pour partie aux évolutions technologiques mais aussi pour partie à l'évolution de la part de véhicules diesel dans le parc automobile français. En l'état actuel de la technique, la consommation d'un véhicule diesel est en effet inférieure de 30 % et les émissions de CO<sub>2</sub> inférieures de 20 % à celles d'un véhicule à essence équivalent. En raison de l'évolution des prix des véhicules et des carburants, la part des véhicules diesel dans les ventes de véhicules légers neufs en France est passée de 33 % en 1990 à 69 % en 2004<sup>42</sup>. En 2002, les voitures diesel représentaient 39 % du parc, mais 52 % de la circulation<sup>43</sup>.

### **12.1. Quasi-sûr**

Sur le plan technique, pour aller au-delà des performances actuelles des véhicules tant diesel qu'essence, les constructeurs peuvent agir sur quatre leviers :

- réduire la masse des véhicules ;
- améliorer leur aérodynamisme ;
- réduire leur résistance au roulement ;
- réduire la consommation du groupe motopulseur.

Sur les trois premiers points, certains progrès réalisés ces dernières années ont été effacés par des exigences croissantes de la clientèle en matière de confort et de sécurité, qui conduisent à développer les équipements. C'est ainsi que, par exemple :

---

<sup>39</sup> *Les comptes des transports en 2005*, ministère des transports, de l'équipement, du tourisme et de la mer, p. 29 et p. 47

<sup>40</sup> *Mobilité, transport et environnement*, Rapport de la Commission des comptes et de l'économie de l'environnement, Documentation française, 2006, p. 138

<sup>41</sup> *Démarche prospective transports 2050, éléments de réflexion*, Section Economie et transport du Conseil général des ponts et chaussées, 2006, [http://www2.equipement.gouv.fr/rapports/themes\\_rapports/transport/cgpc\\_2050\\_mars%202006.pdf](http://www2.equipement.gouv.fr/rapports/themes_rapports/transport/cgpc_2050_mars%202006.pdf)

<sup>42</sup> *La voiture du futur : moins polluante et plus économe*, Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, Christian Cabal et Claude Gatignol, 2005, p.31

<sup>43</sup> *Mobilité, transport et environnement*, Rapport de la Commission des comptes et de l'économie de l'environnement, Documentation française, 2006, p. 201

- la masse des véhicules a augmenté de 18 % pour les véhicules à essence, et de 24 % pour les véhicules diesel entre 1990 et 2003 ;
- la part des véhicules climatisés dans les ventes de véhicules neufs est passée de 16 % en 1996 à 85 % en 2005 ;
- la puissance moyenne des véhicules particuliers a augmenté de 1,4 % par an pour les véhicules à essence et de 2,8 % par an pour les véhicules diesel entre 1990 et 2003<sup>44</sup>.

Des progrès importants peuvent toutefois être encore obtenus : en matière d'allègement grâce à l'utilisation de nouveaux matériaux ; en matière d'aérodynamisme si la priorité lui est donnée dans la recherche des formes ; en matière de résistance au roulement, grâce à l'optimisation des pneumatiques.

Mais c'est sans doute en matière de consommation unitaire de carburant fossile des moteurs que les gains semblent les plus prometteurs.

La motorisation diesel devrait s'améliorer grâce à diverses innovations. L'injection directe devrait permettre des réductions de consommation à court terme de l'ordre de 5 à 10 %. La turbosuralimentation à géométrie variable permettra d'orienter les ailettes de la turbine de suralimentation pour assurer une pression optimale de l'air envoyé dans le moteur en fonction de son régime. La combustion homogène (HCCI, *Homogeneous Charge Compression Ignition*) qui vise à optimiser le mélange air/carburant et la combustion pourrait aboutir vers 2010 et améliorer légèrement la consommation en diminuant significativement les émissions de polluants.

Pour les voitures à essence, l'injection directe, la suralimentation et la distribution variable sont des technologies matures qui permettent, à performances égales, de réduire le poids du moteur et du véhicule (« *downsizing* »), et donc la consommation. Au total, l'IFP estime que la combinaison de ces différents systèmes peut permettre d'atteindre une économie de consommation de l'ordre de 25 à 30 %<sup>45</sup>.

Dans un moteur thermique, d'autres carburants que le gazole ou l'essence peuvent être utilisés. Les avis sont de plus en plus convergents pour considérer que le carburant GPL (gaz de pétrole liquéfié) n'a pas d'avantage déterminant en matière de rendement ou d'émission de polluants et est donc sans avenir.

En revanche, sur le moyen terme, la production de carburants liquides, essence et/ou gazole, peut être envisagée non plus uniquement à partir de pétrole, mais aussi à partir d'autres ressources telles que le gaz naturel (GTL - *gas to liquid*) et le charbon (CTL - *coal to liquid*). Ces technologies, utilisant la transformation en gaz de synthèse (syngas) suivie par la synthèse Fischer-Tropsch, permettent une production de produits pétroliers (Diesel, Kérosène) de très bonne qualité. Se pose néanmoins la question des émissions de CO<sub>2</sub> qui sont supérieures à celles des filières traditionnelles. En 2006, une installation GTL a été lancée au Qatar (34 000 b/jour). L'AIE prévoit environ 150 Mtep (2,3 Mb/j) à l'horizon 2030. La voie CTL, plus coûteuse, mais réalisable techniquement, est une solution étudiée par différents pays possédant d'importantes ressources de charbon (Chine, Inde, Australie et États-Unis, etc.). Un projet est en phase de construction en Chine qui a pour objectif de produire 20 Mtep (0,4 Mb/j) de carburants à partir de charbon en 2020. L'AIE prévoit 40 Mtep (0,75 Mb/j) en 2030.

Le GNV (gaz naturel véhicule, en fait du méthane) semble prometteur car il permet non seulement de réduire la dépendance de l'automobile vis-à-vis du pétrole, comme les GtL et CtL, mais aussi ses émissions de dioxyde de carbone (gain de 20 %). Près de 4 millions de véhicules circulent au GNV dans le monde (en Argentine et en Iran, en particulier). Les pays les plus intéressés sont évidemment ceux qui possèdent des ressources abondantes en gaz naturel. Des véhicules bicarburants essence/GNV avec des moteurs à essence adaptés sont aujourd'hui commercialisés. En France, selon le protocole signé entre l'État et l'Association française du gaz naturel pour véhicule en 2005, l'objectif est d'atteindre 100 000 véhicules de ce type en 2010 contre environ 10 000 actuellement. Ils appartiennent pour la plupart à

<sup>44</sup> *Mobilité, transport et environnement*, Rapport de la Commission des comptes et de l'économie de l'environnement, Documentation française, 2006, p. 144

<sup>45</sup> *La voiture du futur : moins polluante et plus économe*, Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, Christian Cabal et Claude Gatignol, 2005, p. 145-155

des collectivités publiques (bus, bennes à ordures, véhicules utilitaires légers, etc.)<sup>46</sup> et c'est sans doute dans le prolongement des expériences actuelles, par l'équipement de flottes captives de véhicules d'entreprises ou d'administrations, que le développement de la filière GNV pourrait se faire dans un premier temps.

Deux pistes d'améliorations sont en développement pour bénéficier de toutes les potentialités du GNV : l'allègement des réservoirs de stockage du gaz sur le véhicule (à pression aujourd'hui de 200 bars) et l'augmentation de leur capacité, ce qui accroîtrait l'autonomie en fonctionnement (300 km actuellement), et l'optimisation du moteur. La question de la distribution du GNV est également examinée et l'approvisionnement au domicile des particuliers à partir du réseau de distribution de gaz naturel est en cours d'expérimentation. L'avenir de cette voie suppose une maîtrise des coûts et des risques liés à l'explosivité et au stockage sous pression du GNV.

En substitution aux carburants fossiles, les biocarburants sont évidemment appelés à jouer un rôle croissant (cf. chapitre biomasse). En ce qui concerne les véhicules diesel, les huiles végétales transformées en EMHV (esters méthyliques d'huile végétale) peuvent être incorporées en quantité quelconque dans le gazole sans modification du véhicule. Pour les véhicules à essence, si l'incorporation à l'essence de l'ETBE (éthyl tertio butyl éther), produit dérivé de l'éthanol, peut se faire à un taux quelconque sans modification du véhicule, il n'en va pas de même pour l'éthanol pur qui nécessite un véhicule adapté, dit « flex-fuel ». Divers constructeurs commercialisent des véhicules de ce type dans plusieurs pays (Brésil, Suède, etc.) et aussi maintenant en France. Début 2005, le nombre de véhicule flex-fuel dans le monde était voisin de 400 000<sup>47</sup>.

Contrairement à ces évolutions technologiques qui, pour le profane, ne remettent pas en cause de façon significative les principes de fonctionnement du véhicule routier, l'utilisation à grande échelle de l'électricité comme énergie motrice apparaît comme une innovation spectaculaire. Pourtant ce n'est pas la révolution à laquelle certains s'attendaient, en pronostiquant l'avènement du véhicule tout électrique en substitution du véhicule à moteur thermique. Le véhicule électrique n'a en effet pas encore surmonté quatre handicaps majeurs qui entravent son développement depuis de nombreuses années : son autonomie entre deux recharges de batteries, le temps de leur recharge (pendant lequel le véhicule est immobilisé), le chauffage de l'habitacle et le coût de série du véhicule.

Ces obstacles ne permettent pas de prévoir un avenir « quasi-sûr » à cette technique et c'est d'une façon moins radicale mais plus assurée que l'électricité s'introduit dans le véhicule comme énergie de propulsion. La piste du véhicule « hybride » combinant motorisation thermique et motorisation électrique d'appoint fait en effet déjà l'objet de nombreuses applications commerciales. Elle est appelée à se développer sous des formes qui donneront de plus en plus de poids à l'électricité dans la propulsion.

Le premier pas dans cette direction est le système « stop and start ». Le principe consiste à arrêter automatiquement le moteur lorsque le véhicule s'arrête, par exemple à un feu, et à le relancer également automatiquement pour le redémarrage du véhicule. Cela suppose, par rapport aux véhicules classiques, de disposer d'un équipement électrique adapté : une batterie de capacité suffisante et un alternateur-démarrateur. Cet organe combine et amplifie les fonctions classiques d'alternateur et de démarreur et, selon les besoins, il est entraîné par le moteur thermique et recharge la batterie ou, au contraire, fonctionne en moteur électrique alimenté par la batterie pour redémarrer le moteur thermique. Ce système permet une réduction de 5 % de la consommation et des émissions de gaz à effet de serre en cycle européen normalisé, et jusqu'à 15 % en circulation réelle urbaine.

Dans ce premier cas, le rôle du moteur électrique est relativement marginal. La véritable hybridation consiste à disposer sur un même véhicule de deux systèmes de motorisation : thermique et électrique, la chaîne électrique pouvant fonctionner soit en générateur et restituer sous forme électrique à la batterie l'énergie mécanique du véhicule récupérée au freinage ou dans les fortes pentes, soit en moteur, en appoint de la motorisation thermique.

---

<sup>46</sup> *La voiture du futur : moins polluante et plus économe*, Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, Christian Cabal et Claude Gatiagnol, 2005, p. 114

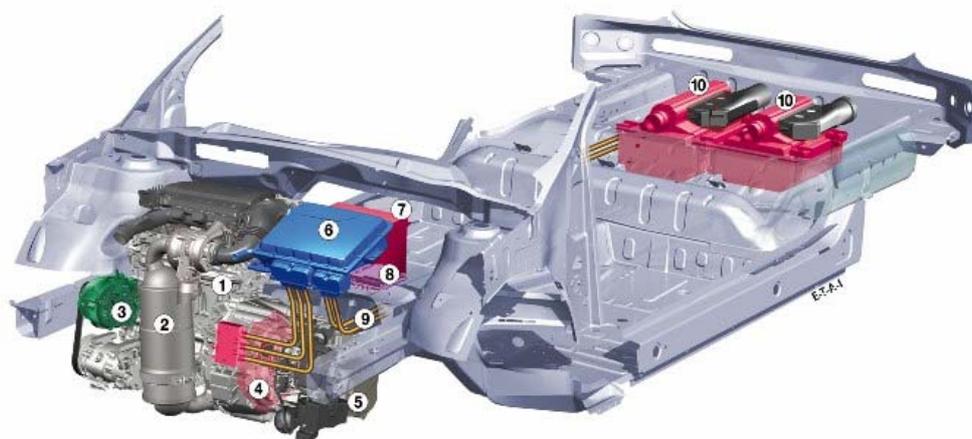
<sup>47</sup> *Les biocarburants, état des lieux, perspectives et enjeux du développement*, Daniel Ballerini, IFP, 2006, p. 29

Avec une hybridation essence, la réduction de consommation permet d'atteindre le niveau de consommation d'un véhicule diesel, mais avec un véhicule nettement plus cher (de 4000 à 5000 €). C'est pourquoi des constructeurs travaillent à la mise au point de véhicules hybrides diesel, de façon à appliquer cette réduction de consommation aux performances déjà élevées du moteur diesel. L'objectif est de commercialiser un véhicule diesel hybride de moyenne gamme à l'horizon 2010 avec un écart acceptable pour le client : du même ordre de grandeur que l'écart actuel entre véhicules essence et diesel.

### Chaîne de traction de véhicule diesel hybride

**PEUGEOT 307** >Hybride HDi< **CITROËN C4**

Chaîne de traction hybride HDi sur plate-forme 2



- 1-Moteur diesel 1,6l HDi (66kW).
- 2-FAP : filtre à particules (brevet PSA Peugeot Citroën).
- 3-Système Stop and Start.
- 4-Moteur électrique (16 kW).
- 5-Boîte de vitesses pilotée à 6 rapports.
- 6-Electronique de puissance (Onduleur et Convertisseur Haute Tension).
- 7-Batterie 12 Volts.
- 8-Superviseur chaîne de traction hybride (PTMU).
- 9-Câbles électriques Haute Tension.
- 10-Batteries Haute Tension Ni-MH 288 Volts.

PSA PEUGEOT CITROËN

La plupart des évolutions technologiques « quasi-sûres » évoquées ici peuvent s'additionner et cumuler leurs gains énergétiques. Ainsi un véhicule hybride équipé d'un moteur diesel optimisé et alimenté en biodiesel constituera à moyen terme, si toutes les conditions économiques sont réunies, une solution très performante qui permet d'envisager une émission de CO<sub>2</sub> réduite à 70 ou 75 g/km. C'est un niveau inférieur d'environ 50 % à celui des émissions moyennes européennes des véhicules vendus aujourd'hui en Europe.

Pour toutes ces transformations, l'horizon n'est pas seulement lié aux délais de mise au point de la technologie ni à son succès commercial, mais aussi au temps de renouvellement du parc : compte tenu de la durée de vie des véhicules légers et plus encore des véhicules utilitaires (camions, bus, ...), une innovation technologique commercialisée ne fait pleinement sentir ses effets qu'au bout de 15 à 20 ans. C'est pourquoi on peut estimer l'horizon d'une diffusion significative de véhicules dotés de telles caractéristiques à 2010 - 2015.

## 12.2. Probable

Dans le prolongement du véhicule hybride « de première génération » présenté ci-dessus, on peut envisager la mise au point de véhicules dont la puissance électrique serait augmentée et dont le moteur électrique serait en mesure d'assurer seul la traction sur une distance significative (de l'ordre de 50 km).

Cela suppose un équipement du véhicule en batteries de capacité suffisante et la possibilité de recharger ces batteries à poste fixe à partir du réseau de distribution d'électricité au garage ou au parking. Cet objectif est très lié à la mise au point de batteries plus performantes que les batteries nickel-métal-hydrure qui équipent actuellement les véhicules hybrides.

Les recherches portent sur des batteries lithium-ion. Selon les résultats, ces dernières pourraient permettre de faire sauter le verrou technologique qui bloque le développement du véhicule tout électrique. On estime qu'il faudrait diviser par deux le coût de ces batteries pour que le véhicule tout électrique trouve une pertinence économique. La Chine semble fonder de grands espoirs sur le véhicule tout électrique et il faut continuer à en suivre les développements. Comme pour les véhicules au GNV, et pour les mêmes raisons (autonomie, fiabilité), en France ce développement passerait probablement par l'équipement de flottes captives d'entreprises et de collectivités. L'intérêt de ces véhicules au regard de l'émission de CO<sub>2</sub> doit bien évidemment tenir compte de la voie par laquelle l'électricité a été produite.

### 12.3. Possible

Au-delà de ces perspectives, à un horizon estimé entre 2025 et 2040, on peut penser au véhicule à pile à combustible. Son développement est lié à la mise au point non seulement de la pile à combustible elle-même, mais aussi d'un véhicule d'une conception en grande partie nouvelle (réservoir d'hydrogène à haute pression, moteur électrique, etc.), d'un réseau de distribution de l'hydrogène au grand public et d'une production de masse d'hydrogène, et donc, plus généralement, à la mise en place d'une économie de l'hydrogène. C'est la raison pour laquelle cette question est présentée dans le chapitre Hydrogène.

## > 13- HABITAT

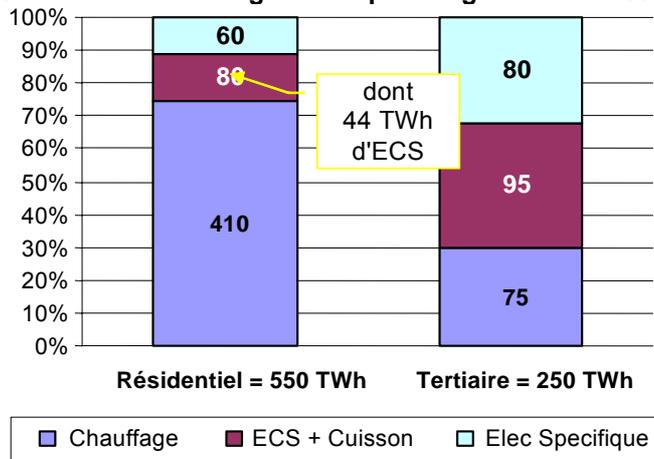
Le bâtiment représente 46 % de la consommation d'énergie finale en France, soit près de 800 TWh<sup>48</sup> répartis entre 550 TWh pour le résidentiel et 250 TWh pour le tertiaire. Cette énergie consommée entraîne l'émission de 120 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> (85 Mt pour le résidentiel et 35 Mt pour le tertiaire) représentant 25 % des émissions nationales.

Depuis 1974 des réglementations thermiques ont été établies pour réduire progressivement la consommation d'énergie de la construction neuve, en particulier celle qui est destinée au chauffage, car ce poste représente les deux tiers de la consommation d'énergie et la majeure partie des émissions de CO<sub>2</sub>, en moyenne du parc. Ces dispositions s'inscrivent désormais dans le cadre de directives européennes. La réglementation thermique a également pour but de limiter l'inconfort d'été dans les locaux non climatisés par l'introduction du calcul de la température intérieure. Des exigences s'appliquent également aux performances minimales des éléments de l'enveloppe et des équipements.

Dans le parc de logements existants, le diagnostic de performance énergétique (DPE) est désormais obligatoire lors des mutations. L'affichage auquel il correspond devrait conduire, une fois le dispositif rodé, à une prise de conscience de l'importance des décisions individuelles pour faire des économies d'énergie dans les bâtiments. Une réglementation va prochainement paraître qui imposera des dispositifs à performance minimale lors du remplacement de composants importants.

Les connaissances statistiques et typologiques sur le tertiaire sont encore mal appréhendées du fait de son hétérogénéité. Toutefois, on constate que les dépenses de chauffage, qui représentent la moitié des consommations, augmentent beaucoup moins que les autres consommations liées à la climatisation, à l'eau chaude sanitaire (ECS), aux cuisines, à l'informatique, aux ascenseurs, etc.

**Consommation énergie finale par usage - France 2003**



Les mutations qui s'imposent dorénavant au secteur du bâtiment prennent place dans un horizon de réduction drastique des consommations énergétiques et des émissions de gaz à effet de serre. Cela a justifié la mise en place d'un important programme de recherche sur l'énergie dans le bâtiment : le PREBAT, dont le fonctionnement est analogue à celui du PREDIT dans le domaine des transports.

Les évolutions technologiques qui concernent le secteur du bâtiment et sa consommation énergétique visent en priorité :

- la réduction des besoins de chaleur, dans le bâtiment neuf et dans le parc existant ;

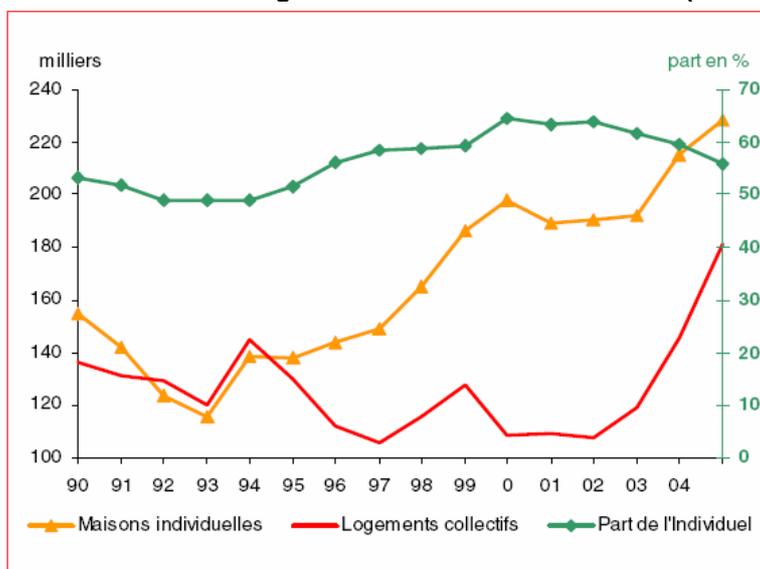
<sup>48</sup> Bois et EnR inclus, à hauteur de 7,7 Mtep pour le secteur résidentiel et 1,2 Mtep pour le tertiaire. Source : Minefi, 2005

- l'inversion de la croissance des consommations d'électricité (climatisation et confort d'été, éclairage, électronique, etc.)
- la production locale par le développement des énergies renouvelables (solaire, bois, etc.) ;
- la gestion des différentes sources de chaleur et d'électricité, par la mutualisation et le stockage de la production locale.

La cible dite du « facteur 4 » implique également un arbitrage entre les sources d'énergie, selon leur contenu en carbone. Les énergies renouvelables, solaire et bois en particulier, occupent une place privilégiée dans les solutions à promouvoir. Le bois de chauffage qui, à plus de 7,5 Mtep, compte pour 20 % des consommations de chaleur (chauffage et eau chaude sanitaire) du parc de logements, pourrait ainsi occuper une place plus importante. L'utilisation des pompes à chaleur nettement moins consommatrices d'électricité introduirait une rupture avec la spécificité française du chauffage électrique par effet Joule, qui semble pourtant perdurer dans la construction neuve.

Le parc résidentiel métropolitain en 2004 comporte plus de 30 millions de logements, dont 25,3 millions de résidences principales constituées en majorité (56 %) de maisons individuelles. Les logements construits annuellement, de l'ordre de 400 000 unités en année moyenne, représentent 1 % du parc total. Le taux d'accroissement du parc est encore inférieur car il faut déduire les logements détruits annuellement (0,1 à 0,2 % par an). Le renouvellement du parc est en conséquence très lent.

### Évolution de la construction de logements individuels et collectifs (mises en chantier)



Source : MTETM/SESP, Sitadel

Sur la base de 25,7 millions de résidences principales en 2005, le parc atteindrait en 2050, un total de près de 33 millions d'unités.

Dans le secteur du logement, la consommation moyenne annuelle d'énergie est de l'ordre de 250 kWh d'énergie finale par m<sup>2</sup>, dont 190 kWh pour le chauffage. Le chauffage demeure une priorité d'action dans le parc existant, puisqu'il représente 75 % de la consommation énergétique totale du logement, alors que sa part se réduit dans le neuf à 50 % ou 60 %, et 30 % dans le cas de logement à très basse consommation d'énergie (TBE).

### Consommation d'énergie finale par usage dans le parc de résidences principales (en 2000)

Usage	Consommations totales* (en Mtep)	Consommations unitaires (en kWh/m2)
Chauffage	34,9	190
Eau chaude sanitaire (ECS)	4,1	22
Cuisson	2,6	14
Electricité spécifique	4,8	26
<b>Total</b>	<b>46,4</b>	<b>253</b>

\*EnR incluses

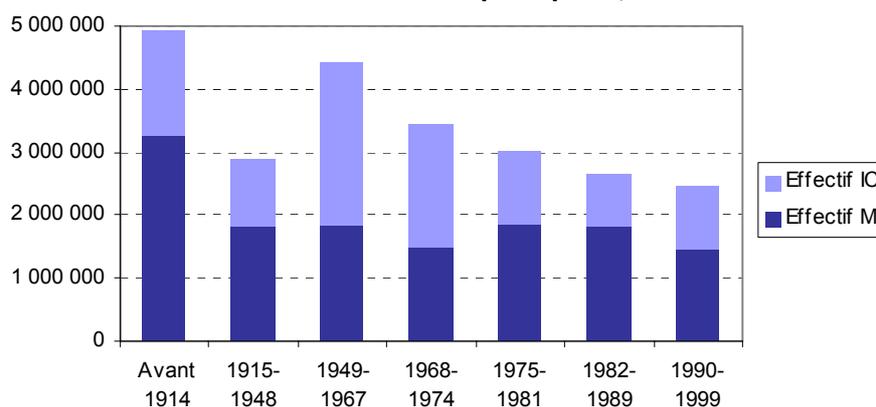
Source : Observatoire de l'énergie (bilans de l'énergie)

Deux principaux gisements de réduction des consommations d'énergie de chauffage apparaissent dans le parc existant :

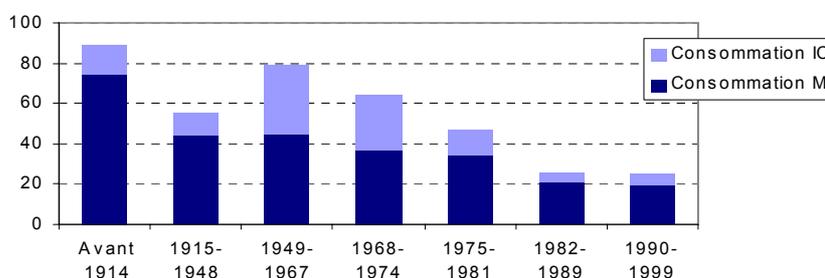
- pour les maisons individuelles, le parc antérieur à 1975, date de la première réglementation thermique, qui cumule 68 % des consommations de chauffage totales pour seulement 35 % des effectifs ;
- pour les immeubles collectifs, essentiellement le parc construit entre 1949 et 1975 dont la consommation est supérieure aux autres.

C'est dans ces segments de parc que les actions devraient être engagées en priorité, les consommations unitaires étant élevées en raison d'équipements de chauffage vétustes, associés à un bâti faiblement isolé.

#### Effectifs de résidences principales, 1999



#### Consommations de chauffage en TWh (1999)



L'application du facteur 4 retenu pour les émissions de CO<sub>2</sub> conduirait à un objectif de consommation moyenne en 2050 pour l'ensemble des logements de l'ordre de 50 kWh/m<sup>2</sup> pour les usages de chauffage de locaux et de l'eau chaude sanitaire, si les parts de marché des énergies actuelles étaient maintenues. Mais le recours aux énergies renouvelables (bois, géothermie) permettrait de desserrer la contrainte pour

certaines catégories du parc existant. Le gisement doit être estimé, notamment pour ce qui concerne l'extension et la création de réseaux de chaleur, qui pourraient être alimentés au bois.

L'application de la réglementation thermique progressive qui prévoit des gains de consommation de 15 % tous les 5 ans, conduit à des consommations unitaires de l'ordre de 25 kWh/m<sup>2</sup> en 2050 (et environ 15 kWh/m<sup>2</sup> pour le chauffage). La consommation moyenne de chauffage du parc neuf cumulé sur l'intervalle, sans intervention nouvelle, serait voisine de la cible de 50 kWh/m<sup>2</sup> pour le chauffage : les objectifs de performance de ce parc neuf pourraient être plus ambitieux.

### 13.1. Quasi-sûr

Dans une double perspective, de limitation des consommations énergétiques et de compatibilité avec les conditions climatiques prévisibles en été, des critères de performances minimales pour les matériaux et équipements devraient être instaurés. Ils seront précisés, dans le cadre de la loi POPE, par un décret à paraître, pour une mise en application au 1<sup>er</sup> novembre 2007. La rénovation thermique globale sera obligatoire à partir du 1<sup>er</sup> avril 2008, pour tout maître d'ouvrage d'un bâtiment de plus de 1000 m<sup>2</sup> qui réaliserait des travaux supérieurs à 80 € HT/m<sup>2</sup>. Ce principe d'une réhabilitation globale, éventuellement répartie en plusieurs phases pour des raisons de financement, semble pouvoir s'appliquer sans difficulté majeure aux maisons individuelles.

L'application systématique des MTD (meilleures techniques disponibles) conduirait à une économie d'énergie approchant 50 %<sup>49</sup>. Les actions principales concernent l'isolation thermique extérieure des parois verticales, l'isolation des combles, des planchers, l'installation de chaudières performantes, les pompes à chaleur (à haute température en remplacement de chaudière), les double vitrages, l'eau chaude solaire, et dans une moindre mesure - le gisement apparaît plus faible dans le logement - le froid et l'éclairage. En complément de telles actions, une gestion intelligente de l'énergie peut contribuer à diminuer les consommations, par la prise en compte des prévisions météo et de l'occupation des pièces, par une régulation des occultations, par le contrôle des équipements énergétiques et de l'éclairage. Il convient également de faciliter le respect par les usagers des niveaux de température d'air intérieur, que la réglementation fixe à 19°C. Les niveaux atteints sont sensiblement supérieurs (de 21 à 23°C), ce qui affaiblit considérablement les impacts de la réglementation. Pour s'appliquer à la réhabilitation des logements existants dans des conditions économiques plus accessibles, ces MTD nécessiteront des développements et des adaptations qui, compte tenu de l'importance de ce parc, constituent un enjeu majeur. C'est d'ailleurs la priorité du programme PREBAT.

A l'image de ce qui se pratique en Suisse et en Allemagne, un label « Bâtiment basse consommation » devrait voir le jour rapidement, à l'initiative de l'association Effnergie : dans l'habitat, la cible serait de 50 kWh/m<sup>2</sup> en énergie primaire<sup>50</sup>, modulée suivant la zone climatique, pour le chauffage, l'ECS, la ventilation, le refroidissement et l'éclairage. L'expérience suisse montre que le surinvestissement peut être estimé à 2 à 3 %, pour chaque saut de -15 % dans les consommations énergétiques.

---

<sup>49</sup> Communication de Jean-Pierre BENQUE Directeur Général Adjoint d'EDF, à la Commission Énergie, le 10 janvier 2007

<sup>50</sup> La réglementation 2005 fixe les coefficients de conversion entre l'énergie finale et l'énergie primaire : 2,58 pour l'électricité, y compris les pompes à chaleur électrique, 1 pour les autres énergies. La Suisse, de son côté, a introduit dans le label Minergie un coefficient de 2 pour l'électricité, 0,5 pour le bois et 1 pour les autres énergies

On peut dresser une première liste de ruptures technologiques et architecturales s'appliquant à court terme (5 à 10 ans) pour le parc neuf<sup>51</sup> :

- une isolation thermique par l'extérieur pour réduire les ponts thermiques ;
- une bonne étanchéité à l'air ;
- la généralisation de la ventilation mécanique contrôlée double flux (réchauffage de l'air entrant par l'air sortant, avec un rendement supérieur à 0,8) ;
- des procédés de génération et distribution de chaleur de faible puissance (10 à 15 W/m<sup>2</sup>) ;
- la prise en compte du confort d'été qui devient prioritaire dans une conception bioclimatique d'ensemble (bonne exposition solaire, inertie thermique intérieure suffisante, recours à l'éclairage naturel dans le maximum de pièces) ;
- la généralisation du solaire thermique pour l'eau chaude sanitaire<sup>52</sup> en l'absence de réseau de chaleur bois ou de géothermie.

Le chauffage solaire de l'eau fait appel aux capteurs souples pour les piscines et aux capteurs plans pour l'équipement de la maison. Les rendements de captation devraient être améliorés par l'introduction de nano matériaux dans les vitrages réduisant leur coefficient de réflexion. Une troisième catégorie de systèmes solaires thermiques, sous forme de capteurs sous vide, est destinée plus particulièrement à la climatisation.

La pompe à chaleur qui, à prix acceptable, réduit d'un facteur proche de 3 la consommation d'énergie finale, pour un même niveau de besoins de chauffage, devrait remplacer le chauffage électrique par effet Joule, pour l'équipement des logements neufs.

Dans les maisons individuelles existantes, une partie du parc des chaudières gaz ou fioul pourraient être progressivement remplacée par des équipements valorisant les énergies nouvelles et renouvelables : bois, géothermie, solaire thermique en particulier pour la production d'eau chaude sanitaire. Dans les tissus urbains plus denses et en immeubles collectifs, une voie complémentaire consiste à développer des chaufferies collectives au bois alimentant des réseaux de chaleur. La cogénération gaz pourrait se développer, en réponse à des besoins conjoints de chaleur et d'électricité. Des équipements de type pompe à chaleur haute température peuvent également être envisagés, tout en maintenant une distribution classique par chauffage central. Le bilan final en émissions de gaz à effet de serre dépend de multiples facteurs : le mix de production électrique en période de chauffage, les consommations induites pour la climatisation dans le cas de système réversible, enfin les progrès technologiques qui seront accomplis pour limiter le recours aux fluides frigorigènes à fort impact en effet de serre.

### 13.2. Probable

Des recherches portent sur les composants d'enveloppe et les équipements<sup>53</sup> :

- les super-isolants pour réduire les épaisseurs, les isolants sous vide en isolation par l'intérieur ;
- les isolants adaptatifs pour se protéger du froid et profiter des apports solaires ;
- les vitrages actifs et sélectifs : isolants, producteur d'énergie avec intégration de cellules photovoltaïques, filtrants pour éviter l'éblouissement, auto-nettoyants ;
- les protections solaires produisant de l'énergie ;
- les systèmes d'éclairage à diodes ;
- l'intégration de micro-éoliens en façades et en toiture ;
- les panneaux solaires et cellules photovoltaïques (tuiles, éléments de façades...)

---

<sup>51</sup> *Vers des bâtiments à énergie positive*, CSTB, Alain Maugard, Jean-Robert Millet, Daniel Quénard [www.cstb.fr/bepos/animations.asp](http://www.cstb.fr/bepos/animations.asp)

<sup>52</sup> Une surface de captation de 2 m<sup>2</sup> par logement est prise comme référence pour les maisons individuelles de la RT 2005. Pour les immeubles collectifs, compte tenu des difficultés d'insertion en zone urbaine ou de limites constructives, la référence est établie sur la base de 1 m<sup>2</sup> par logement

<sup>53</sup> *Economies d'énergie dans l'habitat*, CSTB, Emmanuel Fleury et Ahmad Husaunndee, Département développement durable, 29/09/05

- la cogénération solaire, par panneau solaire hybride à eau (face extérieure équipée de cellules photovoltaïque, circulation d'eau en face arrière pour récupération de la chaleur dissipée).
- des doublages intérieurs avec des plaques de plâtre contenant des matériaux à changement de phase assurant l'inertie thermique (stockage et restitution de la chaleur diurne durant la nuit en hiver, de la fraîcheur nocturne durant la journée en été).

On le voit, l'application des technologies nouvelles destinées à produire, à utiliser ou à économiser l'énergie dans l'habitat est d'une extrême complexité. Cela tient à la diversité des techniques, à leur évolution continue, à la diversité des cas d'application (en particulier pour les logements anciens), à la nécessité d'assurer une maintenance des installations en service, à la multiplicité des corps de métiers impliqués dans ces opérations, au grand nombre d'entreprises, souvent artisanales, et aux effectifs bien plus grands encore. Pour offrir aux clients un service de qualité, ce sont toutes les corporations du bâtiment et les opérateurs en énergie, des centaines de milliers d'entreprises le plus souvent très petites, plus d'un million d'artisans et de compagnons qui vont devoir opérer une véritable révolution culturelle. Ce service nécessite la formation des professionnels, évidemment, mais aussi la coordination des différents corps de métier de façon à offrir au client un interlocuteur unique et disponible. Des objectifs de maîtrise énergétique clairs et ambitieux, comme celui d'une consommation dans l'habitat limitée à 50 kWh/m<sup>2</sup>/an peuvent permettre de mobiliser la profession. Mais cette révolution ne pourra se faire que progressivement et demandera sans doute de l'ordre d'une génération, environ 25 ans, pour se mettre totalement en place.

La question du bâtiment relève également des règlements d'urbanisme qui pourraient prendre en compte les performances énergétiques des bâtiments : au-delà de la construction neuve de conception énergétique très performante, qui bénéficierait d'un dépassement de COS dans certaines conditions, il conviendrait d'inclure la réhabilitation du bâtiment existant.

Un autre domaine peu exploré concerne l'impact des mesures proposées sur l'industrie des matériaux de construction, et en particulier celui des matériaux isolants : aujourd'hui fortement dépendants de l'industrie pétrolière, dans un proche avenir ils pourraient provenir de l'activité agricole, certes fortement sollicitée par les secteurs des transports (pour la production de biocarburants) et de la production énergétique (pour la cogénération issue de la biomasse).

## > **14- RECOMMANDATIONS (CHAPITRE EN COURS D'ELABORATION)**

Concernant les évolutions technologiques et les 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, ...) ?
- la répartition des efforts de R&D est-elle satisfaisante au regard des savoir-faire et des objectifs de notre pays ?

Pour éclairer brièvement la première question, une évaluation relativement précise des soutiens publics à la R&D dans le domaine de l'énergie a pu être faite (Estimation de l'effort public en recherche et développement dans le domaine de l'énergie en France en 2006 - *annexe 4*). Le montant est voisin de 720 M€ en 2006, ce qui représente environ 6 % du budget français de recherche et développement (source : LOLF/MIRES). Il est apparu au groupe que ce pourcentage, pour une thématique au cœur des préoccupations de tous les pays et bien sûr de la France, est faible et pourrait être augmenté. Une montée à 1G€ en 3 à 5 ans semble souhaitable.

Il est toujours délicat de définir des priorités entre technologies et d'ajuster en conséquence les soutiens publics. L'approche proposée ci-dessous peut paraître drastique et, bien évidemment, 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 clef d'analyse adoptée tout au long des chapitres précédents (« quasi sûr », « probable », « possible »).

Ainsi pour le « quasi-sûr », l'aide provenant de budgets publics de recherche ne peut être que limitée. Elle ne doit pas être affectée à la R&D qui doit être prise totalement en charge par les industriels. De même pour les aides « incitatives » sauf si, éventuellement, 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 du capital-développement. Le « 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) et par une politique réaliste d'achats publics concertés. En revanche, le « possible » est, par excellence, le domaine 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 :

- la biomasse, et en particulier le ligno-cellulosique, pour les biocarburants de deuxième génération ;
- l'énergie solaire (à la fois thermique et photovoltaïque) et le bâtiment ;
- le nucléaire de quatrième génération et le traitement des déchets nucléaires.

Les dimensionnements actuels de la R&D sur l'hydrogène et la pile à combustible, sur le pétrole et le gaz et sur les véhicules routiers apparaissent raisonnables, mais ils doivent être au moins pérennisés.

A ces orientations concernant la R&D, il conviendrait d'ajouter l'accentuation de l'effort de démonstration sur le stockage du dioxyde de carbone, de façon à avoir au moins deux sites en France.

Parallèlement à ces aspects budgétaires, le groupe formule les recommandations d'actions concrètes suivantes (liste en cours d'élaboration) :

- introduction accélérée des technologies « *passiv Haus* » dans le bâtiment neuf ;

- 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 pour mesurer les progrès réels et le passage des jalons techniques (Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et techniques ?).

# Annexes

## > ANNEXE 1 : MEMBRES DU GROUPE 3

Président : Alain Bugat, administrateur général du CEA

Rapporteur du Centre d'analyse stratégique : Patrice Dupuy

### **Membres titulaires**

Olivier Appert	Président de l'IFP
Jean-Marie Aurand	Directeur de la DPEEI (MAP)
Jean Bergougnoux	Consultant
Claude Birraux	Député de la Haute-Savoie
Catherine Brechignac	Présidente du CNRS
Pierre Castillon	Président fondateur de l'Académie des technologies
Thierry Chambolle	Membre de l'Académie des technologies
Christian de Boissieu	Président délégué du Conseil d'analyse économique
Ghislain de Boissieu	Président de UPM-Kymmene France
Jean-Martin Folz	Président de PSA Peugeot Citroën
Claude Gatignol	Député de la Manche
Patrick Kron	Président directeur général d'ALSTOM
Alain Lecomte	Directeur général de la DGUHC (MTETM)
Jacqueline Lecourtier	Directrice de l'ANR
Alain Liebard	Président de Observ'ER
Alain Maugard	Président du CSTB
André Merlin	Président du directoire de RTE
Michèle Pappalardo	Présidente de l'ADEME
Laurence Parisot	Présidente du MEDEF
Patrice Raulin	Directeur général de la DGMT (MTETM)
Jean-Pierre Traisnel	Chercheur à l'Institut français d'urbanisme

### **Suppléants**

Guy Maisonnier
Bruno Vindel
Jean-Claude Gauthier
Gilbert Ruelle
Thérèse Martinet
Stéphane Le Corre
Alain Jacq
Yves-Bruno Civel
Bernard Boulengier
Hervé Gay

## > **ANNEXE 2 : LISTE DES PERSONNES AUDITIONNEES**

Thierry Alleau, président de l'Association française de l'hydrogène

Jean-Pierre Benque, directeur général adjoint d'EDF

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, 4ème 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 au CEA

Eric Laborde, directeur général de Photowatt

Stéphane Le Corre, directeur de la Stratégie d'Alstom

Thérèse Martinet, directrice de l'environnement automobile et du développement durable de PSA Peugeot Citroën

Hervé Mignon, directeur du développement de RTE

Philippe Pradel, directeur de l'énergie nucléaire du CEA

Luc Rousseau, directeur général des entreprises au ministère de l'Economie, des finances et de l'industrie

Jean-Pierre Traisnel, chercheur à l'Institut français d'urbanisme

## > **ANNEXE 3 : BIBLIOGRAPHIE**

### 1. Ouvrages généraux

Nicholas Stern, *L'Économie du changement climatique*, octobre 2006,

[http://www.hm-treasury.gov.uk/independent\\_reviews/stern\\_review\\_economics\\_climate\\_change/sternreview\\_index.cfm](http://www.hm-treasury.gov.uk/independent_reviews/stern_review_economics_climate_change/sternreview_index.cfm)

Christian de Boissieu (sous la présidence de), *Rapport du groupe de travail « Facteur 4 »*, août 2006

[www.industrie.gouv.fr/energie/facteur4.htm](http://www.industrie.gouv.fr/energie/facteur4.htm)

Pierre Laffitte et Claude Saunier, *Les apports de la science et de la technologie au développement durable*, Tome I : Changement climatique et transition énergétique : dépasser la crise, Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, juin 2006

<http://www.senat.fr/rap/r05-426/r05-4261.pdf>

Comité stratégique NTE, *Propositions d'orientation et perspectives d'action*, 23 octobre 2006

Agence internationale de l'énergie, *Energy Technology Perspectives - Scenarios & Strategies*, 2006

*Défi climat pour la France : le « facteur 4 »*, Rapport du groupe de travail « Division par quatre des émissions de gaz à effet de serre de la France à l'horizon 2050 » sous la présidence de Christian de Boissieu, août 2006

<http://www.industrie.gouv.fr/energie/prospect/facteur4-rapport.pdf>

### 2. Production d'énergie

- Thèmes transversaux

Claude Belot et Jean-Marc Juillard, *Energies renouvelables et développement local : l'intelligence territoriale en action*, Sénat, juillet 2006

<http://www.senat.fr/rap/r05-436/r05-436.html>

Christian Bataille et Claude Birraux, *Les nouvelles technologies de l'énergie et la séquestration du dioxyde de carbone : aspects scientifiques et techniques*, Rapport, Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, 2006

<http://www.assemblee-nationale.fr/12/rap-ocst/resume-2965.pdf>

Eurobserv'ER, *Le baromètre européen 2005 des énergies renouvelables*, 2006

[http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/stat\\_baro/barobilan/barobilan5.pdf](http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/stat_baro/barobilan/barobilan5.pdf)

EDF - Observ'ER, *La production d'électricité à partir d'énergies renouvelables dans le monde - 7<sup>ème</sup> inventaire*, 2005

<http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/html/inventaire/Fr/preface.htm>

CEA, *Les enjeux de la capture-séquestration du CO<sub>2</sub>*, non daté

Académie des technologies, *Prospective sur l'énergie au XXI<sup>e</sup> siècle - annexe 9 : Recherches influençant la prospective*, décembre 2004

<http://www.academie-technologies.fr/ecrit05/energieEnvironnement.htm>

*Nouvelles technologies de l'énergie*, Rapport du groupe de travail présidé par Thierry Chambolle et Florence Méaux, 2003

Bernard Bourgeois, Dominique Finon, Jean-Marie Martin (dir.), *Énergie et changement technologique : une approche évolutionniste*, Institut d'économie et de politique de l'énergie, 2000

- Nucléaire

Académie des technologies, *Les filières nucléaires aujourd'hui et demain*, 2005

<http://www.academie-technologies.fr/publication/rapports/energieEnvironnement/NUCELAIRE/resume.pdf>

Frank Carré et Jean-Claude Petit, « Nucléaire : la génération IV », Article paru dans la revue *Futuribles*

DGEMP - document de travail, *Nucléaire*, juin 2006

*Systèmes nucléaires du futur - Stratégie et programme de R & D*, Rapport au Comité de l'énergie atomique pour l'année 2005, avril 2006

CEA, *Systèmes électrogènes du type RNR*, document de travail, 2006

- Biocarburants

Ecobilan/ADEME/DIREM, *Bilan énergétique et émissions de GES des carburants et biocarburants conventionnels*, 2006

<http://www2.ademe.fr/servlet/getDoc?cid=96&m=3&id=41339&p1=02&p2=12&ref=17597>

Daniel Ballerini, IFP, *Les biocarburants, état des lieux, perspectives et enjeux du développement*, 2006

CEA, « L'heure des biocarburants est-elle venue ? », *Lettre de l'économie*, juin 2006

André Douaud, président, Jean-François Gruson, rapporteur, *Recommandations pour un développement durable des biocarburants en France*, Commission interministérielle pour les véhicules propres et économes, janvier 2006

<http://www.ecologie.gouv.fr/IMG/pdf/BioCIVEPEOKAD20janvier.pdf>

CEA, *Les biocarburants en France*, Note interne, 01/2006

INRA Sciences sociales – Recherches, *L'ambivalence des filières biocarburants*, Recherches en économie et sociologie rurales, décembre 2005

Henri Prévot, Véronique Hespel, Jean-Yves Dupré, François Baratin, Dominique Gagey, *Rapport sur l'optimisation du dispositif de soutien à la filière biocarburants*, Conseil général des mines, Inspection générale des finances, Conseil du génie rural, 2005

Commission des finances de l'économie et du plan de l'Assemblée nationale, *Les biocarburants*, Rapport d'information, 2004

<http://www.assemblee-nationale.fr/12/rap-info/i1622.asp>

Alain Prost, Bruno Durieux, Bruno Sauvale, Alexandre Macaire, *Rapport du groupe de travail sur le soutien au développement de la filière E85*, septembre 2006

<http://lesrapports.ladocumentationfrancaise.fr/BRP/064000734/0000.pdf>

- Charbon

Groupe de travail sur le charbon du délégué interministériel au développement durable, *Charbon propre : mythe ou réalité ?*, 2006

<http://www.ecologie.gouv.fr/IMG/pdf/Charbonpropre22082006.pdf>

CEA, *Note sur le rapport Charbon propre : mythe ou réalité ?*, 2006

Georgia Plouchard et Aude Fradet, « Le stockage du CO<sub>2</sub> », *Les Cahiers du Club d'ingénierie prospective énergie et environnement*, n°17, septembre 2005

Académie des technologies, *Que peut-on faire avec le CO<sub>2</sub> ? Capture et séquestration du CO<sub>2</sub>*, février 2005

<http://www.academie-technologies.fr/publication/rapports/energieEnvironnement/sequestrationCO2/SequestrationCO2.pdf>

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

[http://www.academie-technologies.fr/publication/rapports/energieEnvironnement/RAPPORT\\_CHARBON.pdf](http://www.academie-technologies.fr/publication/rapports/energieEnvironnement/RAPPORT_CHARBON.pdf)

- Hydro-électricité

Fabrice Dambrine, haut fonctionnaire de développement durable au ministère de l'économie, des finances et de l'industrie, *Rapport sur les perspectives de développement de la production hydroélectrique en France*, 2006

- Hydrogène

Académie des technologies, *10 questions sur l'hydrogène*, mars 2005

<http://www.academie-technologies.fr/ecrit07/10QuestionsHydrogene.pdf>

Association française de l'hydrogène, *Pourquoi l'hydrogène*, mai 2004

<http://www.afh2.org/uploads/association/Chartehydrogene.doc>

CEA, *De l'hydrogène à la production d'énergie*, janvier 2004

- Réseaux de chaleur

Henri Prevot et Jean Orselli, *Les réseaux de chaleur*, Conseil général des mines, mars 2006

<http://www.ladocumentationfrancaise.fr/rapports-publics/064000732/index.shtml?xtor=EPR-526>

- Pétrole et gaz

Anne Lanthiez, *Quelles perspectives pour le transport maritime de GNL*, ISEMAR, Note de synthèse n°85, mai 2006

### 3. Consommation d'énergie

- Thèmes transversaux

*Division par quatre des émissions de gaz à effet de serre de la France à l'horizon 2050*, Rapport du groupe de travail présidé par Christian de Boissieu (projet), 2006

Rapport parlementaire présenté par André Schneider, *L'efficacité énergétique dans l'Union européenne*, février 2006

<http://www.assemblee-nationale.fr/12/pdf/europe/rap-info/i2839.pdf>

- Transport

Commission des comptes et de l'économie de l'environnement, *Mobilité, transport et environnement* Rapport, la Documentation française, 2006

Alain Prost, Bruno Durieux, Bruno Sauvalle, Alexandre Macaire, *Rapport du groupe de travail sur le soutien au développement de la filière E85*, septembre 2006

Christian Rose, *Une nouvelle dynamique pour le transport intermodal*, Rapport du CES, 15 novembre 2006

[http://www.conseil-economique-et-social.fr/ces\\_dat2/3-1actus/frame\\_derniers\\_rapports.htm](http://www.conseil-economique-et-social.fr/ces_dat2/3-1actus/frame_derniers_rapports.htm)

*Pour une Europe en mouvement - Mobilité durable pour notre continent, Examen à mi-parcours du Livre blanc sur les transports* publié en 2001 par la Commission européenne, 2006

[http://ec.europa.eu/transport/transport\\_policy\\_review/index\\_fr.htm](http://ec.europa.eu/transport/transport_policy_review/index_fr.htm)

Commission interministérielle pour les véhicules propres et économes, *Définition d'un véhicule propre et économe*, mai 2006

[http://www.ecologie.gouv.fr/article.php3?id\\_article=5844](http://www.ecologie.gouv.fr/article.php3?id_article=5844)

Section Economie et transport du Conseil général des ponts et chaussées, *Démarche prospective transports 2050, éléments de réflexion*, 2006

[http://www2.equipement.gouv.fr/rapports/themes\\_rapports/transport/cgpc\\_2050\\_mars%202006.pdf](http://www2.equipement.gouv.fr/rapports/themes_rapports/transport/cgpc_2050_mars%202006.pdf)

Christian Cabal et Claude Gatignol, *La voiture du futur : moins polluante et plus économe*, Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, 2005

<http://www.assemblee-nationale.fr/12/rap-off/i2757.asp>

*Maîtrise des émissions de gaz à effet de serre de l'aviation civile*, Rapport élaboré dans le cadre d'un groupe de travail interministériel présidé par Jean-Pierre Giblin, Conseil général des ponts et chaussées, 2005

[http://www2.equipement.gouv.fr/rapports/themes\\_rapports/environnement/2004-0217-01.pdf](http://www2.equipement.gouv.fr/rapports/themes_rapports/environnement/2004-0217-01.pdf)

Conseil général des ponts et chaussées, *Recherche et développement sur les économies d'énergie et les substitutions entre énergie dans les bâtiments*, Rapport, 2005

[http://www2.equipement.gouv.fr/rapports/themes\\_rapports/habitat/2004-0189-01.pdf](http://www2.equipement.gouv.fr/rapports/themes_rapports/habitat/2004-0189-01.pdf)

Service Economie, statistiques et perspectives du Ministère de l'Equipement, *La demande de transport en 2025 -Projection des tendances et des inflexions*, 2004 (mise à jour en cours)

World business council for sustainable development, *Mobilité 2030 : les enjeux de la mobilité durable*, 2004

*Prospective sur les transports*, Rapport du groupe de travail présidé par Maurice Bernadet, Association Ecrin, 2004

<http://www.ecrin.asso.fr/?q=node/453&highlight=prospective%2Ctransports>

« Le véhicule électrique à l'horizon 2050 », *Les cahiers du CLIP* n° 13, avril 2001

- Habitat

Alain Maugard, Jean-Robert Millet, Daniel Quénard, *Vers des bâtiments à énergie positive*

[www.cstb.fr/bepos/animations.asp](http://www.cstb.fr/bepos/animations.asp)

*Habitat et développement durable*, Publications du CLIP, cahiers 13 et 16

[www.iddri.org/iddri/telecharge/cahier-du-clip/clip\\_13.pdf](http://www.iddri.org/iddri/telecharge/cahier-du-clip/clip_13.pdf)

*Habitat-transport*, Recherche ETHEL

<http://ethel.ish-lyon.cnrs.fr> (voir travaux en cours)

Paul de Viguier, *Les politiques de l'urbanisme et de l'habitat face aux changements climatiques*, Rapport du Conseil économique et social, mai 2006

[http://www.conseil-economique-et-social.fr/ces\\_dat2/3-1actus/frame\\_derniers\\_rapports.htm](http://www.conseil-economique-et-social.fr/ces_dat2/3-1actus/frame_derniers_rapports.htm)

Philippe Aussourd, Philippe Follephant, Raphaël Slama, *Comparaison européenne sur les mesures*

*destinées à améliorer la performance énergétique des bâtiments*, Rapport du Conseil général des ponts et chaussées et de l'Inspection générale de l'environnement, janvier 2006

[http://www2.equipement.gouv.fr/rapports/themes\\_rapports/environnement/004513-01.pdf](http://www2.equipement.gouv.fr/rapports/themes_rapports/environnement/004513-01.pdf)

Jean Orselli, *Recherche et développement sur les économies d'énergie et les substitutions entre énergie dans les bâtiments*, Rapport du Conseil général des ponts et chaussées, juin 2005

Fédération française du bâtiment, *Bâtiment 2015*, mars 2005

FFB/ADEME, *Amélioration énergétique des bâtiments existants : les bonnes solutions*, 2004

Publications du CLIP, Club d'Ingénierie Prospective Énergie-Environnement

*Habitat et développement durable*, Bilan rétrospectif et prospectif, Cahier n° 13, avril 2001

[www.iddri.org/iddri/telecharge/cahier-du-clip/clip\\_13.pdf](http://www.iddri.org/iddri/telecharge/cahier-du-clip/clip_13.pdf)

*Habitat et développement durable*, les perspectives offertes par les énergies renouvelables, Cahier n°16, septembre 2004

[www.iddri.org/iddri/telecharge/cahier-du-clip/clip\\_16.pdf](http://www.iddri.org/iddri/telecharge/cahier-du-clip/clip_16.pdf)

**> ANNEXE 4 : ESTIMATION DE L'EFFORT PUBLIC EN RECHERCHE ET DEVELOPPEMENT  
DANS LE DOMAINE DE L'ENERGIE EN FRANCE EN 2006**

(en M€)	Bâtiment	Solaire	Eolien	H2/PAC	Biomasse	Biocarburants	Captage et stockage	Pétrole et gaz	Nucléaire	Véhicules	Divers	Total
IFP (coût complet)					11,3		9,4	42,7		26,9	37,0	127,3
BRGM (dotation + externe)							4,6	2,5			1,2 (géothermie)	8,3
CSTB (dotation)	5,0											5,0
INRA					3,8							3,8
CEA (subvention : coût complet - contribution industrielle)	17,7			21,3	1,7				162 (nuc indus) 102 (déchets) 57 (nuc futur)			361,7
CNRS							50,0					50,0
ANR (1/3 AP 2005 + 1/3 AP 2006)	2,4	6,4		19,5	5,5		5,1			12,8	7,4 (éco-technologies PRECODD) 9,1 (impact changement climatique)	68,2
All	0											0
ADEME	3,0	0,8 (thermique) 2,7 (électrique)			0,7	3,0				19,3 +2,4 (organisation transports)	3,7 (MDE industriel) 0,5 (géothermie) 4,0 (études)	40,1
Régions et départements												nc
6ème PCRD AP		1,0		2,0	1,7	7,0	1,8				1,2 (autre NTE)	14,7
Euratom									18,6 (fusion) 8,6 (fission)			27,2
Pole de compétitivité + FCE												nc
OSEO 2005	2,9	0,9	0,7	0,4		0,3		4,7			0,40 (hydraulique/mer) 0,75 (stockage) 0,25 (outil de marché) 3,3 (utilisation indus)	14,6
				121,7			20,9	49,9	348,2	61,4	118,8	720,9