



INSTITUT DE FRANCE
Académie des sciences

Comité
de prospective
en énergie
de l'Académie
des sciences

La recherche scientifique face aux défis de l'énergie

edp sciences

La recherche scientifique face aux défis de l'énergie

Comité de prospective en énergie
de l'Académie des sciences

ACADÉMIE DES SCIENCES

Rapport adopté par l'Académie des sciences en sa séance plénière
du 25 septembre 2012



17, avenue du Hoggar
Parc d'activités de Courtabœuf, BP 112
91944 Les Ulis Cedex A, France

Imprimé en France

© 2012, EDP Sciences, 17, avenue du Hoggar, BP 112, Parc d'activités de Courtaboeuf,
91944 Les Ulis Cedex A

Tous droits de traduction, d'adaptation et de reproduction par tous procédés réservés pour tous pays. Toute reproduction ou représentation intégrale ou partielle, par quelque procédé que ce soit, des pages publiées dans le présent ouvrage, faite sans l'autorisation de l'éditeur est illicite et constitue une contrefaçon. Seules sont autorisées, d'une part, les reproductions strictement réservées à l'usage privé du copiste et non destinées à une utilisation collective, et d'autre part, les courtes citations justifiées par le caractère scientifique ou d'information de l'oeuvre dans laquelle elles sont incorporées (art. L. 122-4, L. 122-5 et L. 335-2 du Code de la propriété intellectuelle). Des photocopies payantes peuvent être réalisées avec l'accord de l'éditeur. S'adresser au : Centre français d'exploitation du droit de copie, 3, rue Hautefeuille, 75006 Paris. Tél. : 01 43 26 95 35.

ISBN 978-2-7598-0826-7

COMPOSITION DU COMITÉ DE PROSPECTIVE EN ÉNERGIE

Présidents

Sébastien CANDEL

Membre de l'Académie des sciences –
Membre de l'Académie des technologies –
Professeur à l'École centrale Paris

Bernard TISSOT

Membre de l'Académie des sciences –
Membre de l'Académie des technologies –
Président honoraire de la Commission
nationale d'évaluation des études et
recherches sur la gestion des matières et
déchets nucléaires (CNE²)

Membres

Jean-Claude ANDRÉ

Correspondant de l'Académie des sciences –
Membre de l'Académie des technologies –
Directeur honoraire du Centre européen de
recherche et de formation avancée en calcul
scientifique (Cerfacs)

Roger BALIAN

Membre de l'Académie des sciences –
Physicien

Yves BRÉCHET

Membre de l'Académie des sciences –
Haut-commissaire à l'énergie atomique et
aux énergies alternatives – Professeur à
l'Institut polytechnique de Grenoble (INPG)
et au laboratoire Science et ingénierie des
matériaux et des procédés de Grenoble
(SIMaP)

Édouard BRÉZIN

Membre de l'Académie des sciences –
Professeur émérite à l'université Pierre-et-
Marie-Curie et professeur honoraire à
l'École polytechnique

Catherine CÉSARSKY	Membre de l'Académie des sciences – Haut conseiller scientifique au Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA)
Michel COMBARNOUS	Correspondant de l'Académie des sciences – Membre de l'Académie des technologies – Professeur émérite à l'université de Bordeaux 1
Vincent COURTILOT	Membre de l'Académie des sciences – Professeur à l'université Paris Diderot (Paris 7)
Jean-Claude DUPLESSY	Membre de l'Académie des sciences – Directeur de recherche émérite au Centre national de la recherche scientifique (CNRS)
Pierre ENCRENAZ	Membre de l'Académie des sciences – Professeur à l'université Pierre-et-Marie-Curie
Marc FONTECAVE	Membre de l'Académie des sciences – Professeur au Collège de France
Robert GUILLAUMONT	Membre de l'Académie des sciences – Membre de l'Académie des technologies – Professeur honoraire à l'université Paris-Sud Orsay
Claude HENRY	Professeur à l'IDDRI Sciences-Po Paris et à Columbia University
Pierre JOLIOT	Membre de l'Académie des sciences – Professeur honoraire au Collège de France
Guy LAVAL	Membre de l'Académie des sciences – Directeur de recherche émérite au Centre national de la recherche scientifique (CNRS)

Marc PÉLEGRIN	Correspondant de l'Académie des sciences – Membre de l'Académie de l'air et de l'espace – Membre de l'Académie des technologies – Haut conseiller honoraire à l'Office national d'études et de recherches aérospatiales (Onera)
Olivier PIRONNEAU	Membre de l'Académie des sciences – Professeur à l'université Pierre-et-Marie- Curie
Michel POUCHARD	Membre de l'Académie des sciences – Membre de l'Académie des technologies – Professeur émérite à l'université de Bordeaux 1
Paul-Henri REBUT	Correspondant de l'Académie des sciences – Conseiller scientifique au Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA)
Didier ROUX	Membre de l'Académie des sciences – Membre de l'Académie des technologies – Directeur de la recherche et de l'innovation de Saint-Gobain
Jean SALENÇON	Membre de l'Académie des sciences – Membre de l'Académie des technologies – Ingénieur général honoraire des ponts et chaussées, professeur honoraire à l'École polytechnique et à l'École nationale des ponts et chaussées
Jean-Marie TARASCON	Membre de l'Académie des sciences – Professeur à l'université de Picardie Jules Verne et au Collège de France

Ont également participé à la rédaction du rapport

Yves BAMBERGER	Conseiller scientifique du Président d'EDF – Membre de l'Académie des technologies
----------------	---

Daniel CLÉMENT	Directeur scientifique adjoint de l'Ademe
Jean JACQUINOT	Conseiller auprès du Haut-commissaire à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA)
Claude JAUPART	Membre de l'Académie des sciences – Professeur à l'université Paris Diderot
François MOISAN	Directeur de la stratégie et directeur scientifique de l'Ademe
Xavier MONTAGNE	Directeur adjoint à la Direction scientifique de l'IFP Énergies nouvelles (IFPEN)
Satish SINGH	Professeur à l'Institut de physique du globe de Paris – Laboratoire de géosciences marines –

Le **chapitre 7** s'appuie sur une étude réalisée par l'Académie de l'air et de l'espace

Liste des personnes auditionnées

Jacques AMOUROUX	Professeur à l'université Pierre-et-Marie-Curie
Olivier APPERT	Président de l'IFPEN – Président de l'Ancre
Nicolas ARNAUD	Directeur de recherche – OSU-OREME – CNRS
Françoise BARBIER	Directrice R&D – Air Liquide
Noël CAMARCAT	Délégué R&D nucléaires et affaires internationales – EDF
Jean-Michel DELBECQ	Directeur scientifique R&D nucléaire – EDF

Françoise ELBAZ-POULICHET	Directrice de recherche – OSU-OREME – CNRS
Gilles FLAMANT	Directeur de recherche – CNRS
Jean-Claude GRENIER	Directeur de recherche – CNRS
Jean JACQUINOT	Conseiller auprès du Haut-commissaire à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA)
François KALAYDJIAN	Directeur de la Direction des technologies de développement durable – IFP Énergies nouvelles
Daniel KAPLAN	Membre de l'Académie des sciences – Membre de l'Académie des technologies – Directeur de la société Fastlite
Alain LEUDET	Conseiller scientifique au Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA)
Didier ROUX	Membre de l'Académie des sciences – Membre de l'Académie des technologies – Directeur de la recherche et de l'innovation de Saint-Gobain
Michel SÉRANNE	Chargé de recherche – OSU-OREME – CNRS
Ionel SOLOMON	Membre de l'Académie des sciences – Membre de l'Académie des technologies – Directeur de recherche émérite au CNRS

Coordination éditoriale

Joëlle FANON	Adjointe du directeur du service des publications de l'Académie des sciences
--------------	--

TABLE DES MATIÈRES

Composition du Comité de prospective en énergie	iii
Objectifs - Recommandations	1
Goals - Recommendations	5
Synthèse	9
Executive summary	25
Introduction générale	41
Chapitre 1 – Prospective énergétique	47
Chapitre 2 – Énergies renouvelables	63
1. L'énergie éolienne et hydrolienne	65
2. L'énergie solaire photovoltaïque	68
3. L'énergie solaire thermodynamique	74
4. Les biomasses naturelles et cultivées	78
5. Les biocarburants	81
Chapitre 3 – Énergies fossiles	95
1. Les gaz de schiste	97
2. Les hydrates de gaz naturel	102
Chapitre 4 – Énergie nucléaire	111
1. Quelques idées sur l'évolution du nucléaire	113
2. Génération IV.	116
3. Le projet Iter et la fusion thermonucléaire	120

Chapitre 5 – Vecteurs et stockage **129**

1. Les réseaux électriques (transport et de distribution) 131
2. Le rôle de l'hydrogène 135
3. Le stockage de l'énergie 140
4. La valorisation du CO₂ 155

Chapitre 6 – Maîtrise et économie d'énergie **163**

1. Maîtrise énergétique dans les bâtiments résidentiels et tertiaires . 166
2. Mobilité de proximité des personnes et des biens 169

Chapitre 7 – L'énergie pour l'aéronautique future **173**

1. Quelques caractéristiques du transport aérien 175
2. Les carburants aéronautiques 176
3. Perspectives pétrolières et disponibilité du kérosène 178

Bibliographie générale **184****Annexes**

- A – La recherche et développement sur l'énergie au niveau international 193
- B – Le cycle du combustible pour les surgénérateurs. 221
- C – Les réacteurs hybrides fusion-fission 231
- D – Le vieillissement des centrales nucléaires de type REP 239
- E – Caractéristiques des végétaux lignocellulosiques 247

OBJECTIFS

Dans le débat actuel sur l'énergie, il faut :

- Définir des objectifs précis et établir une politique rationnelle et inscrite dans le temps.
- Faire émerger des solutions en s'appuyant sur la science et la technologie, moteurs des innovations.
- Tenir compte de tous les autres facteurs économiques, sociaux, géopolitiques et d'impact sur l'environnement et envisager simultanément la nécessaire indépendance du pays et le besoin de réduction des dépenses d'importations d'énergie.
- Concevoir le futur équilibre entre les énergies fossiles, l'énergie nucléaire et les énergies renouvelables.
- Envisager les difficultés avec lucidité et ne pas se contenter d'incantations.

Ce rapport propose un éclairage des questions de l'énergie abordées principalement sous l'angle des recherches à mener. Les recommandations principales sont données ci-dessous.

RECOMMANDATIONS

- (1) Les **besoins futurs en énergie** ne pourront être assurés que par **une diversification des ressources**. Il faut se préparer à une transition énergétique qui associe une diminution de la consommation des énergies fossiles à une introduction plus importante des énergies renouvelables dans la répartition énergétique évolutive du futur (souvent appelée « mix » énergétique), tout en maîtrisant leurs intermittences. Les difficultés sont grandes car cela implique de trouver des solutions au problème du stockage de l'énergie et à celui de l'extension du

réseau de transport d'électricité, avec des conséquences économiques et sociétales considérables. Dans ce contexte, **l'énergie nucléaire occupe une place particulière**, car elle permet de réduire la dépendance par rapport aux énergies fossiles, d'assurer une continuité de production massive d'électricité irremplaçable par les énergies renouvelables, et cela à un coût compétitif. L'outil industriel est complet, le retour d'expérience et la compétence existent pour assurer la sûreté.

- (2) La « **transition énergétique** » ne pourra être réalisée sans **un effort de recherche, de développement et d'innovation soutenu**. Il devrait être ciblé sur toutes les composantes du mix énergétique futur, incluant une meilleure utilisation des énergies fossiles, l'exploitation des carburants de synthèse, le développement de filières bio-sourcées et les filières nucléaires. Cet effort devrait notamment porter sur le problème majeur du stockage de l'énergie. La capture, le stockage ou la valorisation du CO₂ pourront être des solutions à l'utilisation de ressources carbonées.
- (3) La « **transition énergétique** » ne pourra être réalisée sans engager simultanément un effort important pour augmenter **l'efficacité dans l'utilisation de l'énergie** et réduire la consommation dans tous les domaines et notamment dans celui de l'habitat (isolants à haute performance, matériaux de stockage/restitution de la chaleur... et des transports (nouvelles technologies de combustion et hybridation électrique/thermique) en généralisant les solutions déjà disponibles et en recherchant des solutions innovantes. Les normes édictées récemment seront efficaces pour les nouvelles constructions mais le problème principal est celui de l'habitat existant.
- (4) **L'intermittence des énergies renouvelables** pose les problèmes de la compensation du manque de production et de leur intégration dans le réseau. Il faut les traiter en priorité. Un développement à grande échelle des énergies éoliennes et solaires nécessitera une **interconnexion** plus poussée, pour augmenter des capacités d'échanges, le transport de l'électricité sur des grandes distances par les lignes à haute tension, et l'exploitation du concept de **réseaux intelligents**. Le développement de tous les **moyens de stockage** de l'électricité constitue un des éléments clés pour le développement des sources d'énergies renouvelables.
- (5) Dans la perspective d'une réduction ou d'un plafonnement de la production du pétrole conventionnel, il faut examiner sans retard les possibilités d'exploitation **d'hydrocarbures non conventionnels** et notamment des **gaz de schiste** après une évaluation des réserves et une prise en compte des contraintes d'environnement et de

protection des nappes phréatiques. On pourra dans ce domaine tirer parti de l'expérience déjà disponible pour définir les cahiers des charges et élaborer les réglementations adaptées. L'avenir énergétique est trop incertain pour qu'on puisse se permettre de ne pas faire au minimum une évaluation des potentialités.

- (6) **Les choix de politique énergétique** doivent s'appuyer sur une **analyse scientifique** de l'état des recherches, des possibilités technologiques, des capacités et des atouts industriels, et sur une évaluation raisonnée de l'impact sur l'environnement et des risques associés. Ces choix doivent être guidés par des **objectifs économiques fondamentaux**, la nécessaire réduction des importations de combustibles fossiles (qui pèsent lourd dans la balance commerciale et dont la raréfaction est inévitable) et par la recherche de l'indépendance énergétique.
- (7) La résolution des problèmes énergétiques nécessite une **alliance entre recherche fondamentale, recherche technologique et recherche industrielle**. Tout doit être entrepris pour promouvoir cette coopération capitale, entre les laboratoires de recherche publique et l'industrie. Il paraît tout aussi utile de promouvoir de grands programmes de coopérations et de collaborations scientifiques européens et internationaux sur les nouvelles technologies des énergies qui évitent la compétition stérile et le gaspillage des moyens. Les choix des priorités, les calendriers de développement, les moyens à mobiliser doivent s'inscrire dans la politique énergétique.
- (8) **Une partie des difficultés** dans le développement du mix énergétique futur et de la transition énergétique est associée à **l'acceptabilité sociale**. Pour que les enjeux et les facteurs clés soient compris par le public, il faut développer, dès l'école, et sur internet, **une véritable politique d'éducation**, d'explication et d'information pour augmenter la capacité de compréhension des facteurs scientifiques, économiques et environnementaux. L'objectif est d'accroître la capacité des citoyens à mieux évaluer les avantages et les inconvénients des choix énergétiques.
- (9) La France devrait **focaliser les efforts de recherche et développement sur les sujets où elle dispose d'atouts**, de laboratoires et d'entreprises ayant au moins une taille critique. Elle devrait aussi soutenir des filières de formation professionnelle à tous niveaux, adaptées et actualisées, dans le domaine de l'énergie.

GOALS

In the ongoing debate on energy challenges and related issues, one must:

- Identify precise objectives and set up a long-term rational policy.
- Promote solutions based on science and technology, which are the driving forces of innovation.
- Take into account all other relevant economic, social, geopolitical and environmental impact factors and, simultaneously, integrate the necessary search for energy independence and the need to reduce costs of energy imports.
- Design a future balance (or mix) between fossil, nuclear and renewable energy sources.
- Difficulties and obstacles have to be addressed with adequate lucidity and not be invocations.

This Academic report proposes to throw light on energy challenges, mainly from the point of view of research. The principal recommendations are set out in what follows.

RECOMMENDATIONS

- (1) **Future energy requirements** will only be satisfied by implementing **a diversified mix of energy resources**. We have to prepare ourselves for a forthcoming energy transition, combining a lower consumption of fossil fuels and a greater use of renewable energies in the changing energy mix, while at the same time controlling/compensating for their intrinsic intermittent characteristics. The difficulties raised by this transition are serious since they imply that we have to seek and find solutions to two major problems: energy storage and extension of the electric grid, with notable economic and societal consequences. In this context, **nuclear power generation has a special role to play**, it reduces the dependence on fossil fuels, it ensures a massive base supply of electricity, which cannot be replaced by renewable sources and it allows a competitive per kilowatt-hour production cost.

The associated industrial facilities and plants exist and the feedback received from fuel cycle implementation as well as the available skills and competence of staffs guarantee the required safety of operations.

- (2) **The energy transition** will only be possible if **sustained investments are engaged in terms of research, development and innovation**. Such efforts should be directed to all components of the future energy mix, including that of making a better (*viz.* more efficient) use of fossil fuel, improved processes for synthetic or bio-fuels production, development of renewable and nuclear energies. One main objective will be to seek solutions to the important question of energy storage. Technologies should be sought for CO₂ capturing and sequestration or recycling which could prove useful in relation to the large scale use of carbon intense resources.
- (3) **The energy transition** will only be possible if one simultaneously engages on paths chosen to promote efficiency in all uses of energy and reduction of energy consumption in every area, notably housing (high performance insulation materials, heat storage and restitution processes...), and in transportation (new combustion technologies and hybrid assemblies of electric motors/thermal engines). This would require follow-on implementations of existing solutions and research on innovative solutions. Building standards which have been issued recently will allow effective improvements of new buildings, but will not solve the problem of existing housing.
- (4) **The highly intermittent nature of renewable energies** raises issues that relate both to compensation for electric power production lack and to their integration in the electric network system. These questions require priority handling. Any large-scale development of wind turbines and solar power generation calls for a high-level interconnection with the grid in order to enhance transfer capacity, and transportation of power produced over large distances, while making full use of so-called **smart grid** techniques. Development of **all forms of electric power storage** must be seen as one of the key elements to securing satisfactory development of renewable energy sources.
- (5) With the prospect of seeing a reduction (or a peaking out of crude oil extraction), one must not delay in engaging analyses to look at the possibility of exploiting non-conventional hydrocarbon products, notably shale oil and gas. This will lead to assess the existing reserves, taking into account the environmental constraints, in particular, the issue of protecting natural water tables. In this field, one could usefully draw on experience gained thus far in other countries and on this basis, devise technical operational specifications and associated regulations

and standards. The energy future is too uncertain that one would be able to ignore what potential these sources might have; the minimum here would consist in proceeding with an assessment of potential reserves.

- (6) **Choices among possible energy policies** should be based on a scientific assessment of the current status of research, technology, of industrial capacities and assets and on a reasoned evaluation of the environmental impact and associated risks. These choices must be guided by **fundamental economic objectives**, including the necessary reduction of the amount of imported fossil fuels (the cost of which corresponds to an important fraction of France's balance of payments, and for which one can anticipate an inevitable future rarefaction) and the national objective of energy independence.
- (7) Solving energy-related issues calls for **a combination between basic, technological and industrial research and development**. Every effort should be undertaken to promote this primordial cooperation, between public research laboratories, research and industrial R&D. It likewise would prove useful to promote major scientific cooperation programmes and collaborations at both European and international levels, on novel energy technologies, with the aim to avoid sterile competition and waste of means. The definition of priorities and the agreement on development programmes and allocation of support should be integral parts of any future energy policy.
- (8) **Some of the difficulties** encountered while seeking to develop a future energy mix lies in the degree **of social acceptability** of the possible solutions. In order for the issues and key factors to be fully understood by the public at large, efforts should be deployed in both early education and via Internet links, in a general policy aimed at educating, explaining and informing people about issues thus increasing their capacity to better assess the advantages and drawbacks of energy options.
- (9) France should be **focussing its R&D efforts in areas where it has clear assets**, with at least critical-mass laboratories and industrial enterprises. France should also support updated and adapted professional training at all levels focusing on energy-related questions.

SYNTHÈSE

« *Il n'y a pas de vent favorable pour celui qui n'a pas de port* »
(Sénèque).

Ce rapport propose une contribution au débat sur l'énergie, abordé pour l'essentiel sous l'angle des recherches à conduire pour relever les défis successifs qui se poseront dans les prochaines décennies.

Le rôle de la science dans ce débat est d'identifier les voies de recherche qui permettront de faire face au besoin croissant d'énergie, en discernant à l'avance les problèmes scientifiques majeurs qu'il faudra surmonter au prix d'un effort soutenu. C'est aussi clairement de permettre d'aborder ces problèmes de façon raisonnée et systématique, sans *a priori*. Ce rôle est important à un moment où l'idée est répandue par certains que nous serions condamnés à changer de civilisation et qu'il faudrait engager des projets titanesques, séduisants dans leurs principes, mais irréalisables en pratique.

Les solutions aux défis posés par la question de l'énergie ne pourront toutefois pas être dégagées par la science seule. Les avancées techniques les plus innovantes sont toutes issues de la recherche fondamentale, mais elles n'ont pu aboutir que prolongées par des recherches technologiques et industrielles, moteurs du développement. Dans ces domaines, les ressources intellectuelles, si elles peuvent s'exprimer dans des conditions favorables et s'appuyer sur une dynamique partagée, sont immenses, et la France dispose de nombreux atouts. La solution au problème de l'énergie passe par la confiance dans les capacités d'innover et d'entreprendre de notre société.

Les objectifs poursuivis par les diverses politiques – qu'elles soient celles des États, des groupes industriels ou des défenseurs de l'environnement – doivent d'abord être clarifiés. Parmi les orientations les plus fréquemment évoquées, on peut citer en premier lieu les positions suivantes :

- (1) Pour l'Union européenne, l'objectif officiel est de minimiser les émissions de CO₂, au titre de la lutte contre l'évolution climatique. En France, l'objectif retenu est la réduction d'un facteur 4 du CO₂ émis en 2050 (voir rapport « Énergies 2050 »).
- (2) Pour certains, cet objectif se mue en une réduction de la consommation d'énergie. En France, par exemple, on peut considérer que la position

de l'Ademe vise plutôt une réduction portant sur la demande d'énergie (par 4 en 2050 ?) qu'une réduction des émissions du CO₂. En ce sens, le rôle joué par les énergies renouvelables est moins clairement prioritaire ; en revanche, les économies d'énergie dans le bâtiment prennent une importance très grande.

- (3) Pour d'autres, la protection de l'environnement passe par une augmentation de la part des énergies renouvelables et une diminution des énergies fossiles ou considérées comme dangereuses. Cependant l'augmentation de la part des énergies renouvelables s'appuyant sur le solaire photovoltaïque ou l'éolien pourrait conduire pendant 20 ou 30 ans, et de façon surprenante mais fort probable, à un retour en force du gaz du charbon et du lignite rendus nécessaires pour pallier l'intermittence des sources renouvelables.
- (4) Dans tous les cas, la théorie du « peak oil » suivi d'un déclin rapide des ressources en pétrole et en gaz mérite d'être reconsidérée. Les découvertes en offshore profond et les réserves avancées (peut-être inconsidérément) en hydrocarbures non conventionnels peuvent modifier les orientations politiques.
- (5) D'autres problèmes sont loin d'être indépendants de ceux de l'énergie, même s'il est difficile, actuellement, d'exprimer par des calculs simples les interactions mutuelles qui peuvent être considérables. Il en est ainsi du problème de l'eau, qui se pose déjà avec une acuité élevée, et risque d'être rapidement un problème majeur de notre planète.

Assurer à l'humanité l'énergie qui lui est indispensable dans les meilleures conditions possibles, en particulier facilement stockable et rapidement utilisable, est un défi majeur de ce siècle.

Disposer d'énergie implique de transformer l'énergie stockée dans les ressources fossiles (énergie chimique du charbon, du pétrole, du gaz, énergie nucléaire des éléments lourds et légers) et l'énergie renouvelable des sources disponibles sur terre (énergie directe et dérivée du rayonnement solaire) pour les adapter, au mieux, aux utilisations. En avoir plus implique de mieux tirer parti de toutes les possibilités.

Au-delà des besoins croissants des pays industrialisés, la sortie du sous-développement des pays émergents, qui présentent de surcroît une démographie dynamique, conduit à une augmentation considérable des besoins en énergie. Cette évolution est notamment la conséquence de l'amélioration des conditions de vie de la majorité des habitants de la planète, impossible sans énergie.

Faire face à la demande croissante en énergie (quelques pourcents par an) pose des problèmes scientifiques et techniques mais aussi sociétaux considérables. Le défi est stimulant pour les scientifiques et les ingénieurs actuels et futurs. Relever ces défis implique une démarche de recherche volontariste qui s'attaque à tous les problèmes de l'énergie : économie, production, transport, stockage, utilisation. Cela demandera des investissements en termes de recherche fondamentale et d'ingénierie, le courage de la prise de risque, et un pragmatisme indispensable au développement d'un outil industriel, une fois que les besoins auront été clairement identifiés et qu'une stratégie aura été définie.

Une prospective sur les besoins quantitatifs en énergie dépend essentiellement d'hypothèses sur le niveau et la nature des développements techniques, culturels et sociaux. Elle doit donc prendre en compte les incertitudes très diverses qui caractérisent les prévisions dans ces domaines. Une prospective sur les besoins en perfectionnements et en innovations pour répondre à ces besoins doit donc privilégier l'examen des procédés de stockage et de transformation de l'énergie, tout en s'intéressant aux perspectives d'utilisation de nouvelles ressources.

Les questions de l'énergie, qui étaient principalement traitées dans les années antérieures par les spécialistes, sont désormais largement discutées dans les médias et dans le public. Cela correspond à une nette prise de conscience de l'importance du sujet. Mais on peut aussi constater de réelles difficultés à maîtriser des notions comme la puissance d'une centrale et l'énergie qu'elle fournit, et plus généralement à fonder la discussion sur des bases objectives concernant les données : ordres de grandeur des ressources fossiles, prise en compte des enjeux économiques, facteurs liés à l'environnement et à l'évolution du climat, compréhension de l'ensemble des mécanismes (physiques, chimiques...) impliqués.

Le public perçoit désormais que la période qui s'ouvre sera une période charnière dans laquelle des choix seront à faire et il importe de lui faciliter l'appropriation des enjeux, des contraintes et des facteurs scientifiques, technologiques et économiques qui motivent les décisions.

Dans ce rapport, on part du constat que les contraintes qui pèsent sur le développement des filières d'énergie sont nombreuses : émissions de CO₂ en augmentation conduisant à un accroissement du CO₂ dans l'atmosphère de 2 ppm/an, raréfaction des ressources fossiles, financement des projets, demande croissante en énergie notamment électrique, environnement, réactions de la société, contexte européen voire international. Ces contraintes vont conduire d'une part à la mise en place d'un mix énergétique, et d'autre part à l'amélioration de l'efficacité énergétique dans toutes les utilisations de l'énergie, conduisant ainsi à des économies.

Le mix reposera au moins jusqu'au milieu du siècle sur l'énergie tirée des ressources fossiles (charbon, pétrole, gaz), l'énergie nucléaire de fission et les énergies renouvelables. Il s'appuiera dans le court terme sur les technologies disponibles adaptées aux ressources et devra évoluer vers de nouveaux concepts et de nouvelles technologies. Dans ce contexte les vecteurs de l'énergie (électricité, chaleur, carburant de synthèse, hydrogène, ...) et le stockage de l'énergie électrique joueront un rôle majeur.

Les technologies en question prendront d'autant plus de valeur que leur impact sur le changement climatique sera faible. Cela implique d'améliorer notre compréhension des mécanismes de ce changement et de ses conséquences. Une incertitude majeure résulte de la divergence des décisions politiques de grands pays.

Le poids respectif des diverses sources d'énergie dans le mix demande également de considérer les avantages et les inconvénients pour la société, c'est-à-dire les risques associés à leur exploitation et le coût au niveau de l'environnement. Une meilleure évaluation des risques et l'acceptation sociale seront de plus en plus importantes.

Le point de vue qui est adopté est d'analyser les questions énergétiques pour faire apparaître les voies de recherche qui peuvent avoir, à 10-20 ans et au-delà, un impact sur le développement des filières énergétiques. Il n'est pas possible d'être exhaustif sur un problème aussi vaste et déjà largement abordé par ailleurs. C'est pourquoi on ne considère que les filières énergétiques où la recherche a un rôle important à jouer.

On pourra trouver une série de rapports de notre Académie (2005, 2007) d'autres rapports sur le site de l'Académie des technologies et sur d'autres sites ainsi que dans de nombreux ouvrages. Le récent rapport « Énergies 2050 » propose une analyse de quatre scénarios et fait le point sur les perspectives générales. Sur la filière nucléaire, les études réalisées à la suite de l'accident de Fukushima, par le groupe « Solidarité Japon », ont aussi fait l'objet d'un rapport de l'Académie des sciences qui inclut de nombreuses annexes en relation avec l'énergie. Beaucoup d'ouvrages ou d'articles sont aussi cités en référence à la fin de ce rapport.

1 | Interrogations urgentes

Nous considérons qu'il est important de répondre aux interrogations majeures suivantes.

Dans l'immédiat (3 ans)

- Définir parmi les diverses orientations envisageables celles considérées comme prioritaires et définir un plan « énergie » cohérent à l'échelle nationale et, si possible, européenne.
- Évaluer précisément les ressources disponibles et les conditions d'exploitation des hydrocarbures non conventionnels, notamment les gaz de schiste, et prendre en compte les rapides évolutions de certains grands pays (États-Unis, Grande-Bretagne...).
- Prendre à temps les décisions nécessaires pour régler des problèmes majeurs qui se posent dès aujourd'hui. C'est le cas des déchets nucléaires actuels devant aller en stockage géologique (loi de 2006). Une nouvelle loi est prévue en 2015 pour en fixer les conditions, et ce terme doit être respecté puisque les résultats des recherches qui assurent la sûreté du stockage sont disponibles. On note, de plus, dans le rapport de la Cour des comptes sur la filière électronucléaire, que l'incertitude sur les coûts du stockage et du démantèlement n'a qu'une faible incidence sur les coûts de production de cette énergie (le doublement des charges d'enfouissement des déchets nucléaires aurait seulement une incidence de 1 %).
- Ne pas prendre de décisions dictées essentiellement par des considérations politiques sans attendre les données scientifiques et techniques, qui auraient un impact très négatif sur l'équilibre fragile entre fossiles/renouvelables/nucléaire et sur le développement des filières technologiques. C'est le cas de la politique récente incohérente dans le photovoltaïque. Il ne faudrait pas que ce soit celui du nucléaire de quatrième génération.

À moyen terme (2020-2030)

Quelles sont les possibilités réelles de faire évoluer nos principales sources d'énergie en 20 ans ? Jusqu'où peut-on remplacer le nucléaire par des énergies intermittentes ?

Pour répondre à ces deux questions, il faut :

- (1) Considérer les scénarios possibles. Plusieurs sont examinés dans le rapport « Énergies 2050 » et dans d'autres rapports antérieurs, et on a l'exemple d'une décision forte, prise par l'Allemagne, d'arrêt du nucléaire en 2022. Cette décision a conduit à de nombreuses informations et réflexions émanant de ce pays sur les problèmes rencontrés dans cette perspective.
- (2) Éclairer le public sur les confusions qui règnent dans le domaine de l'énergie, par exemple entre puissance installée (kW) et énergie produite ou consommée (kWh). On ne peut pas remplacer une centrale thermique ou nucléaire de 1 000 MW installés, par un parc éolien ou solaire photovoltaïque de 1 000 MW : la première fonctionne environ 8 000 h/an, le second environ 2 500 h/an. On peut alors s'interroger sur la nécessité de mettre ou remettre en service des centrales thermiques (charbon ou gaz) au regard des pollutions (SO₂...) qu'elles entraînent et de leurs émissions supplémentaires de CO₂.
- (3) Prendre en compte les difficultés de la gestion d'un réseau électrique, national ou européen, comprenant une part importante de sources d'énergie intermittente et diffuse. Le caractère dilué des énergies renouvelables est un handicap considérable au temps des mégapoles avec des problèmes qui ne sont pas immédiatement solubles. Les outils de collecte et de distribution de l'énergie devront être adaptés, et généralement remplacés, pour permettre des échanges d'énergie dans les deux sens. En outre, un tel développement ne pourrait se faire qu'en mettant en place un réseau intelligent (*smart grid*) et de nouvelles lignes à haute tension. La gestion de ce réseau et sa stabilité seront plus difficiles à assurer. Rappelons la grande panne européenne de novembre 2006.
- (4) S'interroger sur l'équilibre qui pourrait être obtenu entre une production et une utilisation centralisée ou décentralisée (fondée par exemple sur le photovoltaïque et le vecteur hydrogène).

Quelles sont les réponses qu'on peut apporter au problème du stockage massif de l'énergie électrique ?

Le stockage d'électricité notamment pour la propulsion automobile est un sujet important pour les industriels mais il convient de travailler davantage sur la question du stockage de quantités beaucoup plus importantes d'électricité issues des énergies intermittentes (éolien, solaire photovoltaïque). La recherche menée dans ce sens paraît insuffisante et nous n'avons pas en France un effort équivalent à celui qui est mené au niveau mondial.

Ce type de stockage est actuellement réalisé uniquement par des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) qui stockent de l'eau dans un barrage en altitude. Si ce procédé reste le seul réalisable, faut-il alors aménager des lacs d'eau de mer où l'eau serait pompée sur des falaises de bonne hauteur, dans le voisinage d'un parc d'éoliennes en mer ou d'hydroliennes, ou même de centrales de toute nature. Les matériaux utilisés actuellement (depuis 50 ans) à la centrale de la Rance possèdent les caractéristiques suffisantes de tenue à l'eau de mer.

La capture et mise en stockage pérenne, ou pluriséculaire, du CO₂ (généralement désignée par CSC) est-elle réalisable à une échelle significative ?

Les activités humaines conduisent à l'émission annuelle d'environ 30 Gt de CO₂, peut-être 40 Gt en 2030 si rien n'est fait à l'échelle mondiale ; les essais menés actuellement portent chacun sur le stockage géologique d'environ 1 Mt/an. On peut avoir des interrogations sur (1) l'existence en nombre suffisant de structures géologiques favorables qui assureraient la pérennité du stockage, (2) la possibilité de réaliser le passage à l'échelle de 1 Mt à 10 000 Mt, (3) les contraintes à respecter : non-retour du gaz à l'environnement, total respect de l'environnement, (4) l'acceptation sociale.

2 | État des lieux, perspectives, recherches

On examine dans l'ordre les énergies renouvelables, les énergies fossiles, l'énergie nucléaire et les problèmes généraux.

2.1. Énergies renouvelables

2.1.1 L'énergie éolienne

Au niveau mondial, les éoliennes produisent déjà une quantité d'énergie qui n'est plus négligeable. Elles totalisent une puissance crête installée de 200 GW et produisent en électricité l'équivalent de l'énergie fournie par 60 à 65 réacteurs nucléaires courants (en comptant 2 500 h de fonctionnement par an pour les éoliennes contre 8 000 h pour les réacteurs nucléaires). On peut comparer ce chiffre à celui du nombre de réacteurs nucléaires en fonctionnement dans le monde qui est d'environ 450. Mais l'éolien fournit une

énergie intermittente, notamment l'éolien terrestre. L'éolien marin permet de réduire l'intermittence de production car le vent souffle plus régulièrement en mer que sur terre.

Le problème de l'intégration de cette énergie intermittente dans le réseau n'est pas bien résolu lorsque cette source d'énergie est développée à grande échelle. L'effet de lissage qui pourrait résulter d'une répartition spatiale sur le territoire européen et d'une interconnexion des réseaux n'est que très partiel et l'intermittence persiste malgré l'effet de « foisonnement » (c'est-à-dire de multiplication des champs d'éoliennes et de cumul de leur production). Pour atteindre des pourcentages d'énergie éolienne importants, il faut également disposer de sources d'énergie complémentaires pouvant prendre la relève des éoliennes en cas d'absence de vent ou bien progresser dans le domaine des moyens de stockage de l'énergie. Même un réseau électrique intelligent ne pourra pas s'accommoder d'une proportion trop importante d'énergie éolienne.

Les recherches à conduire dans le domaine de l'éolien concernent (1) les problèmes d'ingénierie et d'amélioration des performances et de la fiabilité, notamment pour les éoliennes flottantes, (2) l'intégration de cette source d'énergie intermittente dans le réseau, (3) le développement de moyens de stockage massif d'énergie électrique, (4) les technologies d'observation météorologique, qui nécessitent des investissements lourds mais pourraient permettre d'anticiper les fluctuations de production et de mettre en œuvre les moyens pour y parer.

2.1.2 Solaire thermodynamique ou solaire à concentration

Le solaire pourrait représenter 20 à 25 % de la consommation d'électricité en 2050. Le solaire thermodynamique peut donc jouer un rôle important dans l'avenir, peut-être autant que le solaire photovoltaïque. Il est en plein développement après une vingtaine d'années de veille. Il a pour atouts des possibilités de stockage de chaleur qui peuvent permettre d'étendre la disponibilité de la source d'énergie après la disparition du soleil, et des possibilités d'hybridation des boucles solaires avec d'autres moyens de production, faisant par exemple, intervenir des turbines à gaz. Il est bien adapté au développement des pays du sud qui sont aussi ceux qui bénéficient d'un fort ensoleillement.

Les recherches à conduire doivent porter sur (1) les composants (systèmes de concentration du rayonnement, nouveaux absorbeurs) pour les centrales solaires de la future génération, plus efficaces et plus économes en eau, (2) la mise en œuvre de cycles combinés qui permettraient d'accroître le rendement

global, (3) les turbines à gaz solarisées, (4) les cycles thermodynamiques à haute performance, (5) les procédés solaires non-conventionnels pour la production d'hydrogène ou de combustibles de synthèse sans émission de CO₂.

2.1.3 Solaire photovoltaïque

Beaucoup de pistes sont ouvertes dans le domaine du solaire photovoltaïque. Dans cette filière, il est possible en effet d'envisager de nombreuses solutions alternatives et des voies d'amélioration par rapport aux cellules solaires actuelles. Il y a là un réel besoin d'une vision prospective à court et moyen terme pour organiser cette filière en France.

Il faut poursuivre les recherches visant une utilisation à la fois plus efficace et plus complète du spectre solaire en portant les efforts sur (1) de nouvelles couches minces semi-conductrices, notamment à multicomposants (3, 4 ou plus) à base d'éléments abondants et non toxiques, (2) les couches minces à multi-jonction, (3) les technologies de réalisation de ces couches minces aisément industrialisables (magnétron, sol-gel) et permettant de minimiser les coûts, (4) les technologies dites de troisième génération (photovoltaïque à concentration, nanoparticules, polymères conducteurs).

En dehors de ces recherches à caractère plutôt fondamental il faut chercher à (1) optimiser la fabrication des modules et panneaux, (2) optimiser les conditions de leur mise en service. Il s'agit de progrès technologiques et d'organisation de la filière pour que non seulement le prix des panneaux diminue mais aussi que le coût des services de la filière baisse. Son développement est aussi lié à l'adaptation des réseaux électriques à la production d'énergie électrique intermittente et au stockage de l'électricité, soit localement soit au niveau des réseaux.

2.1.4 Les biocarburants

Le contexte actuel est celui de l'introduction de biocarburants pour le transport avec des pourcentages qui pourraient atteindre les 10 % en 2020. Il y a aussi une forte demande pour le développement de biokérosène (ou de carburants de synthèse) à destination de l'aéronautique. On peut cependant souligner le peu d'intérêt énergétique et environnemental des biocarburants de première génération qui repose sur la culture de plantes oléagineuses ou sucrières et aussi la concurrence potentielle de ces cultures avec celles qui sont destinées à l'alimentation. La deuxième génération qui valorise le matériel

lignocellulosique (les parties non comestibles de la plante) semble plus intéressante sur le plan du bilan énergétique, qui doit néanmoins être étudié de façon explicite, mais qui requiert de nouvelles recherches pour optimiser les procédés chimiques et biotechnologiques d'extraction des molécules d'intérêt. De même, des efforts de recherche accrus sont nécessaires pour une exploitation de la troisième génération de biocarburants, à savoir les molécules (sucres, alcools, lipides, hydrogène...) produites par les micro-organismes photosynthétiques comme les micro-algues. En même temps, ces dernières constituent des usines chimiques remarquables qu'il conviendrait d'exploiter plutôt comme bioproduiteurs de molécules carbonées à haute valeur ajoutée (chimie bio-sourcée dont on discute ci-dessous) pour l'industrie chimique.

Il existe, dans le domaine des biocarburants, un besoin d'une vision prospective pour développer au mieux ces filières sans que cela interfère avec l'agriculture destinée à l'alimentation humaine ou pénalise la consommation d'eau.

Les recherches à conduire nécessitent (1) des bilans énergétiques complets, (2) une approche interdisciplinaire entre la chimie, le génie des procédés et les biotechnologies, (3) une nouvelle chimie bio-sourcée qui pourrait remplacer à terme la chimie fondée sur les ressources fossiles.

2.2. Énergies fossiles

2.2.1 Pétrole, gaz

Pour l'avenir du pétrole on peut prévoir, plutôt qu'un pic de production, un long plateau suivi d'une décroissance. L'épuisement des réserves de gaz naturel est à une échéance sans cesse repoussée. Les nouveaux gisements découverts dans l'Atlantique correspondent à des conditions inhabituelles et l'exploitation sera difficile. L'extraction des sables et des calcaires bitumineux nécessite une exploitation par pelles mécaniques, camions et traitement à la vapeur avec un impact sur l'environnement considérable.

Les recherches pour augmenter les réserves de pétrole et de gaz relèvent largement (1) des techniques de la géophysique, (2) des technologies d'exploitation qui doivent être adaptées à des conditions de plus en plus complexes, (3) de l'amélioration de la sûreté et de la protection de l'environnement qui devront faire l'objet d'un effort accru.

2.2.2 Les gaz de schiste

Les réserves non conventionnelles de gaz de schiste sont présentées comme importantes mais nécessitent une évaluation précise ainsi qu'une appréciation de l'impact sur l'environnement de leur exploitation. Celle-ci a été largement engagée aux États-Unis où elle atteint un niveau qui a fait baisser les prix du gaz et a fait de ce pays importateur un exportateur de gaz. Ceci modifie notablement la position des diverses sources d'énergie ralentissant par exemple le développement de l'énergie nucléaire. Comme la réglementation n'a pas suivi le développement, certaines compagnies impliquées dans cette exploitation n'ont pas accordé une attention suffisante aux risques de contamination de sources d'eau potable, ni aux problèmes de stabilité des terrains.

La fracturation hydraulique, utilisée depuis plusieurs décennies pour améliorer la production des gisements de pétrole situés dans des roches peu perméables, a permis la mise en production de gaz occlus dans des schistes riches en matière organique. De nombreuses têtes de puits peuvent être implantées sur une surface assez réduite et de là les forages peuvent être orientés à l'horizontale dans toutes les directions utiles en profondeur. On doit alors utiliser de grandes quantités d'eau additionnées de produits tensio-actifs et de sable, pour mieux assurer une fracturation stable avec des conséquences pour l'environnement qui méritent d'être étudiées.

En France, des décisions ont été prises sans que le dossier soit véritablement instruit. La récente loi qui interdit l'hydrofracturation a été votée avant que le rapport de la Commission sur le développement durable n'ait été remis. On ne peut que recommander de reprendre l'étude de l'ensemble du dossier sur des bases scientifiques et économiques.

Les recherches dans ce domaine doivent (1) commencer par une évaluation des réserves accessibles, et se poursuivre (2) par des améliorations des procédés d'exploitation, (3) par une meilleure évaluation de l'impact environnemental, (4) par un développement de méthodes d'exploitation qui minimisent cet impact. Des méthodes existent pour isoler les aquifères mais elles impliquent que des règlements précis soient édictés.

2.2.3 L'énergie géothermique

Même si le flux de chaleur géothermique, venant des profondeurs, est très faible en regard du flux reçu du soleil, un certain nombre de projets de récupération – le plus souvent à l'aide de l'eau utilisée comme fluide caloporteur – de l'énergie accumulée dans les couches superficielles de la

croûte terrestre ont vu le jour ces dernières décennies. Selon les niveaux de température atteints par l'eau chaude produite en surface, on parlera de basse énergie, d'énergie moyenne ou de haute énergie. Lorsque la température est supérieure à 150 °C (« haute énergie »), la production d'électricité est possible ; au début des années 1990, la puissance mondiale était d'environ 7 000 MWe (avec, dans l'ordre décroissant : États-Unis, Philippines, Mexique, Italie, Japon, ...), tandis que 500 MWe étaient également disponibles à partir d'eau « moyenne énergie » (90 °C-150 °C). En ce qui concerne la géothermie « basse énergie », elle est principalement dédiée au chauffage des habitations et bâtiments, en Chine, aux États-Unis, en Islande, France, Japon, ..., avec, en 1990, une puissance fournie supérieure à 10 000 MW thermique. Les prévisions pour la puissance installée, à l'échelle mondiale, pour 2010, correspondent à environ 15 000 MW électrique provenant de la géothermie haute température et 35 000 MW thermique pour la géothermie basse température. L'extraction de l'énergie géothermique est facile, rentable et repose sur des technologies éprouvées. Sa généralisation à tous les pays ne peut être envisagée qu'avec des systèmes de basse énergie, qui restent cependant rarement exploités. La principale difficulté réside dans la recherche des gisements, qui demande des investissements importants et qui n'est pas encore associée à une filière industrielle structurée. C'est donc aux géosciences qu'il faut faire appel en matière de recherche.

2.3. Énergie nucléaire

2.3.1 La filière nucléaire et génération IV

L'accident de Fukushima a mis en avant les problèmes de sûreté, la nécessité d'évaluer l'ensemble des risques posés par le cycle du combustible et les questions de remédiation en cas d'accident. Le sujet est déjà traité dans les rapports établis par le groupe « Solidarité Japon » de l'Académie des sciences ainsi que dans les annexes de ce rapport. Au-delà des réacteurs à neutrons thermiques de deuxième génération à vie prolongée et de troisième génération, comme l'EPR, l'avenir de l'énergie nucléaire à plus longue échéance après 2040-2050 pourrait reposer sur les réacteurs de quatrième génération à neutrons rapides.

La recherche a un rôle capital à jouer dans ce domaine car les réacteurs de génération IV posent des questions nouvelles. Génération IV permet de régler les problèmes de disponibilité de l'uranium mais nécessite (1) des avancées sur la sûreté. Dans le cas des réacteurs au sodium, comme celui qui est envisagé dans le projet Astrid, l'un des problèmes est celui de l'obtention de la stabilité

du réacteur en cas de perte du réfrigérant (on parle de coefficient de vidange négatif qui indique que le réacteur reste stable en cas de perte du réfrigérant) comme c'est le cas dans les réacteurs actuels. Un autre problème est celui de la gestion du sodium qui réagit violemment avec l'eau, (2) des avancées sur le problème de l'évacuation de la puissance résiduelle en cas de perte du refroidissement du réacteur, (3) des avancées sur le multirecyclage incontournable et continu des matières fissiles (notamment uranium et plutonium). Il faudra également étudier la résorption de l'inventaire de ces matières lors de l'arrêt ultime de la filière.

2.3.2 La fusion et le projet Iter

On sait que les études menées sur la fusion par confinement magnétique ou sur la fusion inertielle ne pourront déboucher sur une filière industrielle qu'à long terme, à une échéance optimiste de 50 à 70 ans. La machine DEMO (1 GW) est prévue dans les feuilles de route pour 2050. Avec Iter, il s'agit de vérifier qu'il n'y a pas de difficultés associées au changement d'échelle, par rapport aux machines actuelles et à la production de fortes puissances. La réalisation de la feuille de route d'Iter dépend beaucoup des investissements qui pourront être consentis.

En plus des problèmes scientifiques de confinement du plasma, il y a beaucoup de problèmes technologiques à résoudre lorsque la puissance augmente. En particulier la question de la stabilité des matériaux est centrale. La recherche dans ce domaine est à l'évidence d'une grande importance ; elle s'effectue principalement dans un cadre international où l'Europe et la France ont un rôle important à jouer. Elle devrait aussi couvrir le domaine des réacteurs hybrides fusion-fission qui sont moins exigeants pour les matériaux.

2.4. Problèmes généraux

2.4.1 Transport de l'énergie électrique

Pour beaucoup de projets et notamment pour ceux qui impliquent des sources d'énergie renouvelables et/ou éloignées du lieu de consommation (par exemple ceux qui consistent à placer des centrales solaires dans les déserts), l'interconnexion par un réseau électrique devient un problème central. On sait par ailleurs que la mise en place de lignes de transport à haute tension peut être difficile du fait des investissements à réaliser et des problèmes d'acceptation sociale.

Dans ce domaine, les recherches à conduire portent entre autres sur (1) les lignes à très haute tension à courant continu, (2) la synchronisation des phases pour des réseaux alternatifs de longue distance, (3) les systèmes de protection adaptés en cas d'incidents de réseau qui pourraient conduire à un « black-out » de grande envergure.

2.4.2 Capture, stockage ou valorisation du CO₂

Les poids à donner au problème du changement climatique et à celui de l'acidification de l'océan auront évidemment des conséquences sur la mise en œuvre à grande échelle de la séquestration et du stockage du CO₂ ou de sa valorisation.

C'est un sujet qui a été fortement mis en avant dans un passé récent mais on constate un recul sur ce thème. Les expériences de stockage du CO₂ en Norvège portent sur 1 million de tonnes par an alors que les rejets de CO₂ dans l'atmosphère sont de l'ordre de 30 milliards de tonnes par an. Il est difficile d'imaginer de passer de démonstrations de petite taille à des mises en œuvre à grande échelle, les procédés étant par ailleurs coûteux en énergie. Ce n'est certainement pas ainsi qu'on diminuera les teneurs en CO₂ de l'atmosphère. Néanmoins il convient de continuer à soutenir les recherches visant à (1) optimiser la capture du CO₂ sur les sites de grande production (centrales, cimenteries, ...) et (2) le stocker à relativement grande échelle y compris dans les formations géologiques (voir la prospective énergétique de l'Agence internationale de l'énergie).

De plus le CO₂ peut être valorisé, bien plus qu'on ne le fait aujourd'hui (150 Mt dans l'industrie) en tant que source de carbone, dans des procédés chimiques conduisant à sa conversion en molécules organiques d'intérêt, en polymères... Ces procédés peuvent consister en une transformation directe du CO₂ ou en sa réduction par l'hydrogène (formé à partir de l'eau et d'énergies renouvelables).

Les recherches dans ce domaine doivent être renforcées pour (1) améliorer et diversifier les synthèses de carburants à partir du CO₂ et d'hydrogène, (2) améliorer et diversifier la synthèse de molécules organiques à partir du CO₂ pour l'industrie chimique.

2.4.3 Vecteurs, stockage de l'énergie

Une des possibilités souvent évoquée pour l'intégration des ressources d'énergie intermittentes est celle des possibilités de lissage par « troc » entre

les diverses régions européennes. L'examen de la production au niveau européen des sources intermittentes (éolien notamment) montre qu'il n'y a pas vraiment de compensation (cela conduit à des pics et des creux de production) et c'est donc le stockage massif de l'énergie qui doit être recherché. La capacité de stockage se mesure en produit de la puissance restituée par le nombre d'heures de fonctionnement. Dans l'analyse des solutions de stockage, il faut aussi tenir compte du temps de réaction à un appel de puissance.

Très généralement, l'énergie peut être stockée sous forme mécanique, chimique/électrochimique ou thermique. Le stockage mécanique utilise principalement le pompage de masses d'eau qui sont ensuite turbinées pour restituer l'énergie stockée. On parle dans ce cas de stations de transfert d'énergie par pompage (STEP). Une autre méthode repose sur la compression d'air. Une grande variété de méthodes est disponible pour stocker l'énergie sous forme chimique : batteries électriques, production d'hydrogène par électrolyse puis restitution de l'énergie par le biais d'une pile à combustible ou d'une turbine à gaz, production d'hydrogène pour la synthèse de combustibles liquides ou gazeux. Enfin, le stockage sous forme thermique est bien adapté à l'énergie solaire à concentration et peut permettre de prolonger la production d'électricité après la période diurne d'ensoleillement¹.

Les recherches à conduire portent sur : (1) les possibilités de mise en place de STEP dans des configurations de faible élévation. En effet, seules les STEP permettent de stocker facilement de l'énergie électrique. On peut penser à des lacs d'eau de mer sur des falaises hautes, à proximité d'un parc éolien marin ou d'une centrale terrestre, (2) l'extension des limites physiques du stockage électrochimique de l'électricité qui bornent la densité d'énergie stockée. Ces recherches sont nécessaires notamment pour les applications liées au transport, (3) le stockage sous forme d'hydrogène avec conversion par pile à combustible haute et basse température ou par turbine à combustion dans le cadre d'un cycle combiné, (4) les possibilités d'utiliser l'hydrogène pour la fabrication de carburants synthétiques. Le recours à l'hydrogène a été initialement envisagé pour résoudre les problèmes du transport individuel automobile, mais les difficultés de mise en œuvre sont importantes, et ce n'est peut-être pas dans ce domaine que ce vecteur pourrait être le plus utile.

Le stockage de l'électricité constitue un aspect majeur pour le développement des énergies renouvelables, mais les recherches dans ce domaine ne sont pas à la hauteur des enjeux.

¹ Il est intéressant de rappeler les ordres de grandeur pour les diverses méthodes de stockage : dans le cas des STEP, 1 m³ (soit 1000 kg) d'eau avec un dénivelé de 100 m permet de stocker 0,8 MJ, la combustion d'un kg d'essence peut fournir une énergie de 42 MJ, la combustion d'un kg d'hydrogène dégage 120 MJ, 1 kg des meilleures batteries peut stocker 0,72 MJ.

EXECUTIVE SUMMARY

"If a man does not know to what port he is steering, no wind will be favourable",

Seneca

This academic report is to be seen as a contribution to the ongoing debate about energy, mainly addressed from the point of view of scientific and industrial research that should be engaged with the aim of addressing the successive issues that will come to a head over the next decades.

The role of science in this debate consists of identifying appropriate research issues, to face solutions to our growing needs for energy, distinguishing the major scientific challenges that will have to be resolved through continuous efforts and commitments. Another aspect in the present context is that the scientific method could enable to tackle problems with a reasoned, systematic approach, without *a priori* considerations. This dual role is important at a time when rumour spread out that we are condemned to change civilisation and that for this purpose we would need to engage in gigantic projects, attractive in principle but totally unrealistic in practice.

It is also clear that solutions to the energy-related issues will not be simply the fruit of scientific investigation. Much of the innovative technical progress has its roots in basic research, but it only reaches the market-place if the early results are prolonged through technological and/or industrial research which are the motors to development. In this respect, the intellectual resources, if exploited favourably with shared dynamics, are enormous and France has many specific assets here. Solutions to energy issues often call for a high level of trust in the capacity to innovate and transform innovations into entrepreneurial projects.

The objectives pursued under the various policies – whether government initiated, or put forward by industrial groups or by ardent defenders of the environment – must firstly be clarified. Among orientations most often cited, one can distinguish the following options:

- (1) For the European Union (EU), the principal objective is to eliminate as far as possible CO₂ emissions, to fight against climate change. In France, the target is a reduction by a "Factor 4" of CO₂ emissions by year 2050 (*cf.* the report "Energies 2050").

- (2) For some actors, this objective has been moved to an objective of reducing energy consumption *per se*. In France, for example, one may consider that the official position of ADEME is in favour of a reduction in energy demand (by a factor 4 by 2050?), rather than a reduction of CO₂ emissions. From this point of view, the role played by renewable energy sources is clearly of a lesser priority; in contrast, energy saving in the building sector is considered to be of prime importance.
- (3) For others, environmental protection calls for an increased fraction of renewable energy sources and a simultaneous decrease of fossil fuels (or in those energies which are deemed dangerous). However, increasing the fraction of renewable sources, based on photovoltaic solar energy or wind farming could lead – over a period of 20 to 30 years – to a surprising (but probable) return to fossil fuels (like coal, lignite or gas) power stations that would be needed to offset the intrinsically intermittent nature of these renewable energy sources.
- (4) The theory of “peak oil” followed by a rapid decline of petroleum products and gas must be re-assessed. Recent discoveries in deep offshore locations and the latest figures available for non-conventional hydrocarbon reserves (perhaps somewhat exaggerated) may lead to changes in energy procurement policies.
- (5) Many other issues are far from being independent from energy-related issues, but their interactions are not easily integrated in an assessment of the energy future. This appertains to water as a resource, where the scarcity already is acute and risks in the near future to become a major problem for the Planet.

To ensure that energy will be available and cover Mankind needs, under the best possible conditions in particular in a form that can readily be stored and rapidly used, is a major challenge for this 21st Century.

To access energy sources implies a transformation of the energy content stored in fossil fuels (chemical energy of coal, oil, gas, nuclear energy of both heavy and light elements) and the “renewable” forms of energy available on Earth (directly or derived from the Sun’s radiation) to best adapt them to our needs; the possibility of accessing more energy implies that we make the most of all possibilities open.

Beyond the growing needs of the industrialised countries, the emerging countries, together with demographic growth, lead to an overall, increasing demand for energy. This trend notably results from improved life-styles of the majority of the inhabitants on Earth which would not be possible without relevant energy input.

Meeting the growing demand (a few percentage points per year) raises not only scientific and technical issues but also has a considerable impact on society. This challenge constitutes a stimulus for scientists and engineers of today and tomorrow. Facing the challenge implies a decisive commitment to engage in research to address all energy issues: economic, production, transportation, conversion, storage and utilisation. This will require investments to be made in basic and technological research and require courage in risk-taking and adoption of a pragmatic attitude that will prove necessary for development of corresponding industrial tools, once the needs have been clearly identified and an appropriate strategic policy defined.

Energy prospects in quantitative terms depend fundamentally on hypothesis as to the level and nature of technical, cultural and social developments. They must therefore take into account the diverse degrees of uncertainty that prevail when making forecasts in this area. Prospects in terms of improvement or innovations required to better meet the demand will therefore give priority to an analysis of energy transformation and storage processes, while at the same time show interest for the prospects of using new energy sources.

Energy issues, mainly addressed by specialists in earlier times, are now extensively discussed in the media and by the public at large. This new societal development clearly corresponds to an increased level of awareness of the importance of the topic. At the same time, one finds that there are real problems in regard to the public's understanding of things like the power output of an installation and the amount of energy it can supply and more generally of the public's knowledge and ability to take into account basic data on orders of magnitude of fossil fuel sources, economic factors and issues, factors related to the environment and to climate change, and an overall understanding of the underlying mechanisms (physics, chemistry...) that are involved.

The public at large is now conscious that the period immediately ahead will be crucial in terms of the energy procurement policy decisions, and it is important that it be assisted to better accept and face the issues, the constraints and the scientific, technological and economic factors that underpin such decisions.

In this report, one begins by noting that constraints on development of energy sources are numerous: CO₂ emissions leading to a 2 ppm/yr increase of atmospheric CO₂, rarefaction of fossil fuels, financial difficulties of large scale developments, increased demand for energy supply, notably electricity, environmental issues, societal reactions, changing landscapes in Europe and, by extension, on the international scene. On one hand, this should lead to an energy mix, and on the other hand, to improvements in efficiency in all energy conversion processes and utilisations conducive to savings.

It can be asserted that till at least mid-century, the mix will rely on fossil fuels (coal, oil and gas), nuclear fission and renewable energies. In the short term,

the mix will evolve by adapting existing technologies to the resources available, but it will gradually adopt and integrate new concepts and new technologies. In this context, energy vectors (electricity, heat, synthetic fuels, hydrogen gas...) and massive storage of electricity issues will play a central role.

These technologies will prove all the more attractive that their impact on climate change will be negligible. This implies that improvements in our understanding of the mechanisms that underpin the observable changes and their consequences. One area of large uncertainty results from diverging political decisions in the major energy consuming countries.

The respective "weighting" of various energy sources in the future mix also requires that we assess the *pros and cons* for Society, *i.e.*, that we correctly assess risks pertaining to exploitation and the associated environmental costs. A better level of evaluation of these risks and of societal acceptance will become progressively more important.

The approach adopted by this Committee consists of addressing and analysing energy issues to identify research areas and topics that could have an impact – in the time horizon of 10-20 years and beyond – on the development of associate production facilities. It simply is not possible to be exhaustive on such a vast a question, which has also been largely discussed elsewhere. The present thoughts are therefore limited to those energy sources where research will indeed have an important role to play.

Readers, if interested, will find complementary information in a series of reports published by the French Academy of Science (2005-2007), others on the website, *inter alia* of the National Academy of technologies of France (NATF) and numerous other publications. A recent report "Energies 2050" proposes an analysis of 4 scenarios and an update on general energy-related prospects. In the case of nuclear power generation, the studies undertaken by the Academy in the aftermath of Fukushima, by the French Academy of Science's *ad hoc* Working Party "Solidarity with Japan" (*cf.* the website) were gathered in a report, incorporating numerous appendices all of which deal with nuclear energy-related questions. Many books and articles are also referenced at the end of this report.

1 | Some urgent questions

The Committee deems it important that answers should be forthcoming to the following issues:

In the immediate short-term future (3 yrs) there is a need

- To identify, among the possible energy policy orientations, those to be considered as priorities and, on this basis, to define an energy policy, coherent not only at the national level but also, if possible, at the European level.
- To make an accurate assessment as to the amounts of resources available and the conditions that could warrant exploitation of non-conventional hydrocarbon sources, notably shale gas and likewise take into account the rapid policy changes in some major industrialised countries (USA, UK...).
- To undertake and implement timely decisions to resolve the major problems identified today. A case in point is that of nuclear wastes, destined to be disposed of in geological repositories (French Law 2006). A new law in this area is planned for year 2015 to clarify and define the conditions for the underground storage and this horizon must be taken into account inasmuch as the results of research work in relation to safety concerns for waste storage are already available. It is to be noted, that the French *Cour des Comptes* [national comptroller] report on the electro-nuclear sector activities, indicates that the uncertainty factor induced by costs of disposing wastes from industrialised power generation in nuclear reactors, and likewise for future decommissioning and dismantling of plants, will only have a weak effect on the cost of producing electricity from nuclear sources (e.g., doubling up the costs of disposing nuclear wastes would only lead to a 1% increase in production cost balance).
- Not to take decisions dictated by essentially political considerations without waiting for a scientific and technological assessment, decisions which would negatively influence the delicate balance between fossil/renewable/nuclear resources and the development of associated technological infrastructures. Incoherent policy making has been recently exemplified in the case of photovoltaic power generation. The Committee hopes that such errors will not be repeated when time will come to making decisions about 4th generation nuclear reactor research design and planning.

In the mid-term period (2020-2030)

What are the real possibilities to see France's main energy sources evolve over the coming 20 years? To what extent may nuclear generated power be replaced by intermittent energy sources?

To answer these two questions, one must:

- (1) Consider all possible scenarios. Several options are assessed in the report entitled "Energies 2050" and in earlier reports as well. There is an interesting example which is that of the decision taken by the German Bundestag to end nuclear power generation in Germany by year 2022. This has led to numerous discussions and there is a considerable amount of information originating from German sources, on the problems that this decision will generate.
- (2) To inform citizens as to the confusions that exist in debates on energy, for example, between the notions of rated, installed power (kW) and actual energy production or consumption (kWh). One cannot, to pursue this example, replace a 1 000 MW coal burning or nuclear power station by a 1 000 MW wind farm or set of solar arrays: the first category can be operated for approx. 8 000 hr/yr, while intermittent sources only operate approx. 2 500 hr/yr. The follow-on question concerns the need to bring back coal-burning or lignite-burning stations given the augmented pollutant emissions (e.g., SO₂) or construct gas-burning plants which will all induce supplementary emissions of CO₂.
- (3) To take account of the difficulties inherent in a national or European grid system, with a high proportion of intermittent and diffuse energy inputs. The diluted nature of renewable energy is a considerable handicap at a time when urban megapoles constitute the common standard. This raises new problems that are not immediately solvable. Electrical network and installations needed to collect and distribute energy will consequently have to be adapted and in general replaced, in order to allow two-way energy exchanges. Moreover, these new development of energy dispatching will be facilitated by installing smart grid equipment and new VHV (very high voltage) lines. Management of this network and its stability will be more difficult to achieve. It is worth recalling in this respect, the major electric outage (black-out or brown-out) that occurred in Europe in November 2006.
- (4) To question the balance that could be obtained between centralised production and centralised/decentralised utilisation (implementing photovoltaic arrays and hydrogen as a vector).

What solutions can be offered in respect to the question of massive electric energy storage?

Storing electricity, notably for automotive propulsion, is an important subject for industrial car manufacturers, but it is also relevant to increase efforts on the question of massive energy storage to handle the electrical output of intermittent

sources (wind turbines and/or solar photovoltaic arrays). Research and development on this issue appear to be insufficient and activities in France are not on a par with what is being done elsewhere. Most of the electrical energy storage is currently achieved by Pumped Hydro-electric Storage systems (PHES) whereby water is stored in high altitude dams. If this process is the only viable one, should we proceed by preparing lakes of sea-water that would be pumped from the sea to cliff-top positions, near off-shore wind farms or hydro-turbines, or even near on-land power stations in the neighbourhood? Materials and equipment allowing pumping under harsh operational conditions have operated at France's Rance river estuary hydro station (tidal power has been taped satisfactorily for more than 50 years now) opening possibilities for storing sea-water.

Can carbon capture and sequestration (designated as CCS) with very long term or multi-secular storage of CO₂ be implemented on any significant degree or scale?

Human activities generate some 30 Gt of CO₂/yr and this figure might rise to 40 Gt in 2030 if nothing is done on a world-scale; tests carried out on a pilot scale process are of approximately 1 Mt/yr. One may legitimately raise questions (1) as to whether there is a sufficient number of geological sites that would be approved for long term storage, (2) as to whether the test rig figures can be scaled up from 1 Mt/yr to 10 000 Mt/yr, (3) in regard to the possibility to assure that no CO₂ will leak back to the atmosphere, and that the storage will have little impact on the environment (4) about the possibility of obtaining the required social acceptance of the process.

2 | Current source status, prospects and research

We shall now discuss, in order, renewable energies, fossil energies, nuclear power generation and various ancillary problems associated with these sources.

2.1. Renewable energies

2.1.1 Wind farming

On a global scale, wind turbines are already producing a non-negligible amount of electricity, with an installed, total nominal maximum value of 200 GW, thereby producing a quantity of electricity equivalent to 60-65 of today's

nuclear reactors (on the basis of 2 500h/yr of turbine operation, compared with 8 000 h/yr for a nuclear reactor). It will be noted that there are around 450 operational nuclear reactors in the world. However, wind power is intermittent, notably for on-land installations. Off-shore wind farming does reduce the intermittent characteristic given that over the seas winds are less irregular than on land.

The main problem – as yet unsolved satisfactorily – is that of integrating intermittent energy sources in the grid when the wind farms are exploited on a large scale. In order to reach a high percentage of wind power in the future mix, one must necessarily install either complementary sources to compensate for the wind turbines low production level when available winds are too low or absent, or make significant progress in the field of electric energy storage. Even the so-called “smart” grids will not be able to absorb too high a fraction of wind power generated electricity if this irregularity is not compensated in some way.

Research in the area of wind turbine generators would address (1) engineering issues notably for barge floating wind farms, (2) integration processes to feed wind generated power into the grid, (3) development of massive storage techniques and facilities, (4) meteorological observation technologies and platforms that call for heavy investment outlay but which, notwithstanding, would not allow you to anticipate production fluctuations to the point that compensatory means could be brought on line.

2.1.2 Solar thermodynamic or concentrated solar power

Solar radiation could provide for about 20-25% of the world's electricity needs by 2050. So-called thermodynamic solar power can therefore play an important role in the future, perhaps of the same order as photovoltaic solar power. This is an area that is rapidly growing after two decades in preliminary phase exploration. It has all the advantages of heat storage that could indeed extend the duration of availability of energy after the sun has set, and can be combined in hybrid solar cycles with other production means, such as with gas turbines. CSP is a technique that would prove well-adapted to the possibilities of those Southern developing countries where there is a high level of luminosity and exposure to direct sunlight.

Research in the area of solar power converters would address (1) system components (ways to concentrate solar radiation, new radiation absorbing materials) designed for future generation arrays that would be more efficient in the conversion process and more economical in terms of heat transfer water flow, (2) implementing combined cycle systems that would increase overall efficiency levels, (3) solar power integrated to gas turbine systems, (4) high performance thermodynamic cycles, (5) non-conventional solar power, e.g., used to produce hydrogen or synthetic fuels without increasing CO₂ emissions.

2.1.3 Photovoltaic solar energy

Many areas of investigation have been opened as to the potential of solar photovoltaic electric generation. It is now possible to envisage numerous alternate solutions and ways to improve efficiency compared with today's solar cells panels and systems. There is a real need to develop a short- and mid-term visions to organize this industrial sector in France.

Research here must be continued, aimed at obtaining more efficient and fuller use of the Sun's radiation spectrum, with special commitments for (1) new thin film semi-conductors, notably multi-component (3,4 or more) films that make use of abundant, non-toxic elements, (2) multi-junction thin films, (3) technologies used to manufacture thin film structures that can be produced on an industrial scale (magnetrons, sol-gel techniques) and to minimize the associate manufacturing and assembly costs, (4) so-called third generation technologies (Sun-ray concentration arrays, nanoparticle assemblies, conducting polymers).

Beyond these research efforts (in the main of a basic nature), one must also seek (1) to optimize manufacturing and assembly of modules in solar panels, (2) likewise improve their implementation 'in the field'. These require progress in technology and organisation for the sector as a whole, for the purpose of not only lowering panels/arrays unit costs of the but also the servicing costs associated with these devices once installed. Development here also relates to adapting of existing electric networks infrastructure to the integration of intermittent electric energy production and to providing means for storage of electricity either locally or in the network infrastructure.

2.1.4 Biofuels

The context today calls for introduction of bio-fuels for use in the transport sector and could possibly reach a 10% level by year 2020. There is also a strong demand for bio-kerosene (or equivalent synthetic jet fuels) to meet the future needs of aviation.

One can, however, underline the low level of energy attractiveness and environmental-friendliness of first generation bio-fuels (based on oil-bearing plants or sugar-cane or beet...) and their potential competition with agriculture for food production. Second generation bio-fuels obtained by processing and converting lignocellulosic material in plants (*viz.*, those parts of the plant which are not edible) seem to be more attractive from an energy potential stand-point; nonetheless, this assertion remains to be analysed in further detail, and will require new research work aimed at optimizing the chemical and biotechnological processes used to extract the molecules of interest.

Likewise, more efforts in terms of research will need to be engaged to exploit third generation bio-fuels, *i.e.*, molecules produced by photosynthetic micro-organisms such as micro-algæ. At the same time, the latter *per se* are remarkable small-scale chemistry factories and it might probably be more advisable to use them as bio-producers of carbon molecules with high added value (the bio-sourced chemistry) to meet the needs of the chemical industrial sector.

In the area of bio-fuels, there is a clear need for a vision allowing an optimal development without interfering with agriculture aimed primarily at providing food and without penalising water resources through excessive consumption.

Research should be focused on (1) obtaining complete energy balance sheets, (2) using interdisciplinary analysis involving specialists from chemistry, process engineering and biotechnologies, (3) a new form of bio-sourced chemistry that could in the long term replace chemistry largely based on fossil resources.

2.2. Fossil energies

2.2.1 Petroleum products, gas

As far as the future of oil and petroleum products is concerned, one can foresee rather than a well defined "peak oil" event, a long plateau with peaks and troughs followed by a decrease in demand and supply. Depletion of known gas reserves is at a horizon that is constantly pushed forward in time but few oil sites discovered in the Atlantic Ocean are in technically difficult configurations and exploitation will prove more challenging. Extraction of bituminous sands calls for mechanical digger extraction, transportation of extracted material from the site and steam processing, all of which will have an undoubted high impact on the site environment.

Research tending to increase oil and gas reserves would address, in the main (1) geophysical prospection, (2) exploitation techniques adapted to more complex site conditions, (3) improvement of safety factors and environmental protection, which both call for increased efforts and commitments.

2.2.2 Shale gas

The known or predicted reserves of non-conventional shale gas reserves are considered to be important in size, but require accurate quantity assessment and also evaluation as to the exact impact on the environment if one were to

exploit these resources. The United States have moved ahead in this field and the quantities thus far extracted are such that the price of gas has been reduced to a large extent, to the point where the USA has become a gas exporter. This has modified the ranking of the various energy sources, slowing down, for example, the development of new nuclear plants. Since regulations have not followed the initial exploitation and development, some of the companies engaged in this effort have not paid sufficient attention to risk factors like those related to the possible contamination of drinking water, or to subsequent terrain instability.

Hydraulic fracturing, used for many decades now to improve oil-well extractions in low permeability rock structures, has enabled production of the gas hitherto 'locked' into high-organic content shales. Numerous oil heads can be located in a relatively small surface zone and the drilling techniques today enable the bore-holes to be directed horizontally in any direction and to almost any depth. In this technique, relatively large quantities of water must be used together with tensio-active additives and sand grains to better ensure stable fracturing but with consequences on the environment that still require analysis and assessment.

In France, decisions have been reached without proper instruction of the dossier. The recent law that places an interdict in hydro-fracture techniques was voted in Parliament before the report comes out on this very subject was published by the Government's Sustainable Development Commission. In this context, it is advisable to re-initiate analyses based on scientific facts and economic factors.

Research in this area should (1) commence with an evaluation of accessible reserves and then be pursued (2) through improvements to the operations modes, (3) by a better assessment of the impact on the environment, (4) by development of exploitation methods that minimize the aforementioned impact. Methods do exist to isolate aquifer water tables but they require that stringent regulations be enacted and enforced.

2.2.3 Geothermal Energy

Even if the flow of geothermal energy from inside the Earth is low compared with the energy received through the Sun's direct radiation, numerous heat recovery projects have been carried out in the past few decades – mostly using water as the carrier fluid – to capture energy accumulated as heat in the upper layers of the Earth's crust. Depending on the temperature of the water extracted, one refers to low medium or high geothermal energy. When the temperature is in excess of 150 °C, this so called "high energy" geothermal,

enables production of electricity. In the early 1990s, the installed world power in geothermal sources was around 7 000 MW (in decreasing order, in the USA, the Philippines, Mexico, Italy, Japan...) while another 500 MW were also accessible using "medium energy" water (90-150 °C). As far as low geothermal energy is concerned, the main utilisation is for heating of housing/office premises...in China, in the USA, in Iceland, in France, Japan... with energy supplies in excess of 10 000 MW thermal. The forecast for year 2010 was approximately 15 000 MW electric from high temperature geothermal sources and 35 000 MW from low temperature sources. The operations to extract geothermal energy are relatively easy, economically attractive and based on well-proven technologies. Generalisation to every country can only be envisioned for low temperature exchange sources and these are rarely exploited. The main difficulty comes with the exploration phases for viable sites, inasmuch as this calls for sizable investments and it is not an area associated as yet with an identifiable industrial sector. Research therefore lies in the scope of geo-sciences.

2.3. Nuclear power generation

2.3.1 The nuclear industry and Generation IV reactors

The chain of accidents that occurred at Fukushima threw light abruptly on nuclear safety issues and on the need to assess all the risks associated with the fuel cycle and questions of remediation, should a nuclear accident take place. This subject is addressed in the reports drafted by the French Academy's working Group "Solidarity for Japan", as well as in the appendices to the report. Beyond the question of today's generation reactors (2nd generation reactors), with extended operational life duration, and the 3th generation cycle with reactors such as the EPR, the longer term future for nuclear power generation (after approx. 2040-2050) could well rely on fast neutron so-called 4th generation reactor designs.

Research has a capital role to play in this field since these 4th generation reactors raised many technical issues. The 4th Generation models will solve the question of availability of uranium fuels but require (1) that progress be made in terms of plant safety. In the case of liquid sodium cooled reactors – as envisaged for the ASTRID project – one of the problems raised is how to guarantee stability of the reactor and its contents in the case of loss of the refrigerants (one refers here to a negative void coefficient indicating that the reactors remains stable) as is the case for today's reactors, (2) handling the evacuation of residual energy (heat) from the reactor core should all the coolant

circuits be out of service, (3) progress in necessary, continuous multi-element recycling of fissile matter (notably uranium and plutonium). One should also closely examine how to deal definitively with the inventory of all such matter if and when the decision is taken to end this industrial sector for good.

2.3.2 Thermonuclear fusion energy and ITER

It is recognized that ongoing research into magnetic confinement fusion or inertial fusion will only lead to industrial-scale applications in the very long term, to be optimistic between 50 and 70 years. The so-called DEMO installation (1 GW) is currently planned to be operational in 2050. With ITER, the question is to ascertain that there are no difficulties associated with change in scale compared with today's reactors or to the production of high level energy output. Implementing this road-map for ITER will depend on the level of collaborative investments that can be engaged.

Over and above the scientific questions related to plasma confinement, there remain a large number of technological problems to be solved as the power output level increases. For example, the question of material stability is crucial to success; research on fusion is carried out in an international framework where Europe and France have important roles to play. Research must also cover possible hybrid fusion/fission reactor designs, which are less demanding in terms of material resilience.

2.4. General order issues

2.4.1 Transporting electric energy

In many projects, notably those involving renewable energy sources which are often located at a considerable distance from the utilisations outlets (e.g., the idea of installing solar farms in desert areas), the interconnection problems in relation to the grid become primordial. Moreover, it is also known that installing new Very High Voltage (VHV) grid lines can prove difficult, on one hand, due to the high investment costs and, on the other, due to social acceptance issues.

In this area, research should be focused, *inter alia*, on possibilities, (1) to build VHV continue current lines, (2) phase synchronisation questions for long distance alternating current lines, (3) protection systems adapted to incidents in the grid system which could be used to avoid eventual large scale black-outs.

2.4.2 Sequestration, storage or value-adding to CO₂

The relative importance that is placed on climate change factors and to acidification of the ocean water will obviously have consequences on large-scale projects to sequester and store CO₂ and/or to add value to captured CO₂.

This theme has been accentuated in recent years but one also notes that initial enthusiasm is waning. Experiments carried out in Norway in carbon storage concern some 1 M tonnes/yr, compared with the level of man-made CO₂ released into the Earth's atmosphere, of about 30 billion tonnes/yr. It is therefore difficult to imagine moving from small scale experiments of today to large-scale facilities and, indeed, one must bear in mind that the CO₂ capture and sequestration processes (CCS) themselves are energy-intensive. The immediate conclusion is that the CCS process will not decrease the CO₂ content in the atmosphere. Nevertheless research should be pursued (1) to optimize CO₂ capture processes at large scale CO₂ emission sites such as fossil fuelled power stations, cement plants... and (2) to develop large-scale storage processes using suitable geological formations (*cf.* the energy prospects fact-sheet issued by the IEA).

Moreover, there are processes which could be developed to add value to CO₂, to a much greater extent than is done today (150 Mt in various industrial sectors) and use it as a source of carbon, to be used in chemical processes converting it into useful organic molecules, into various polymers... The process may entail direct conversion of the CO₂ or in a reduction process using hydrogen (obtained from water and renewable energy sources).

Research here should be strengthened by (1) improving and diversifying fuel synthesis techniques combining CO₂ and hydrogen, (2) improving and diversifying synthesis of organic molecules from CO₂ to be used in the chemical sector.

2.4.3 Vectors, energy storage

One possible route often cited to integrate the intermittent energy production is to smooth supply/demand by a barter system among various European regions. However, a detailed analysis of Europe's production figures for intermittent sources (wind farming notably) shows that there is little compensation effect and that production features an irregular pattern of peaks and troughs. It is therefore necessary to seek ways to massively store the energy produced by renewable energy sources. Storage capacity must be measured as the product of power level and the number of operational hours at that

power level. When analyzing such storage solutions, one must also include a necessary delay time to restore power when a demand comes on line.

In general terms, energy can be stored in a mechanical/chemical/electrochemical and/or thermal form. Mechanical storage mainly calls for pumping large amounts of water to high level dams and used later in turbine generators to produce electricity (PHES). Another possible method is to compress air and use this at a later time through a gas turbine unit to produce electricity. A large number of methods also exist to store energy in chemical form: batteries, production of hydrogen by electrolysis and then recovering the energy through fuel cell assemblies or through gas turbines, production of hydrogen to synthesize fuels (liquid or gaseous). Lastly, storage of thermal energy – well adapted to solar concentration processes – can extend the possibility to produce electricity beyond the daylight (sun radiation) period.*

Research priorities should be directed to:

- (1) Possibilities of implementing PHES facilities in low-elevation configurations. The reason for this is that PHES's alone can be used to easily store energy from which to generate electricity. One can imagine sea-water lakes installed at the tops of cliffs, near offshore wind farms or near a land-based power generation station.
- (2) Pushing back the physical limits for electro-chemical storage of electric power to augment the density of the energy stored. Such research is necessary notably for applications in the domain of transportation systems.
- (3) Storage in the form of hydrogen gas, the conversion to electricity being enabled by both high and low temperature fuel cells or combustion driven turbines in a combined cycle power plant.
- (4) Possibilities of using hydrogen to produce synthetic fuels. Using hydrogen was first envisaged to provide automotive power for automotive vehicles, but the difficulties to implement the process are quite sizable and it may well turn out that this vector could prove more useful (*viz.*, efficient) in other sectors.

Storing electricity is a major theme necessary in the development and integration of renewable energy sources, but research in this area does not match the needs.

* It is worth noting the orders of magnitude of various forms of energy storage: for PHES (pumped hydro energy storage), 1 m³ (*i.e.*, 1 000 kg) of water represents 0.8 MJ after a 100 m drop; combustion of 1 kg of oil fuel releases 42 MJ; combustion of 1 kg of hydrogen, 120 MJ and, finally, 1 kg of the best batteries today can store 0.72 MJ.

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Le Comité de prospective en énergie (CPE) de l'Académie des sciences a été mis en place en juin 2010 pour poursuivre et développer une réflexion sur le problème de l'énergie. Le CPE a procédé à l'audition de nombreux acteurs de la recherche dans ce domaine. Plusieurs de ses membres ont aussi participé au groupe « Solidarité Japon » également mis en place par l'Académie à la suite de l'accident majeur de Fukushima. Le groupe a traité de l'énergie nucléaire.

Le présent rapport est une contribution au débat sur l'énergie, qui est abordé principalement sous l'angle des recherches à conduire pour relever les défis successifs qui se poseront dans les prochaines décennies. En effet l'émergence de toute solution commence par une implication forte de la science et de la technologie avant d'être traduite en réalité industrielle.

Le rapport comporte une « Synthèse » incluant les constatations majeures qui touchent à l'énergie, les domaines prioritaires de recherches et les recommandations du CPE. Au-delà de cette synthèse, le rapport comporte sept parties et cinq annexes.

La première partie est une réflexion prospective sur plusieurs points : énergies fossiles conventionnelles, gaz de schiste, hydrates de méthane, biocarburants et carburants de synthèse, énergies intermittentes, énergie hydroélectrique, géothermie, énergie nucléaire, vecteur hydrogène, transport de l'électricité, stockage de l'énergie. Ce panorama s'achève par un recensement des facteurs et des incertitudes qui sont à prendre en compte dans tout débat sur l'énergie.

La deuxième partie traite des énergies renouvelables, sources importantes d'énergie électrique. Leur intermittence et leur caractère dilué posent de nombreux problèmes d'intégration dans le réseau. Les possibilités de stockage massif de l'énergie sont aussi un élément clé de leur développement à grande échelle car il faut disposer d'énergie lorsqu'il n'y a plus de vent ni de soleil, ce que ne permet pas en général un lissage par raccordement d'un grand nombre de régions. Seule l'énergie solaire concentrée peut permettre un stockage partiel de l'énergie sous forme thermique. Le sujet des biocarburants et de la biomasse est traité dans la dernière section de ce chapitre.

La troisième partie traite de questions d'actualité dans le domaine des énergies fossiles, notamment celle des gaz de schiste, dont le potentiel peut modifier le paysage énergétique d'un pays (États-Unis). Les nombreuses questions posées par l'exploitation des gaz de schiste doivent être envisagées sur des bases logiques fondées sur l'analyse scientifique et économique. L'autre source d'hydrocarbures non conventionnels pourrait venir des hydrates de gaz naturel.

La quatrième partie du rapport est une réflexion sur l'évolution de l'électronucléaire. Elle porte sur le devenir de la filière actuelle et sur la transition vers une nouvelle génération de réacteurs à neutrons rapides qui pourrait assurer la quasi-pérennité des ressources en matières fissiles. Le lancement d'une telle filière pose des questions scientifiques et techniques difficiles. On traite aussi dans cette partie de l'avenir de la fusion contrôlée qui passe par le projet Iter. On recense dans cette partie les questions scientifiques qui seront étudiées sur la machine Iter et celles qui resteront en suspens.

La cinquième partie traite des vecteurs d'énergie et du stockage de l'énergie : adaptation du réseau de distribution électrique, utilisation de l'hydrogène comme vecteur et comme stockage d'énergie, principales méthodes de stockage de l'énergie, valorisation du CO₂ comme moyen de stockage de l'énergie et de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

La maîtrise de l'énergie par les économies est envisagée au chapitre 6. Des économies substantielles peuvent être réalisées notamment dans les domaines du bâtiment et de la mobilité.

La dernière partie du rapport traite de la problématique de l'énergie pour le transport aérien. Bien que l'aéronautique ne consomme qu'une faible partie du pétrole, la croissance du trafic soulève les questions de disponibilité de combustibles adaptés à ses besoins et d'alternatives au kérosène obtenu par synthèse ou à partir de la biomasse.

Plusieurs sujets sont traités dans des annexes. L'annexe A est un panorama de la recherche et développement sur l'énergie au niveau international. Le cycle du combustible pour les réacteurs à neutrons rapides fait l'objet de l'annexe B. Les possibilités des réacteurs hybrides de fusion-fission sont présentées à l'annexe C. Les facteurs qui définissent le vieillissement des centrales nucléaires actuelles sont décrits à l'annexe D. Les caractéristiques des végétaux lignocellulosiques sont données dans l'annexe E.

La rédaction des chapitres et annexes de ce document est due à différents contributeurs. Les versions finales de ces textes ont été approuvées par l'ensemble des membres du comité.

* * *

Pour conclure cette introduction il est utile de passer en revue quelques éléments fondamentaux du problème de l'énergie.

Il convient d'abord de souligner l'importance du sujet et son actualité. Dans un article récent, le professeur Nathan Lewis du California Institute of

Technology observe que l'énergie est le défi technologique le plus important que l'humanité ait à affronter aujourd'hui et il souligne que rien, en science ou en technologie, ne s'en approche. Le CPE partage ce diagnostic. Le sentiment de vivre dans une époque charnière au cours de laquelle on observe et observera :

- une demande croissante en énergie ;
- une accumulation dans l'atmosphère des gaz à effet de serre ;
- un épuisement des ressources et notamment des ressources fossiles ;
- une augmentation des émissions polluantes associées à l'activité humaine.

Cette situation est représentée sous forme graphique à la figure 1.

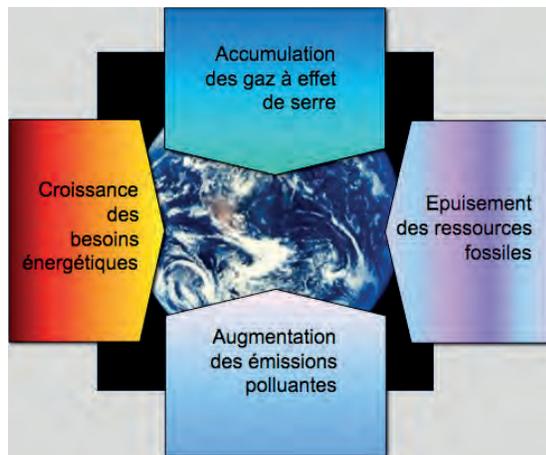


Figure 1
Les facteurs du changement global.

La demande énergétique croît à un rythme de l'ordre de 2 % par an. C'est ainsi que la production d'énergie primaire mondiale est passée d'un niveau de 6,106 Gtep en 1973 à la valeur d'environ 12,7 Gtep en 2010, soit un doublement en quarante ans.

L'accumulation des gaz à effet de serre s'effectue désormais au rythme d'environ 2 ppm de CO₂ supplémentaires par an dans l'atmosphère, ce qui correspond à l'injection d'une masse de 30 Gt de CO₂ par an dans une masse d'air totale de 5,13 Tt (la masse d'air totale dans l'atmosphère terrestre).

La raréfaction des énergies fossiles est moins perceptible mais on sait que la production de pétrole a atteint un palier et qu'elle pourrait plafonner au

voisinage de 85 millions de barils/j (un baril équivaut à 159 l). Le niveau annuel correspond à environ 4 Gtep et il devrait décroître à partir de 2030.

L'analyse des problèmes de l'énergie doit donc tenir compte de ce qui vient d'être évoqué mais aussi de beaucoup d'autres facteurs dont une liste résumée est donnée sous forme schématique à la figure 2.

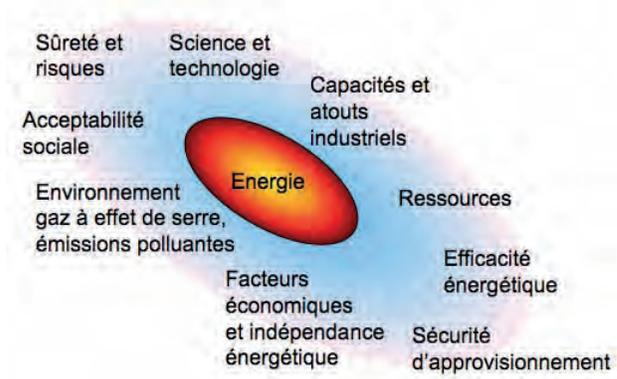


Figure 2

Les facteurs principaux de l'analyse des problèmes d'énergie.

La science et la technologie sont à la source de la plupart des développements et des innovations dans le domaine de l'énergie. Ces développements dépendent des capacités et des atouts industriels. La recherche de ressources est clairement importante pour les énergies fossiles qui sont encore appelées à jouer un rôle majeur dans les années à venir. L'amélioration de l'efficacité énergétique constitue un point clé dans la plupart des utilisations de l'énergie. Améliorer la performance ou gagner en compétitivité économique passe très souvent par une meilleure efficacité énergétique. La sécurité d'approvisionnement est un enjeu majeur dans le domaine des énergies fossiles mais elle intervient aussi au travers des besoins en éléments terres rares ou matériaux particuliers utilisés dans les énergies renouvelables. Les objectifs économiques fondamentaux ne peuvent être éludés dans les choix de filières ou dans l'analyse des scénarios énergétiques. L'indépendance énergétique est recherchée pour réduire la facture énergétique (qui compte actuellement pour 88 % du déficit commercial de la France et atteint une valeur de 61 milliards d'euros en 2012). Toutes les énergies ont un impact sur l'environnement qu'il faut évaluer et qui doit être minimisé. La mise en œuvre des énergies, le transport de l'électricité sur des longues distances, l'exploitation de ressources, l'implantation de nouvelles centrales etc. posent des problèmes d'acceptabilité sociale qui doivent être pris en compte dans tous les projets de développement. Cela demande d'analyser les préjugés et les

craintes partagés par le public pour mieux les comprendre et y répondre. La sûreté, l'évaluation et la gestion des risques y compris sanitaires sont des sujets majeurs pour toutes les filières énergétiques. L'expérience montre que l'anticipation des risques et l'organisation pour y répondre jouent un rôle clé et que ces deux aspects doivent être traités au niveau opérationnel avec une priorité maximum.

Pour terminer, il est intéressant d'examiner la répartition des diverses sources d'énergie primaire au niveau mondial puis à celui de la France. En 2010 le total des énergies primaires dans le monde s'élève à environ 12,7 Gtep. On constate que la partie principale de l'énergie primaire provient des énergies fossiles (charbon, pétrole et gaz). La répartition en 2010 donnée à la figure 3 montre la prévalence des énergies fossiles dans le mix énergétique mondial. Ces énergies interviennent à plus de 80 % dans la production d'énergie primaire dans le monde. Le pétrole, le charbon et le gaz correspondent respectivement à 32, 27 et 21 % du total. La part du charbon passe de 21 % en 2000 à 27 % de la production d'énergie primaire en 2010. Le charbon fait une percée remarquable dans des pays comme l'Inde ou la Chine où il constitue la ressource fossile principale et son usage reste aussi très important aux États-Unis notamment pour la production d'électricité dans les centrales thermiques. Parmi les énergies renouvelables c'est la biomasse (le bois énergie) qui domine (figure 3).

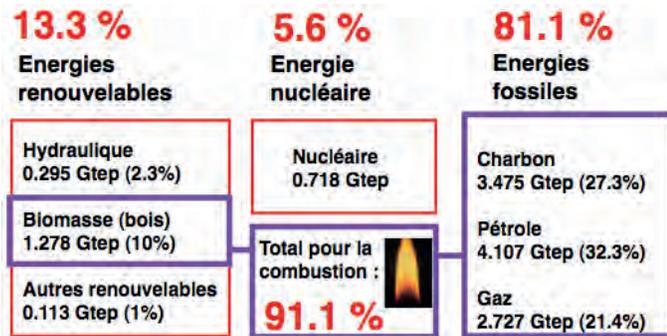


Figure 3

La répartition de la production d'énergies primaires dans le monde en 2010. Chiffres de l'agence internationale de l'énergie (Key World Energy statistics, 2012, p. 37).

La répartition des énergies primaires en France est sensiblement différente de celle que l'on vient de présenter au niveau mondial. Le total s'élève à 272 Mtep. Cette fois l'énergie nucléaire est importante puisqu'elle compte pour 40 % des énergies primaires (figure 4).

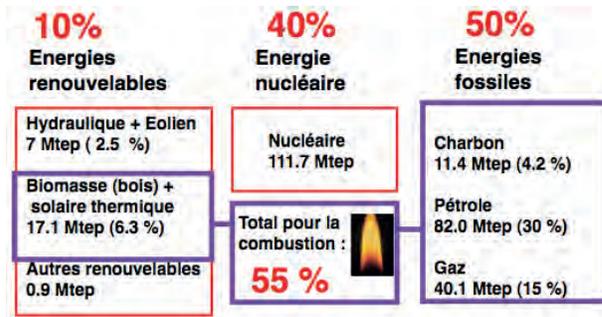


Figure 4

La répartition de la production d'énergies primaires en France en 2010. Chiffres arrondis tirés du Mémento de l'Énergie, CEA, 2010.

La part des énergies fossiles est ainsi notablement réduite, avec une dépendance nettement moins importante par rapport aux importations de ces énergies et une réduction significative des niveaux d'émission de CO₂, qui place la France dans une situation favorable vis-à-vis de la contrainte climatique.

CHAPITRE 1

Prospective énergétique

I

La prévision dans le domaine énergétique est devenue progressivement plus complexe car elle doit prendre en compte des facteurs de nature très diverse, qui se sont introduits au fil du temps. Après plus d'un siècle pendant lequel le pétrole déplace progressivement le charbon de la première place, les réserves de pétrole et de gaz naturel, ainsi que le coût de leur exploitation ou de leur transport, prennent une importance centrale. Dans les années 1970 les questions géopolitiques dominent les choix énergétiques dans le contexte des chocs pétroliers, avec les problèmes touchant les pays de production et ceux impliqués dans le transport par oléoduc ou gazoduc.

La variation des prix (avec une spéculation intense, puis un effondrement au milieu des années 1980), sur les marchés de Londres et de New York, conditionnent les investissements en recherche scientifique et en prospection du pétrole et du gaz, jusqu'à la fin du XX^e siècle. Une discussion s'engage au cours de cette période, dans les pays développés, sur le sujet de l'énergie nucléaire. On note aussi un intérêt croissant pour les économies d'énergie, en particulier dans l'habitat, qui s'est traduit par des règles de construction plus exigeantes, ainsi qu'un certain retour vers les énergies traditionnelles (vent, bois de chauffe).

Au début du XXI^e siècle, l'évolution du domaine de l'énergie est devenue plus complexe et les choix dans les filières en présence sont moins clairs. Le prix du pétrole sur les marchés de Londres et de New York ne permet plus de guider les choix de politique générale des États ou des grandes entreprises : quel combustible favoriser, quelles usines construire (charbon supposé bon marché, pétrole, ou gaz dont on n'attend pas un prix plus faible, mais des conditions de fonctionnement peu polluantes, nucléaire) ? Les prix du pétrole atteignent près de 150 \$ le baril en 2008, mais chutent ensuite de façon spectaculaire à 30 \$, pour remonter vers 80 \$ à 120 \$ en 2011. La spéculation, lorsque celle-ci se reporte sur les matières premières, et la crise de 2008-2009 sont certes une interprétation des variations, mais ne fournissent pas un guide pour l'avenir. De plus la valeur d'un investissement destiné à placer une entreprise en position dominante en 30 ans est pratiquement considérée, à ce jour, comme nulle. Le taux d'actualisation ne permet pas de promouvoir une telle dépense.

Deux faits, déjà sensibles dans la dernière décennie du siècle précédent, ont pris une importance particulière.

Les pays en fort développement montrent un intérêt marqué pour un vecteur d'énergie spécifique, l'électricité, sans passer par toutes les étapes de la

révolution industrielle en Europe ou en Amérique du Nord, au cours des XIX^e et XX^e siècles.

Le second fait concerne **l'évolution du climat**. Beaucoup de scientifiques considèrent que l'évolution actuelle va conduire à un renforcement des événements extrêmes (tempêtes et cyclones de magnitude élevée, inondations catastrophiques ou sécheresse pluriannuelle), ainsi qu'à une élévation de la température moyenne annuelle dans de larges régions du globe. La cause première du réchauffement résulterait de l'émission de quantités croissantes de gaz carbonique dans l'atmosphère associées à l'utilisation à grande échelle des combustibles fossiles (charbon, pétrole, gaz naturel).

Ces émissions sont aussi considérées comme responsables de l'acidification des océans, qui aboutit à court terme à la destruction de certains écosystèmes et peut contribuer à la diminution rapide des ressources de la pêche. Une minorité de scientifiques pense cependant que cette causalité n'est pas démontrée.

Des grands pays (États-Unis, Chine) n'ont pas souscrit aux engagements internationaux de réduction des émissions en justifiant leur position par le souci de ne prendre aucune mesure qui, pour les uns, serait néfaste à leur industrie, ou qui, pour les autres, freinerait leur développement économique et permettrait à des centaines de millions de personnes de passer au-dessus du seuil de pauvreté.

L'avenir de l'énergie est déjà un sujet difficile, si on se borne à la *faisabilité technique* et à la *disponibilité des matières premières*, face à une seule contrainte, économique ou physique, externe au processus, choisie parmi les principales contraintes invoquées : *sécurité des installations, épuisement des réserves, prix, lutte contre le réchauffement, protection de l'environnement*. Les études menées par le Groupe d'initiatives Énergie de notre académie (rapports 2005 et 2007) avaient déjà dégagé des conclusions sur les diverses filières proposées alors et insisté sur l'importance particulière de la demande électrique et du stockage de l'électricité (<http://www.academie-sciences.fr/activite/rapport/rapport010305.pdf> <http://www.academie-sciences.fr/activite/rapport/rapport0707.pdf>).

Dans les conditions actuelles, il convient de faire porter l'étude prospective non seulement sur les **sources** d'énergie, mais aussi sur le **stockage** de ces matières (le pétrole, le gaz naturel et, dans une moindre mesure, le charbon offrent, dans l'état actuel des techniques, beaucoup de souplesse) ou de **l'énergie produite**, sur l'élimination des atteintes les plus graves à **l'environnement**, sur les **vecteurs** et modes de **distribution** au consommateur.

II

Une étude *prospective* doit donc examiner les étapes successives des diverses filières, avec les principaux problèmes qu'elles posent : *matières premières, production d'énergie, stockage, transport et distribution, sécurité, atteintes à l'environnement*. L'Académie des technologies poursuit des études sur certains de ces aspects, et traite plus particulièrement des développements technologiques associés à l'économie. La duplication de ces travaux serait peu utile mais une analyse des aspects scientifiques et des recherches nécessaires peut apporter un éclairage complémentaire. La grille d'analyse qu'on se propose d'adopter est donc essentiellement fondée sur l'analyse scientifique et son objectif principal est de dégager les voies de recherche, notamment sur les sujets qui nous semblent importants mais qui ne sont pas toujours bien documentés. Il est utile de passer en revue les thèmes de réflexion actuels et de faire apparaître les questions pertinentes :

1. L'exploitation des **sables et calcaires bitumineux** (qui contiennent des pétroles lourds et très visqueux) est actuellement réalisée principalement par une exploitation minière à ciel ouvert, suivie d'un traitement thermique. Il semble difficile d'étendre ce procédé aux couches profondes qui atteignent plusieurs centaines de mètres de profondeur. Ces ressources sont cependant incluses dans les valeurs publiées, qui sont équivalentes à l'ensemble des ressources en pétrole conventionnel. Quelle confiance peut-on accorder à ces estimations ?
2. Le cas des **huiles de roche-mère** est différent : ces roches, généralement désignées sous le nom de **schistes bitumineux** ont été, dans le passé, exploitées en découvert ou par mine en Europe (France) ou aux États-Unis (Colorado, Wyoming), étudiées dans des unités-pilotes (Brésil, Colorado) ou brûlées dans une centrale électrique (Estonie). Dans ces roches, la transformation de la matière organique solide (*kérogène*) en hydrocarbures, qui a couramment lieu dans les sédiments grâce à l'élévation de température et de pression, n'est pas intervenue faute d'un enfouissement suffisant. Il faut alors soit chauffer ces roches pour y produire la génération d'hydrocarbures, soit les brûler, comme un charbon de forte teneur en cendres (Estonie). La richesse en matière organique a été jugée insuffisante pour produire de l'huile dans les conditions économiques des années 1970 et 1980. L'exploitation est-elle économiquement faisable et suivant quelle méthode ?
3. Les **gaz de schiste** posent des problèmes plus délicats en termes d'environnement. Nous connaissons certes le **grisou**, dans les

couches de charbon exploitées et dans les schistes qui constituent leur toit ; ce gaz (en fait essentiellement du méthane) a été la source de grandes catastrophes dans les exploitations de charbon traditionnelles tant en Europe au XIX^e et XX^e siècle qu'en Chine encore actuellement. Les tentatives d'exploitation menées aux États-Unis ont été accompagnées d'une forte campagne de communication, mais elles ont suscité des plaintes et des actions en justice invoquant des dommages portant sur l'usage de la fracturation hydraulique des roches, la pollution de l'eau potable et la tenue des terrains. L'exploitation des gaz de schiste a déjà eu un impact considérable sur l'évolution du mix énergétique aux États-Unis avec une chute marquée des prix du gaz et les États-Unis pourraient passer du statut d'importateur à celui d'exportateur de gaz. Il faudrait partir d'une analyse scientifique pour éclairer le débat actuel sur cette exploitation.

4. Les **hydrates de méthane** ou d'autres hydrocarbures de bas poids moléculaire (**clathrates**) constituent un exemple de certaines matières premières, périodiquement citées comme des réserves potentielles de gaz naturel, mais en fait peu documentées. Ces matières sont insuffisamment inventoriées quant aux **réserves** en place et aux éventuels procédés de **production** de gaz qui pourraient en être issus. Certains les présentent comme comparables aux réserves mondiales de pétrole ou de gaz, mais ces affirmations devront faire l'objet d'un examen critique approfondi, tant sur les réserves en place que sur la faisabilité de leur mise en production. En effet, ces hydrates se rencontrent dans les sols arctiques (Sibérie, Nord Canada) ou au fond des océans, sous les sédiments du plateau continental. Quel est l'état de l'art dans ce domaine et quels sont les difficultés prévisibles de l'exploitation de ce type de ressources ?
5. Les **biocarburants** produits à partir de végétaux, terrestres ou non : plantes sucrières, oléagineuses, bois, algues ou même bactéries posent avant tout le problème du **bilan énergétique** des diverses filières déjà partiellement ou totalement étudiées pour les élaborer. De plus, la culture massive de plantes destinée à produire des carburants peut entrer directement en compétition avec les cultures vivrières, en fonction de l'écart avec les prix « à la pompe » que l'utilisateur est prêt à payer. Il peut en être de même pour la compétition déjà très dure autour de l'eau douce (qui est sans doute le problème le plus important). La génération de gaz à partir des déchets locaux peut être une solution régionale dans des villages de l'Inde, mais ne représente qu'un apport secondaire à l'échelle mondiale. Dans d'autres filières, il faut examiner les risques d'atteinte à l'environnement par prolifération d'algues ou d'autres matières solides (*Jatropha*, jacinthe d'eau), ou par détournement de matières (comme dans le cas des

déchets forestiers actuellement utilisés en papeterie et pour la fabrication de panneaux) vers une filière énergétique. Enfin, le recours aux micro-organismes pourrait être mieux valorisé en produisant des substances spécifiques qui auraient une valeur ajoutée en chimie fine. Les questions posées sont donc d'une part celle de l'évaluation économique des filières et de la mise à l'échelle de procédés de production.

6. La production de **carburants de synthèse**, par exemple par procédé Fischer-Tropsch à partir de mélanges gazeux du type $\text{CO} + \text{H}_2$ a été largement utilisée par l'Allemagne pendant la Seconde Guerre mondiale, puis par l'Afrique du Sud à l'époque de l'apartheid. Les carburants obtenus sont de bonne qualité. Les sources de carbone utilisées pour fournir le gaz de synthèse ($\text{CO} + \text{H}_2$) peuvent être minérales (charbon) ou organiques (bois). Il faut cependant prendre en compte les émissions de CO_2 , tant pour générer le gaz de synthèse que lors de l'usage des carburants de synthèse dans les transports. L'amélioration du procédé, le passage à l'échelle et l'évaluation économique sont des questions actuelles.
7. Les principales **énergies intermittentes** (vent, rayonnement solaire) sont bien développées au Danemark, en Allemagne et en Espagne. Ces sources d'énergie posent plutôt des problèmes de technologie, ou d'inclusion dans un grand réseau, comme l'a montré la panne de novembre 2006. L'impact sur la qualité des paysages ou les nuisances acoustiques des **éoliennes** géantes sont souvent dénoncées. Au Danemark, déjà bien équipé, l'opinion publique s'est opposée à l'implantation sur terre de nouvelles éoliennes ; celles-ci sont installées en mer avec un surcoût important mais avec un fonctionnement plus régulier. En Allemagne, un plan pour sortir du nucléaire d'ici à 2022 a été présenté récemment par le gouvernement fédéral. Il repose en grande partie sur de nouvelles implantations d'éoliennes mais on peut se demander quelle pourrait être la part des énergies intermittentes (éolienne et photovoltaïque) dans la production totale, gérée par un « réseau intelligent ». Des hydroliennes sont aussi envisagées pour tirer parti de l'énergie des marées ou des courants marins. Ces machines sont intéressantes car on connaît à tout instant et en chaque point la direction et la force des courants et on peut ainsi programmer et compenser la production électrique de ces dispositifs. La vitesse des courants est moins importante que celle du vent mais la masse volumique de l'eau est bien plus importante que celle de l'air, ce qui conduit à des diamètres d'hydroliennes plus faibles que ceux des éoliennes. Un essai d'« hydrolienne » est prévu en France pour exploiter cette source énergie. Il serait bon de disposer d'un inventaire permettant d'évaluer le nombre de sites potentiels.

L'énergie éolienne, et dans une moindre mesure l'énergie solaire, ont fait l'objet d'une large campagne de communication – laissant espérer des effets d'aubaine – mais les réajustements récents sur les tarifs d'achats de l'électricité photovoltaïque ont été vivement critiqués par les acteurs de cette filière.

Les projets de déploiement à grande échelle des éoliennes posent le problème de l'intégration de cette énergie intermittente dans le réseau. La puissance des éoliennes varie comme la vitesse du vent au cube (une réduction de vitesse d'un facteur 2 produit une chute de puissance d'un facteur 8). On peut penser que les variations de puissance locales pourraient être lissées par une répartition sur des espaces géographiques très larges et une interconnexion poussée.

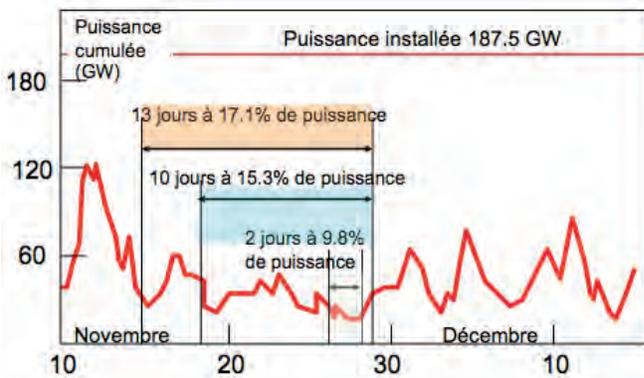


Figure 1.1

Production éolienne cumulée en GW sur un mois (la statistique correspond à novembre/décembre 2010) pour sept pays européens (Allemagne, Autriche, France, Espagne, Danemark, Irlande, Royaume-Uni). On considère la production qui pourrait être obtenue en 2030 pour une puissance installée de 187,5 GW, trois fois supérieure à la puissance actuellement installée de 65 GW. (Adaptée de H. Flocard et J.P. Pervès (2012) Intermittence et foisonnement de l'électricité éolienne en Europe).

Cependant l'étude de la production cumulée des champs d'éoliennes répartis dans sept pays européens (voir figure 1.1) indique que l'effet de lissage est très partiel et que de fortes variations subsistent à grande échelle.

On observe notamment que la puissance maximum installée n'est jamais disponible et qu'il existe des périodes de plusieurs jours où la production de toutes les éoliennes est de l'ordre du ou inférieure au dixième de la puissance installée.

8. Le captage de l'énergie **solaire** pour la conversion directe en électricité pose à la fois des problèmes d'énergie reçue par mètre carré et d'intermittence. Les villes et zones industrielles de basse latitude sont évidemment mieux placées que les grandes villes de la côte nord-est des États-Unis ou du Canada, ou la majeure partie des pays européens. La nuit est peut-être moins gênante que l'intermittence du vent, compte tenu du fait qu'elle est prévisible, comme le sont les habitudes de vie et de travail qui en résultent. Cette source d'électricité, liée aux variations de l'énergie reçue, en fonction des conditions météorologiques, pose des problèmes comparables à ceux induits par les éoliennes (insertion dans un réseau dont les caractéristiques sont fixes en tension et en fréquence). Le rendement pourrait être amélioré par des matériaux en cours d'étude. De vastes projets ont été proposés pour alimenter l'Europe en électricité à partir de surfaces importantes du Sahara. L'énergie solaire reçue dans ces régions est certes importante, mais les problèmes de transport à longue distance risquent de s'ajouter à ceux de l'intermittence, tant en termes de moyens que d'énergie.

Il faut cependant garder à l'esprit que l'énergie solaire photovoltaïque devra prioritairement bénéficier aux populations des villages intertropicaux qui, dans beaucoup de cas, ne disposent pas encore de l'électricité.

9. L'énergie **hydroélectrique** est un peu la « reine des batailles » dans les discussions entre industriels et écologistes. Il faut cependant se souvenir que, dans la France des années 1950, la mise en eau du barrage de Tignes souleva dans la population une émotion et un mécontentement liés à la disparition des lieux de mémoire du village, comme l'église et le cimetière. Des sentiments comparables ont été rapportés plus récemment, lors de la mise en eau du barrage des Trois Gorges, en Chine.

Les principaux problèmes sont une évaluation des sites susceptibles d'être équipés et de leur production possible, et surtout leur localisation par rapport aux grandes villes et aux zones industrielles. On peut en effet espérer trouver des sites sur de grands fleuves dans les zones intertropicales ou dans le domaine péri-arctique, mais le transport par lignes à haute tension conventionnelles vers les très grandes villes et industries amènerait des pertes considérables. Les changements récents dans le régime des pluies devraient bien sûr être pris en compte, s'ils devaient perdurer.

10. L'énergie **géothermique**. La plus grande quantité d'énergie, dans notre planète, est sous forme de chaleur sensible, pour un montant

estimé à 10^{31} joules, soit cent fois plus que l'énergie cinétique de rotation. Cette énergie « géothermique » se dissipe lentement, à un taux de 40 TW (4×10^{13} joules par seconde). L'exploitation de la chaleur emmagasinée n'est possible qu'à deux conditions : une région géologiquement jeune et des roches perméables dans lesquelles l'eau peut circuler. On distingue deux types de systèmes géothermiques exploitables : les bassins sédimentaires et les régions géologiquement « actives », sièges de volcanisme, comme l'Islande, ou de phénomènes tectoniques, comme le fossé Rhénan. Dans les systèmes du premier type, la porosité détermine la quantité d'eau chaude disponible, et la profondeur de la roche réservoir détermine la température. Dans ceux du deuxième type, c'est la perméabilité qui est le facteur limitant : l'eau circule en boucle continue entre la surface et la source géologique chaude. Pour simplifier, les systèmes du premier type sont de moyenne ou basse « énergie » (la température de l'eau est inférieure à 90 °C), et ceux du deuxième type de haute « énergie », lorsque les eaux sont portées à des températures supérieures à 180 °C. Les grandes centrales géothermiques sont situées dans des régions volcaniques : l'Indonésie, la Nouvelle-Zélande et l'Islande sont actuellement les plus gros producteurs d'énergie géothermique. Les systèmes de haute énergie, présentent l'avantage d'être facilement repérables, mais ils sont par nature rares. Dans certains cas, la géothermie est la seule source d'approvisionnement viable (îles volcaniques). Les systèmes de basse énergie sont bien plus nombreux mais plus discrets : les petites exploitations géothermiques du Bassin Parisien ont demandé des campagnes de forages. Parmi les perspectives, on peut noter l'extension importante maintenant du recours au sol peu profond comme élément de la thermique d'une habitation : sous le nom de géothermie, on retrouve alors des techniques d'échanges de chaleur entre le sol avoisinant une habitation, couramment pratiquées maintenant (le « puits canadien » relève par exemple de la même démarche). Si toutes les formes de géothermie sont actuellement favorisées, il y a aussi un renouveau des « doublets géothermiques » pour le chauffage collectif. L'eau chaude produite est réinjectée, froide, dans la même couche géologique. Cette situation particulière mais assez fréquente justifie que l'on ne classe pas systématiquement l'énergie géothermique dans les énergies renouvelables, une mauvaise estimation des distances entre soutirage et injection d'eau pouvant conduire à l'échec par l'invasion du puits « producteur » par l'eau injectée, froide. Cependant, l'énergie géothermique est rentable et repose sur des technologies éprouvées. Il ne faut donc pas la négliger et il est important de développer les recherches géologiques exploratoires et l'information du public. Il faut aussi mobiliser les investisseurs qui n'ont pas encore constitué une filière industrielle structurée.

11. L'énergie **nucléaire**. Sur ce sujet, le présent rapport s'appuie d'abord sur les travaux réalisés dans le cadre du groupe Solidarité Japon mis en place à l'Académie des sciences à la suite de l'accident de Fukushima. L'Académie a aussi pris position sur le nucléaire et cette position a fait l'objet d'un communiqué de presse². On trouvera ici deux éléments complémentaires avec d'une part une réflexion sur l'avenir des filières nucléaires et une annexe sur le cycle du combustible.
12. **L'hydrogène** n'est pas une énergie en tant que telle mais un **vecteur** d'énergie. L'hydrogène pourrait devenir un moyen de stockage dans certains modes d'utilisation de l'énergie et il pourrait permettre de développer un procédé pour résoudre le problème des énergies intermittentes (§ 7 et 8, ci-dessus). L'hydrogène est très utilisé dans l'industrie du raffinage où il est produit sur place, par reformage de fractions pétrolières (on part du méthane, composant principal du gaz naturel que l'on fait réagir avec de la vapeur d'eau pour former du gaz de synthèse $\text{CO} + \text{H}_2$. Le monoxyde de carbone et la vapeur d'eau réagissent pour produire du gaz carbonique et de l'hydrogène qui est ensuite extrait du mélange). Une utilisation large et diversifiée pose le problème d'une augmentation importante de la production. Deux voies peuvent être proposées : l'une déjà bien connue, par *électrolyse*, nécessite des métaux nobles comme le platine (il existe cependant des possibilités d'utilisation de métaux comme le nickel – oxydé en surface –, ces matériaux d'électrodes constituent d'ailleurs un domaine de recherche à soutenir) ; l'autre pour le futur, qui consiste à dissocier la molécule d'eau au moyen de cycles thermochimiques ou par électrolyse à haute température.

Le stockage de l'hydrogène offre donc un moyen indirect de stockage de l'énergie électrique, au prix de difficultés liées à la sécurité du système, au transport et à la distribution. Cette solution ne conviendrait pas aisément à bord de véhicules en raison du volume et de la masse nécessaires à cette installation, et les constructeurs de véhicules envisagent pour le futur des réservoirs sous pression très élevée ou à une température permettant le maintien de l'hydrogène sous forme liquide, c'est-à-dire à des températures voisines de 20 K. Ces deux orientations imposent soit une masse et un volume importants, soit un isolement thermique quasi parfait.

13. Le **transport de l'électricité** est réalisé au travers d'un réseau dont la dynamique est bien maîtrisée, avec cependant un coût assez élevé, y compris en termes de pertes d'électricité. Les échanges au niveau européen sont limités par l'existence et la capacité de transfert.

² http://www.academie-sciences.fr/presse/communiqu/avis_170112.pdf

L'augmentation des transferts entre pays passe par le développement de nouvelles lignes à haute tension comme celle qui doit relier l'Espagne à la France mais dont la mise en place a pris un temps considérable. On a fondé des espoirs sur le phénomène de supraconductivité à des températures voisines de celle de l'azote liquide, mais il n'existe pas de réalisation effective à ce jour.

Le problème du **transport de l'énergie**, en général, devient critique si l'on se propose, par exemple, d'alimenter l'Europe à partir d'installations photovoltaïques ou utilisant des centrales solaires à concentration localisées au Sahara. Les problèmes du mode de transport de l'énergie, des pertes qui y seront associées, de l'insuffisance du réseau de transport européen seront des problèmes qu'il faudra envisager avec soin.

14. Le **stockage de l'énergie** est peut-être un des points les plus importants, car il permet seul de dissocier le moment et le site de la production et ceux de l'utilisation. Une capacité de stockage de l'énergie permettrait notamment de développer pleinement l'utilisation de deux énergies renouvelables, **éolienne** et **photovoltaïque**, qui sont, chacune à sa manière, intermittentes (et donc en l'état d'un intérêt plus limité). Le stockage est actuellement réalisé pour les faibles quantités d'électricité, par batteries, et pour de grandes quantités par un couple de barrages hydrauliques équipés de turbines fonctionnant dans les deux sens.

Deux aspects particuliers de stockage méritent une attention spéciale : le stockage d'énergie destinée à la propulsion des véhicules ; les stockages d'énergie liés à la production d'énergie par des centrales électriques situées sur le littoral.

Tous les constructeurs de **véhicules** recherchent actuellement le *meilleur* compromis pour diminuer la consommation de produits pétroliers, ainsi que l'émission de gaz carbonique et de polluants. Des voitures hybrides circulent depuis une dizaine d'années, en utilisant une propulsion partiellement électrique ; l'électricité fournie par des batteries est constamment générée à partir d'un moteur thermique fonctionnant au réglage optimum. On arrive ainsi à une réduction importante de la consommation de carburant. Dans l'avenir, la propulsion « tout électrique » va poser le problème des batteries, de leur échange ou de leur recharge. Selon les résultats des essais en cours, plusieurs voies sont envisageables : un « échange standard » de batteries dans des stations-services équipées pour ce type d'opération, l'utilisation de réservoirs de combustible qui pourrait alimenter une pile à combustible... Ce sujet est important pour l'avenir du transport automobile.

III

La structure générale de l'étude nécessite une forme de pronostic d'avenir portant sur les technologies disponibles ou à développer (notamment au niveau de la recherche), les niveaux et les modes de consommation d'énergie, ainsi qu'une hypothèse sur l'évolution démographique, les changements de mode de vie que les populations des divers pays seront prêtes à accepter pour consommer moins d'énergie. Une telle prévision est relativement cadrée pour 2020, mais d'un intérêt limité car trop proche pour être utile : les décisions constructives majeures sont longues à prendre et à mettre en œuvre. Les horizons 2030 et 2050 seraient plus intéressants, mais aussi plus difficiles à cerner. En effet, si les prévisions de population mondiale sont encore fiables à ces horizons, l'incertitude est nettement plus forte pour les prévisions *nationales*. Notons cependant qu'une erreur de, par exemple, 20 % sur la population projetée à 40 ans (ce qui est beaucoup : c'est l'ordre de grandeur de l'erreur de certaines projections effectuées avant la Seconde Guerre mondiale, quand on ne s'attendait à aucun baby-boom) resterait sans doute inférieure à l'incertitude concernant les *comportements* de consommation sur une telle durée.

Les problèmes posés par la prospective en énergie sont compliqués mais il convient de constater qu'ils sont également liés à celui du cycle de l'eau, de l'évolution climatique et de la nourriture des populations. Parmi eux, le problème le plus aigu est sans doute celui de la **disponibilité en eau**, particulièrement en eau douce. On ne peut avancer de recommandations que si on apporte des éléments solides pour penser qu'elles ne compromettront pas irrémédiablement les **équilibres majeurs nécessaires à nos sociétés**, à l'exemple de l'embouchure du fleuve Colorado ou de la mer d'Aral.

Le problème de la prospective énergétique devient encore plus difficile si l'on cherche à prendre en compte les contraintes précédentes, et celle de *l'acceptation sociale* ou celles associées à l'appréhension des risques liés aux filières et procédés mis en œuvre : accidents, modification de l'environnement, déforestation, déplacement de l'usage de l'eau douce ou des terres arables depuis les cultures vivrières vers des cultures orientées vers la production de carburants.

L'acceptation sociale nécessite en premier lieu une information large, honnête et compréhensible par la population, suivie par un débat public ouvert.

La prospective énergétique doit étudier les associations possibles entre les contraintes et l'acceptation sociale, et repérer celles qui conduiront à un conflit

prévisible. On peut cependant remarquer que, si certaines contraintes venaient à être levées, le débat deviendrait plus facile :

- L'avenir du pétrole est généralement présenté comme résultant d'une décroissance régulière depuis un maximum de production (« peak oil » aux environs de l'époque actuelle). Il est cependant frappant de noter que, si les ressources³ de pétrole sont de toute évidence finies, l'estimation des quantités restantes n'a cessé d'augmenter régulièrement dans les estimations successives réalisées au XX^e siècle. De nouveaux gisements, en apparence importants, ont été trouvés ou sont en cours de d'identification dans l'océan Atlantique ou dans les zones arctiques du Canada, de Sibérie, ou de l'Alaska. Le coût d'exploitation en Atlantique profond ou dans l'Arctique ne sera pas modéré, mais ceci serait de nature à reporter la raréfaction du pétrole dont la découverte serait, de nouveau, fonction des investissements qui pourraient être faits.
- Les modèles climatiques sont unanimes à simuler un réchauffement global de la planète de quelques degrés dans les décennies à venir, plus fort sur les continents et les régions arctiques, et accompagné de conséquences variées concernant en particulier le cycle de l'eau (atmosphère, neige, glace, eau du sol). Ce ne sont cependant que des modèles, qui expriment l'état de nos connaissances actuelles et doivent être sans cesse confrontés aux observations ; l'amplitude de ces changements, leur distribution aux échelles régionales, restent difficiles à quantifier. Cela limite la capacité des scientifiques à réaliser une prévision des dommages et à formuler des conseils aux décideurs publics ou privés. Les événements climatiques récents (ce qui ne signifie pas *a priori* anormaux), porteurs des dommages les plus importants, montrent l'importance des sécheresses persistantes, ou bien des inondations brutales, résultats épisodiques de précipitations anormales qui affectent la population et l'habitat. À cela s'ajoutent des conséquences d'ordre stratégique, telles que l'ouverture saisonnière de voies navigables en Arctique. Malgré les incertitudes qui affectent la connaissance de l'évolution possible des diverses composantes du cycle hydrologique au cours des prochaines décennies, ou plus exactement à cause de celles-ci, il conviendra de bien identifier et évaluer les besoins des différentes filières de production énergétique en termes de besoin en eau (refroidissement des centrales, vecteur d'extraction, ...). Cette évaluation est d'autant plus recommandée que les conflits d'usage de l'eau ne peuvent qu'être plus intenses à l'avenir. Le besoin de diagnostic scientifique reste fort pour éclairer les choix en matière de réduction des émissions, d'adaptation au changement, ou de la nécessité de séquestration du carbone.

³ On distingue les **réserves** (connues et exploitables économiquement) et les **ressources** découvertes mais non économiques ou non encore découvertes.

- L'opposition de pays comme les États-Unis ou la Chine à des engagements à l'échelle mondiale réduit la valeur des mesures prises par l'Union européenne seule (et *a fortiori* par la France) comme on peut déjà le constater dans le refus d'un grand nombre de pays d'acquitter la taxe carbone aux avions qui empruntent des aéroports européens.

CHAPITRE 2

Énergies renouvelables

1 | L'énergie éolienne et hydrolienne

Parmi les différentes formes d'énergie renouvelable, pratiquement toutes d'origine solaire, c'est sans aucun doute, avec un taux d'accroissement annuel de plus de 30 % par an, l'énergie éolienne qui est celle dont le développement à l'échelle mondiale est le plus significatif.

Si de nombreuses solutions sont possibles pour capter une partie de l'énergie cinétique des masses d'air en déplacement, des premiers moulins à vent aux éoliennes campagnardes utilisées depuis longtemps dans maints pays, pour le pompage de l'eau notamment, si de nombreuses solutions sont en cours d'étude (éoliennes à axe de rotation vertical, « tours à vent », ...), ne sont évoquées ici que les éoliennes classiques à trois pales, destinées exclusivement à la production massive d'électricité.

Les éoliennes de ce type (il existe de par le monde près d'une trentaine de constructeurs de telles machines) ont trois pales de 30 à 60 m d'envergure. La nacelle est mise en place au sommet d'un mât de 80 à 120 m. L'ensemble pèse de plusieurs dizaines à quelques centaines de tonnes et la production, à sa puissance maximale, varie en général, selon les modèles, de 1,5 à 6 MW. Certains prototypes de plus grande puissance sont en projet, avec des puissances unitaires proches de 7 à 8 MW.

Ces dispositifs se sont très fortement développés depuis 1995. Les statistiques mondiales les plus récentes indiquent qu'à la fin de l'année 2010 la puissance crête installée totale dépasserait 200 GW. On note cependant qu'on ne recueille jamais la puissance maximale mais une fraction de cette puissance. Ainsi par exemple, le cumul de toutes les puissances disponibles au niveau de sept pays européens ne dépasse pas les 60 % de la puissance installée et la puissance moyenne se situe aux environs de 20 %. La puissance totale des machines, mises en place, pour l'instant, principalement en Europe et aux États-Unis, avec un développement plus récent mais significatif en Asie et dans le Pacifique, double actuellement tous les trois ans.

On peut comparer la puissance éolienne installée à la puissance des réacteurs nucléaires implantés dans le monde : la puissance électrique installée est d'environ 350 GW, soit deux fois plus que la puissance électrique des machines éoliennes. Il est bien sûr à noter que les « temps de production » dans l'année sont sensiblement différents pour l'éolien (environ 2 500 heures par an, sur les 8 800 de l'année) et pour le nucléaire (plus de 7 000, en moyenne environ). On peut d'ores et déjà considérer que le parc éolien est équivalent à 70 à 80 réacteurs nucléaires. Cependant, la disponibilité de la puissance est très différente puisque les éoliennes peuvent se retrouver à l'arrêt faute de vent.

On note, par exemple, que les nouvelles éoliennes installées dans le monde en 2007 produisent trois fois plus d'électricité que les nouveaux réacteurs nucléaires mis en service en 2007 (39,6 TWh éolien contre 13,3 TWh nucléaire, 1 Tera = 1 000 Giga = 10^{12} , ou million de millions). Pour 2007 le rapport des énergies produites est de l'ordre de 3. Entre 2008 et 2012, les productions supplémentaires d'électricité pourraient être, hors effet des événements récents japonais, de 294 TWh pour l'éolien et 155 TWh pour le nucléaire, en cinq ans et le rapport des énergies produites est cette fois de l'ordre de 2.

Dans cette comparaison, il convient de ne pas perdre de vue la vitesse spectaculaire de développement de l'éolien industriel, à mettre en regard d'un nucléaire dont le développement paraît actuellement moins dynamique.

En France, un pays « parti » un peu tard dans le domaine de la production d'électricité par voie éolienne, près de 2 500 éoliennes sont déjà installées (un plan national en prévoit près de 4 000). La part de l'éolien dans la consommation électrique domestique de certaines régions (Picardie, Lorraine, Centre, Champagne-Ardenne et Languedoc-Roussillon) est déjà supérieure à 10 %. Dans certaines régions, Aquitaine et Bourgogne, comme en Alsace et Île-de-France, la production éolienne n'est, en revanche, pas significative. La production effective, en 2008, a été de 5,5 TWh, soit l'équivalent d'une tranche de centrale qui opérerait, sans aucune interruption dans l'année, à un niveau de puissance d'un peu plus de 600 MW.

Des développements proches, en cours, et des problèmes d'intégration dans le réseau

Ce développement spectaculaire des « fermes éoliennes », nombreuses à travers le monde, ne doit pas faire oublier que bien des éléments de progrès sont encore à réaliser en matière d'éoliennes de grandes puissances, les plus « classiques » actuellement. Probablement pas pour leur taille, mais bien plutôt pour certains aspects de leur conception, pour l'interactivité de chacune des trois pales, dont l'inclinaison peut être commandée individuellement. Beaucoup de progrès techniques, souvent inspirés des évolutions rencontrées dans l'industrie aéronautique, comme également dans la gestion des intermittences de production électrique dans les réseaux, sont en cours, qui conduiront à augmenter la durée effective de fonctionnement des machines et donc leur rentabilité. Le problème de l'intégration d'une énergie intermittente dans le réseau n'est cependant pas résolu dans le cas d'un déploiement à grande échelle des éoliennes. Pour pallier les variations rapides de la puissance éolienne, il faut pouvoir réaliser un stockage massif de l'énergie électrique ou bien mettre en place des moyens de compensation de l'énergie, comme des centrales à charbon ou des turbines à gaz, qui prennent le relais des éoliennes lorsque celles-ci sont à l'arrêt ou délivrent une puissance très réduite.

Ce problème de l'intermittence pourrait être éludé si l'énergie éolienne était utilisée non pour envoyer de l'électricité sur le réseau, mais par exemple pour produire de l'hydrogène, aspect caractéristique du bénéfice que l'on pourrait trouver dans les synergies entre diverses techniques.

Les **développements en mer** de nombreux projets de « fermes éoliennes » constituent un élément significatif pour le futur. On peut aussi classer dans la thématique « mouvements de l'air et de l'eau au service de l'énergie » d'autres perspectives qui semblent prometteuses.

C'est le cas de toutes les formes de « **petites éoliennes** », à usage local très décentralisé, des « tours à vent », des machines à axes verticaux, voire même des travaux sur les aménagements d'immeubles, ou même de quartiers pour exploiter des « courants d'air » localisés et contrôlés.

Tel est aussi le cas des **hydroliennes** placées en mer dans des zones à forts courants et qui offrent des perspectives importantes. Même si la vitesse de l'eau en écoulement sous l'effet de la gravité (barrage), de l'estran (usine marémotrice de la Rance) ou des courants marins profonds (de type Fromveur) est nettement plus faible que celle des vents, sa masse volumique est près de 800 fois plus importante, cette dernière et la continuité de l'écoulement assurent une production d'électricité régulière et prévisible

Le principe de fonctionnement est connu depuis longtemps : l'énergie cinétique de l'eau transportée est transformée en énergie électrique par passage à travers une turbine dont le rendement est élevé. Des efforts importants sont effectués pour construire des hydroliennes de 30 m de diamètre, et plusieurs d'entre elles sont en cours d'expérimentation sur les côtes de plusieurs pays. Chaque unité peut fournir quelques MW. La France dispose d'une zone côtière étendue avec en certains endroits des courants de plus de 15 m/s (Raz Blanchard, Fromveur, estuaires) et cette source d'énergie peut donc être développée. Cependant, le coût du kWh reste actuellement élevé car l'industrialisation n'est pas encore réalisée, et les machines déployées sont encore au stade du prototype.

Les problèmes de perturbation de la faune et de la flore environnante semblent mineurs. Ce sont plus les interactions éventuelles avec les zones de pêche et de circulation des navires qui doivent faire l'objet d'une concertation. La corrosion en milieu salin peut être limitée par traitement des surfaces et limitation du phénomène de cavitation bien connu des hélices marines.

En conclusion, l'énergie électrique des hydroliennes peut constituer une source régulière, prévisible et dont le coût diminuera au fur et à mesure de leur installation. Sans pouvoir assurer une grande part de l'énergie électrique renouvelable, les hydroliennes peuvent fournir une énergie d'appoint fiable. Techniques et démarches technologiques ont beaucoup de points communs, et

l'avenir pourrait être porteur avec les progrès réalisés sur la tenue des matériaux et des systèmes en mer⁴.

2 | L'énergie solaire photovoltaïque

L'énergie solaire est la source de bien des énergies primaires utilisées sur Terre (en fait toutes à l'exception de l'énergie nucléaire, de l'énergie marémotrice et de la géothermie découlent de l'énergie du soleil).

Notons que, parmi les énergies provenant indirectement de l'énergie solaire, certaines sont dites renouvelables (hydraulique, biomasse, éolien) et d'autres non-renouvelables (c'est le cas des énergies fossiles). Cette distinction est une question d'échelle de temps : une source énergétique est considérée comme renouvelable si quelques années au maximum suffisent pour que ses stocks soient renouvelés en quantité équivalente à la consommation.

Pour autant, récupérer directement l'énergie solaire sans passer par ces intermédiaires est un enjeu prioritaire. La conversion du rayonnement solaire en chaleur est aisée par simple absorption dans la matière ; elle est à l'origine de plusieurs utilisations en tant que source d'énergie, que ce soit directement (chauffage solaire d'eau sanitaire) ou par transformation ultérieure en électricité (centrales solaires à concentration). La conversion directe de ce rayonnement solaire en électricité grâce à l'effet photo-électrique est une solution particulièrement attractive et un enjeu considérable pour l'humanité. Cette transformation se fait par l'intermédiaire de cellules photovoltaïques. En 2011, où en est-on, que peut-on espérer de ces technologies ? Nous allons tenter d'y répondre.

2.1. Puissance disponible

L'énergie photovoltaïque est largement disponible et répartie de façon assez uniforme sur la planète. Pour illustrer le cas de la France, chaque mètre carré de notre territoire reçoit en moyenne 1 MWh d'énergie solaire par an. Un panneau photovoltaïque correctement installé produisant une énergie électrique de 100 kWh par an, avec le rendement actuel, 5 000 km² de couverture de panneaux photovoltaïques suffirait à remplir les besoins actuels en électricité du pays (si le problème du stockage de l'énergie électrique était

⁴ De très nombreux sites sont consacrés à l'énergie éolienne, souvent de qualité. On peut citer par exemple : <http://www.thewindpower.net><http://www.energies-renouvelables.org>

résolu, ce qui n'est pas le cas). Ceci correspond à un cercle de 80 km de diamètre. Cette surface apparaît en foncé sur une carte de France dans la figure 2.1 pour fixer les idées.

Il est aussi intéressant de savoir qu'aujourd'hui, en France, 30 000 km² sont déjà couverts par des infrastructures (bâtiments...).



Figure 2.1

5 000 km² de panneaux photovoltaïques (cercle foncé) suffiraient à produire l'équivalent de l'énergie électrique nécessaire à la France.

En fonction du pays, l'énergie qui peut être produite par un panneau de cellules photovoltaïques varie d'un facteur 4 en plus ou en moins selon que l'on se trouve plus proche de l'équateur ou des pôles. Typiquement la moyenne varie de 70 kWh/m²/an à environ 300 kWh/m²/an. Ce facteur 4 est certes important, mais on peut convenir que le potentiel d'énergie est bien mieux réparti que les ressources fossiles.

2.2. Un bref historique

Découvert par Antoine Becquerel en 1839, l'effet photovoltaïque (production d'électricité à partir d'un rayonnement électromagnétique) a été développé en 1954 par des chercheurs de Bell Labs pour fournir de l'électricité aux satellites qui commençaient à apparaître. À base de silicium, avec un rendement

de conversion de l'ordre de 5 % et un coût de 300 \$ par watt, ces cellules correspondaient à peu de chose près à la technologie aujourd'hui répandue pour la grande majorité des cellules installées (silicium cristallin ou polycristallin).

2.3. Principe de fonctionnement et technologies

L'idée consiste à tirer profit de l'effet photoélectrique, qui permet de libérer des charges dans un matériau semiconducteur : l'absorption d'un photon éjecte un électron (négatif), créant à l'emplacement initial de cet électron un « trou », charge positive excédentaire ; une paire d'objets de charges opposées est ainsi engendrée. Le principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque consiste à séparer définitivement ces charges avant leur recombinaison, grâce à un champ électrique poussant les électrons et les trous dans des directions opposées, ce qui donne naissance à un courant électrique.

Parmi les chiffres fournis dans la littérature, il importe de bien distinguer le rendement de la cellule de celui du module. On passe de la cellule au module en assemblant plusieurs cellules en série, afin d'obtenir une différence de potentiel adaptée aux applications (il convient en particulier d'optimiser le rendement de l'onduleur qui transforme le courant continu en courant alternatif). On obtient ainsi quelques dizaines de volts à partir de cellules de base de 0,5 volt environ. Cet assemblage est ensuite protégé des intempéries et du vieillissement et forme un module. La différence de rendement vient de ce passage d'un ensemble de cellules à un module. Le rendement efficace est celui du module, mais les rendements de cellules de laboratoire donnent une idée des progrès potentiels. Le tableau 2.1 présente cette comparaison pour un certain nombre de technologies photovoltaïques.

Tableau 2.1
Comparaison des rendements des technologies photovoltaïques.

Technologie	Meilleures cellules laboratoires (%)	Modules industriels (%)
Si cristallin	24-25	14-16
Si polycristallin	20	12-14
Couches minces CdTe	17	8-10
Couches minces CGIS	19	9-11
Couches minces Si amorphe	13	6-9
Nanoparticules	11	5
Polymères	6	2

On classe généralement les technologies photovoltaïques en trois générations : la génération actuelle, dite première génération, est à base de silicium cristallin ou semi-cristallin. On peut considérer que cette technologie est mature. Il est intéressant de comparer (voir tableau 2.1) le rendement obtenu en laboratoire pour les cellules photovoltaïques et celui des modules industriels. De 24 % d'efficacité pour les cellules monocristallines de laboratoire on passe à 15 % pour les modules industriels. Les cellules polycristallines, moins chères et plus courantes, passent de 20 % en laboratoire à 13-14 % en production industrielle. Si quelques progrès peuvent encore être attendus pour cette filière, on atteint avec ces chiffres une limite qui ne sera pas bouleversée dans les années à venir.

De nouvelles technologies commencent à apparaître sur le marché et sont promises à un développement rapide. Elles sont dites de deuxième génération ou à « couches minces ». Contrairement aux technologies au silicium qui utilisent des plaques cristallines de 200 microns d'épaisseur, elles consistent à déposer des couches ultraminces (quelques dizaines de nanomètres) de semiconducteurs sur un support transparent (pour laisser passer le rayonnement) et conducteur (pour transmettre le courant électrique). Trois technologies sont actuellement en cours de développement industriel ; chacune correspond à un choix de semiconducteurs ayant des propriétés différentes. La technologie la plus mature industriellement est celle du CdTe (couches de tellure de cadmium), mais la technologie CIGS (cuivre, indium, gallium, sélénium) se développe rapidement. Avec un rendement de 17-20 % pour les meilleures cellules en laboratoire et de 10-12 % pour les modules installés industriellement, ces technologies sont en plein développement. Leurs coûts de fabrication (moins élevés que celui des modules silicium cristallin) ainsi que les progrès de leurs rendements en font des technologies clés pour le futur. Il s'est aussi développé une technologie à base de silicium amorphe, mais le rendement étant assez bas, il ne semble pas qu'elle soit vouée, telle quelle, à un développement rapide.

Il est souvent fait mention de la quantité d'énergie nécessaire pour fabriquer ces modules, comparée à la quantité d'énergie électrique qu'ils peuvent produire lors de leur utilisation. Aujourd'hui les modules cristallins ou polycristallins consomment pour leur fabrication environ 3 ans de leur production (sur les 20 ans pris classiquement comme durée de vie), les cellules couches minces de l'ordre de 2 ans. Compte tenu des progrès attendus, ces chiffres devraient encore baisser pour atteindre respectivement 2 ans et 1 an.

Une activité intense des laboratoires de recherche fait actuellement émerger une troisième génération de cellules. Combinant plusieurs technologies, elles utilisent soit des nanoparticules, soit des molécules organiques, soit des polymères conducteurs. Bien qu'encore non industrialisées, elles offrent des possibilités de fabrication très flexibles permettant d'envisager des modules d'un coût plus faible.

Dans tous les cas, il existe de nombreuses façons d'améliorer les rendements des cellules photovoltaïques. Les technologies les plus courantes sont basées sur ce qui est appelé « multi-jonctions » ; il s'agit en fait d'empiler plusieurs cellules photovoltaïques les unes sur les autres afin d'élargir le spectre solaire capté par la cellule. L'efficacité de certaines cellules dépasse ainsi en laboratoire 40 % ; leur coût est évidemment très élevé et elles ne sont pas compétitives pour la production électrique de masse. Ces progrès sont cependant à suivre avec intérêt.

On peut aussi faire des progrès dans la mise en œuvre et la maintenance des panneaux (les conserver à basse température, les nettoyer souvent etc.). Dans certains cas le suivi automatique du soleil peut être intéressant à mettre en place.

2.4. L'avenir

Bien que l'effet photovoltaïque soit connu depuis plus d'un siècle et que les premières cellules aient été développées il y a plus de 50 ans, relativement peu de progrès industriels ont été faits avant que le marché ne se développe clairement sous l'impulsion d'États ayant investi dans ce domaine (principalement le Japon, la Chine, les États-Unis et l'Allemagne). Ce n'est donc que depuis une petite dizaine d'années que l'on voit un effort (pour ne pas dire une course...) au développement technologique. De nombreux progrès spectaculaires sont en cours. La signature en est la baisse du coût du module photovoltaïque exprimé en Wp (watt pic, c'est-à-dire puissance crête) : de plus de 200 €/Wp à sa création en 1954, il a atteint 5 €/Wp dans les années 1990-2000, 3 €/Wp en 2007 pour passer récemment (2010) au-dessous de 1,5 €/Wp. Cette baisse spectaculaire aide, bien entendu, le développement industriel, bien que le prix de l'électricité d'origine photovoltaïque reste dans la plupart des pays supérieur au prix de l'électricité produite sur le réseau. Il est à noter que la seule baisse de coût des modules n'est pas suffisante, il faut aussi que les autres composants (dont l'onduleur) et la pose suivent la même voie. Comme ordre de grandeur, en France, pour une installation typique de 30 m² sur le toit d'une maison individuelle (correspondant à environ 3 000 Wp), les modules coûtent environ 5 000 € alors que le prix total y compris l'intégration au bâti est de 18 000 € (en Allemagne, une installation similaire mais non intégrée au bâti coûte de l'ordre de 9 000 €).

Le coût est évidemment un enjeu essentiel, car il conditionne le développement de cette industrie indépendamment d'aides gouvernementales. Partant d'une situation où le photovoltaïque reste cher devant les autres sources d'électricité, des scénarios prévoient une évolution progressive vers un prix compétitif. La comparaison est conditionnée par le coût de l'électricité sur le

réseau (qui diffère fortement d'un pays à l'autre) et par le taux d'ensoleillement qui peut, comme nous l'avons vu, varier d'un facteur 4 d'un pays à un autre. Ainsi, si le coût de l'énergie photovoltaïque n'était en 2007 compétitif dans pratiquement aucun pays avec le coût de l'électricité, on peut extrapoler qu'en 2013, le Japon, l'Australie et la Californie atteindront la parité.

D'un point de vue plus fondamental, on peut s'attendre à des progrès importants dans les domaines des couches minces, des multi-jonctions et des cellules de troisième génération. Dans le cas des couches minces, les composants actuellement utilisés sont intéressants, mais peuvent à terme poser des problèmes : le cadmium des cellules CdTe est toxique s'il est libéré sous forme ionique ; dans une moindre mesure, l'indium des cellules CIGS risque de devenir rare si son utilisation continue à se développer. De nouveaux semiconducteurs intéressants pour le photovoltaïque apparaissent, avec par exemple des couches minces à base de cuivre, zinc, étain, soufre ou sélénium (CZTS) dont les matières premières sont à la fois non toxiques et relativement abondantes. On peut aussi espérer d'autres surprises issues de recherches sur des semiconducteurs à plus de deux ou trois composants (de façon un peu semblable aux progrès spectaculaires dans le domaine des supraconducteurs à haute température). Si l'on s'attend à une baisse des coûts des cellules multi-jonctions, la complexité de leur fabrication les réservera, au moins pour le moment, aux cellules mobiles (par exemple dans le spatial) où le rendement est un avantage essentiel.

De nombreux progrès sont ainsi en cours et cette industrie est encore balbutiante. Les dogmes d'aujourd'hui peuvent être bouleversés demain. Cependant des défis majeurs, tels que celui du stockage de l'électricité sont devant nous : l'énergie d'origine photovoltaïque est intermittente et le progrès des batteries ou des autres moyens de stockage est l'une des conditions de son développement. En ce qui concerne le recyclage, comme beaucoup de produits de l'industrie électronique, on envisage de récupérer certains composants soit pour les recycler soit pour les utiliser dans d'autres filières.

Conclusions : des recherches pour l'énergie photovoltaïque de demain

D'un point de vue fondamental, il ne fait aucun doute que beaucoup de recherches dans ce domaine restent à développer bien que l'on assiste à une recrudescence de l'activité depuis quelques années. Le domaine des multi-jonctions permettant une utilisation plus complète du spectre solaire en est encore à ses débuts. Il s'agit surtout d'encourager des procédés permettant de développer ces technologies à des coûts sensiblement inférieurs à ceux d'aujourd'hui ; en effet, ces coûts limitent les applications des dispositifs multi-jonctions à des niches commerciales.

En ce qui concerne les couches minces il faut trouver de nouvelles couches semiconductrices (probablement à multicomposants : 3, 4 ou plus) à base de produits abondants sur terre et non toxiques. Ces nouvelles compositions doivent être adaptées à des dépôts aisément industrialisables (magnétron, sol-gel...).

Les technologies dites de troisième génération (nanoparticules, polymères conducteurs, etc.) sont elles aussi récentes, c'est probablement dans ce domaine qu'il y a actuellement le plus d'activité. Des progrès sont encore largement possibles et de nouvelles voies sont à explorer.

En dehors de ces recherches à caractère fondamental mais pouvant rapidement déboucher sur des technologies nouvelles, d'autres domaines plus technologiques méritent d'être développés. L'amélioration des modules ne suffit pas à elle seule à permettre le développement de la production d'énergie photovoltaïque, il faut aussi baisser le coût de la pose et adapter les réseaux électriques à la production d'énergies intermittentes. De plus, on ne verra se développer cette énergie alternative que si des technologies de stockage de l'électricité sont envisageables localement ou au niveau des réseaux.

3 | L'énergie solaire thermodynamique

Si, comme cela a été évoqué précédemment, les formes renouvelables d'énergie sont utilisées depuis longtemps et abondamment, telles l'énergie hydraulique, le bois-combustible et ses dérivés, ainsi que d'autres produits issus de la biomasse, des voies plus récentes, sous leur forme actuelle, sont aujourd'hui en plein développement avec notamment l'énergie éolienne et l'énergie photovoltaïque. D'autres filières sont bien sûr en développement, quoique à un niveau plus modeste. Tel est le cas de l'énergie solaire « thermodynamique ». Par ce vocable on fait bien la distinction entre le « solaire thermique », destiné à capter l'énergie thermique reçue directement du soleil et à l'utiliser sans autre conversion (capteurs à eau chaude, systèmes de séchage, ...) et le « solaire thermodynamique » ayant la vocation de produire de l'électricité.

Comme beaucoup des techniques visant à la production d'énergie, la mobilisation de l'énergie solaire aux fins de production électrique est relativement ancienne, puisque les premiers projets de production directe de vapeur d'eau, avec ou sans conversion en électricité, datent de la fin du XIX^e siècle ou du tout début du XX^e.

S'agissant de production d'électricité, il convient, dans l'appréciation des performances des dispositifs, de ne pas perdre de vue la combinaison de deux « rendements » : d'une part, la fraction du flux solaire incident réellement

captée sous forme de chaleur, une sorte de « rendement de captation », et d'autre part le rendement du système de production d'électricité, à partir de la vapeur d'eau qui correspond à une fraction du rendement théorique maximum (rendement de Carnot). Au-delà du rendement, la performance du système peut être caractérisée par la puissance crête mais de façon plus appropriée en termes d'énergie par unité de surface et par an ($\text{MWh}/\text{m}^2/\text{an}$).

L'élément clé de toute production d'électricité à partir du rayonnement solaire est bien sûr la concentration d'une énergie reçue très dispersée par nature. On ne sera donc pas étonné de retrouver les dispositifs de production électrique sous le nom de « dispositifs solaires à concentration ».

Tous les dispositifs à concentration sont encore très loin de proposer des rendements de captation très élevés, en définissant ces rendements comme les rapports entre l'énergie effectivement captée et l'énergie atteignant le dispositif. Les marges de progrès restent donc encore importantes.

Quatre types de dispositifs à concentration sont actuellement testés et utilisés en pratique, parfois à grande échelle : les miroirs cylindro-paraboliques, les tours solaires à concentration, les miroirs paraboliques combinés avec des moteurs Stirling et, enfin, les miroirs de Fresnel.

3.1. Miroirs cylindro-paraboliques

Ces dispositifs (*parabolic troughs*) correspondent à des structures de type cylindre droit à section droite parabolique. Ces structures, généralement orientables par rotation autour d'un axe horizontal, le plus souvent fixe, sont disposées sur le sol, parallèlement les unes aux autres et orientées pour recueillir un maximum d'énergie solaire.

Chacun de ces miroirs concentre les rayons solaires sur un tube à double enceinte (métallique à l'intérieur, type verre à l'extérieur pour profiter d'un effet de serre) disposé le long de la ligne focale du miroir. Un fluide de travail, liquide organique ou plus souvent un sel fondu, circule à l'intérieur du tube. Chauffé à hautes températures (150-350 °C, voire plus), il est utilisé comme source de chaleur pour une production d'électricité. Il est à noter que, très souvent, un réservoir de fluide chaud est intégré dans le dispositif pour permettre une production continue d'électricité, par exemple. Dans beaucoup de cas, on complète la production électrique nocturne, à partir du fluide stocké dans la journée, par des turbines à gaz.

Plusieurs installations, fonctionnant parfois depuis longtemps, sont représentatives de ce type d'installation, qui est largement majoritaire parmi les quatre voies possibles en solaire thermodynamique. Plus d'une quarantaine sont actuellement opérationnelles. Les centrales actuellement en construction correspondent à bien plus de 2 000 MW de puissance supplémentaire.

L'une des plus anciennes, parmi les installations de puissance, est la centrale de Kramer Junction, en Californie. La plus grande installation dans le monde, encore à ce jour, parmi les dispositifs à concentration de tous types, construite en 1985, a commencé à fonctionner en 1987, avec une fin de vie programmée pour après 2020. Elle comprend 5 unités de 33 MW chacune (pour un total de plus de 150 MW). Chaque unité correspond à une surface de captation d'environ 200 000 m² (un peu plus pour les premières, un peu moins pour les deux plus récentes). 25 % de l'électricité produite a pour origine la combustion de gaz. Le système correspondant est intégré dans un dispositif d'une puissance totale supérieure à 300 MW.

3.2. Tour solaire à concentration

Une tour solaire (*solar power tower*) comporte deux éléments principaux : un réseau important de miroirs plans orientables en général autour de deux axes, individuellement, pour suivre la course du soleil, et une tour au sommet de laquelle se situe un dispositif de collecte de l'énergie thermique. Le fluide de travail peut être stocké à température élevée (500 - 1 000 °C), ce qui est un atout en matière de production électrique continue. Le fluide utilisé pour la production de l'électricité est souvent de l'eau, plusieurs dispositifs permettant d'utiliser cette eau dans des circuits fermés, réduisant considérablement la consommation d'eau, une perspective importante dans la mesure où ces installations sont souvent implantées en zones désertiques.

Quelques projets ont recours à l'air comme fluide récepteur, sous pression, de l'énergie renvoyée par les miroirs au sommet de la tour (c'est le cas de la centrale française Thémis).

Depuis la première installation (Albuquerque, aux États-Unis, 5 MW, 1976), jusqu'à la dernière inaugurée en Espagne (Andalousie, 20 MW, octobre 2011), avec le statut de « centrale commerciale », une petite dizaine de centrales à tour ont été construites dans le monde, avec des puissances unitaires de 5 à 20 MW. Des projets de plus grande puissance sont cependant en cours d'étude.

3.3. Miroirs paraboliques et moteurs Stirling

Un « *dish Stirling* », pour utiliser l'expression anglo-saxonne, est la combinaison d'un récepteur d'énergie solaire et d'un dispositif de production d'électricité par moteur Stirling. Le fluide de travail est chauffé au foyer d'un miroir parabolique, orientable. Les températures au niveau du récepteur sont comprises entre 250 et 700 °C.

Ce dispositif est celui qui offre le meilleur rendement global parmi les dispositifs à concentration, en termes de conversion de l'énergie solaire en électricité. D'autre part, son caractère modulaire (un moteur Stirling associé à un capteur parabolique, avec une puissance produite de 10 à 30 kW) permet une très bonne adaptation à un projet donné.

Des projets regroupant de tels dispositifs, en très grand nombre, sont en cours de réalisation, avec des puissances totales supérieures à la dizaine de MW, en particulier en Australie.

3.4. Les miroirs de Fresnel

Encore marginales dans la filière du solaire thermodynamique, les centrales solaires à miroir de Fresnel (*concentrating linear Fresnel reflectors*) pourraient néanmoins devenir plus compétitives que leurs voisines, les centrales à réflecteurs **paraboliques** et **cylindro-paraboliques**.

Inventée par le physicien français Augustin Fresnel, la lentille de Fresnel a été conçue initialement pour équiper le système optique des phares de signalisation marine. Le système est aujourd'hui repris à grande échelle pour concentrer le rayonnement solaire sur un tube horizontal.

Le principe d'un concentrateur de Fresnel réside dans ses miroirs plans (plats) horizontaux dits « réflecteurs compacts linéaires ». Chacun de ces miroirs peut pivoter autour d'un axe horizontal en suivant la course du soleil pour rediriger et concentrer en permanence les rayons solaires vers un tube absorbeur horizontal situé au-dessus des miroirs.

Un fluide caloporteur est chauffé jusqu'à 500 °C par circulation dans ce tube horizontal. Cette énergie est transférée à un circuit d'eau, la vapeur alors produite actionne une turbine qui produit de l'électricité.

Principal avantage de cette technologie, les miroirs plats sont meilleur marché que les miroirs paraboliques. Plusieurs projets, d'une puissance d'une dizaine de MW environ sont, actuellement, en cours d'expérimentation ou de construction dans le monde.

3.5. Évolution générale, pour les quatre dispositifs

Pour les quatre configurations évoquées plus haut, l'ensemble des illustrations opérationnelles dans le monde correspond à une puissance cumulée d'environ 1 000 à 2 000 MW. Ces valeurs sont celles issues de la récupération d'énergie

solaire et ne tiennent pas compte de l'énergie issue de la combustion du gaz dans les centrales qui font appel à ce complément (dans certains cas, d'ailleurs, la combustion du gaz est plus importante que la collecte d'énergie solaire). Beaucoup de réalisations ont des puissances électriques d'une dizaine de MW. Si les pays les plus actifs sont, sans aucun doute, les États-Unis et l'Espagne, on note des projets dans de nombreux autres pays. Autour de la Méditerranée, le projet DESERTEC, visant à produire de l'électricité au sud pour en envoyer une partie au nord, commence à multiplier des actions industrielles précises.

Si on prend en compte toutes les centrales solaires en construction dans le monde, on peut facilement imaginer qu'à court terme, dans les deux à trois ans, la puissance totale fournie par l'ensemble des centrales solaires thermodynamiques (plus d'une dizaine de projets correspondent à des puissances supérieures, parfois nettement plus élevées que 100 MW) se situera entre 5 et 15 GW.

Dans une perspective 2050, l'un des scénarios de l'AIE indique que le solaire pourrait assurer 25 % de la production d'énergie soit 9 000 TWh, partagés en parts égales entre le photovoltaïque et le solaire concentré. La puissance installée des centrales solaires thermodynamiques serait alors de l'ordre de 1 000 GW. Pour atteindre un tel chiffre il faudrait que le nombre de centrales solaires actuelles soit multiplié par un facteur de l'ordre de 60 à 200.

En conclusion, le solaire concentré est en développement rapide après une vingtaine d'années de latence. Il a pour atouts les possibilités de stockage qui peuvent permettre d'étendre la disponibilité de la source d'énergie après la disparition du soleil et d'hybridation des boucles solaires avec d'autres moyens de production faisant par exemple intervenir des turbines à gaz. Il offre aussi des possibilités de développement économique des pays du Sud. Les recherches à conduire pourraient porter sur les composants pour les centrales solaires de la future génération, plus efficaces et plus économes en eau, sur la mise en œuvre de cycles combinés qui permettraient d'accroître le rendement global et sur les procédés solaires non conventionnels pour la production d'hydrogène sans émission de CO₂ ou de matériaux intéressants pour les applications énergétiques...

4 | Les biomasses naturelles et cultivées

Sur les terres émergées, les biomasses végétales terrestres constituent la plus grande part de la biomasse totale et l'essentiel du décor naturel dans lequel nous vivons. Élément quasi-exclusif de notre alimentation (les animaux qui constituent notre nourriture sont majoritairement herbivores), les biomasses

végétales terrestres jouent un rôle important sur trois registres : les matériaux issus de la biomasse et leurs usages variés, y compris alimentaires, le stockage de carbone par échanges avec l'atmosphère et, enfin, les usages énergétiques.

Si historiquement le bois a été le premier combustible de l'humanité, cet usage constitue encore une contribution significative au bilan énergétique mondial. Elle est estimée à plus de 350 Mtep/an, un chiffre du même ordre de grandeur que celui de l'énergie nucléaire ou hydraulique.

Le recours aux biomasses végétales à des fins énergétiques n'est pas limité au seul bois. Les autres biomasses utilisées traditionnellement sous forme de combustibles – qu'il s'agisse du charbon de bois, de résidus de bois, de liqueur noire (un résidu des productions papetières) ou de bagasse (le résidu ligneux de la transformation de la canne à sucre) – contribuent, pour chacune d'elles, à environ 50 Mtep/an.

Si on considère tous les déchets utilisés à des fins énergétiques, près de 500 Mtep/an, dont 150 Mtep/an pour les seuls déchets animaux (40 % en Inde), l'ensemble des produits de la biomasse végétale, de tous types, bois compris, correspond à un peu plus de 1 Gtep/an, soit presque 10 % de l'énergie consommée dans le monde. Une partie importante de cette énergie renouvelable est consommée localement et échappe aux circuits commerciaux. Sa combustion s'effectue souvent dans de mauvaises conditions (rendements thermiques faibles, pollution « intérieure » aux habitats), avec des conséquences sanitaires importantes dans de nombreux pays en développement.

Dans les pays de l'Union européenne, la biomasse utilisée pour la combustion représentait en 2000 plus de 60 % du total des énergies renouvelables consommées, la majeure partie étant issue du bois ou de ses déchets et des déchets solides municipaux.

À ce stade, on peut, dans la perspective de production d'énergie, distinguer plusieurs types de biomasses terrestres : tout d'abord, bien sûr, les plus importantes en masses que sont les bois et forêts, les sous-produits d'activités non forestières, agricoles principalement et, enfin, les produits de biomasses issus de cultures dédiées aux productions énergétiques, au premier rang desquels on note, bien sûr, les biocarburants, qu'il s'agisse de production sur sols ou « hors-sol ».

4.1. Bois, forêts et stockage de carbone

Lorsqu'on aborde le secteur « bois et forêts », il convient de noter que le rôle du bois, ou de tous les autres produits lignocellulosiques, est en fait double.

D'une part, les écosystèmes forestiers sont, *a priori*, les plus adaptés à la capture du carbone diffus dans l'atmosphère puis à son stockage, soit dans les forêts sur pieds, soit dans les nombreux produits en bois (ou à base de bois) utilisés par l'homme ; le développement de plus en plus net, pour maints usages, du matériau bois est d'ailleurs de nature à réduire l'usage de matériaux dont la production est fortement consommatrice d'énergie, les ciments par exemple. D'autre part, bien sûr, l'utilisation aussi étendue que possible du « bois combustible » contribue à stabiliser quelque peu le recours aux combustibles fossiles carbonés.

Il semble cependant que l'usage traditionnel du bois comme combustible soit un usage naturel et assez favorable comparé à d'autres utilisations : une forêt, installée sur des sols pauvres, pourrait fournir, par exemple, environ 1 tep/ha/an, sans entrer en compétition avec les cultures alimentaires. Ce cas n'implique ni irrigation, ni engrais et la principale dépense énergétique se rapporte à la collecte. En France, par exemple, 15 millions d'hectares de forêt exploités en bois de chauffage pourraient fournir chaque année environ 15 Mtep, soit 50 % de plus qu'actuellement. Il s'agit là d'un apport significatif, qui le serait d'autant plus si les systèmes de combustion présentaient les bons rendements que l'on peut maintenant atteindre, cet apport étant cependant hors de proportion avec celui nécessaire pour assurer complètement la relève des combustibles fossiles.

Les flux échangés entre océans et atmosphère (environ 90 GtC/an) sont du même ordre de grandeur que ceux échangés entre biomasse continentale – y compris le sol, siège d'une forte activité microbienne – et atmosphère (également environ 90 GtC/an). Le flux anthropique net total est de plus faible ampleur (9 GtC/an) ; il est principalement dû à la combustion du charbon et des hydrocarbures fossiles, et à la déforestation. Il n'est plus directement compensé par un flux inverse, d'où résulte l'accroissement de la concentration en CO₂ dans l'atmosphère.

4.2. Sous-produits d'autres activités

Le stockage global de carbone dans la biomasse végétale des continents résulte de plusieurs contributions, concourantes ou opposées : variations des surfaces boisées, positives (boisement, reboisement, expansion naturelle des forêts), ou négatives (déforestation, catastrophes naturelles) ; variation de la densité moyenne des surfaces boisées (stock sur pied, sol) liée aux pratiques agricoles et sylvestres ou à des effets naturels. Certes, l'augmentation de la teneur atmosphérique en CO₂ favorise la croissance de certaines espèces végétales, mais l'impact en est mal connu, compte tenu du rôle des autres facteurs limitants (eau, température, minéraux...). La capacité de stockage offerte par les sols cultivés, les jachères et les prairies, naturelles ou artificielles, nécessairement plus modeste, est également insuffisamment connue dans sa globalité.

En matière de production d'énergie, il est clair que, dans tous les pays qui le peuvent, l'utilisation sur place de la biomasse (bois et résidus, déchets de l'élevage et de l'agriculture), dans les villages ruraux par exemple, est probablement la voie la plus efficace pour transférer une part de la consommation énergétique locale vers les énergies renouvelables. Il ne s'agit pas, à proprement parler, d'une démarche nouvelle, mais bien plutôt d'une attitude à renforcer et soutenir, ne serait-ce que par l'amélioration, en termes de rendements thermiques, des dispositifs à utiliser.

Tout naturellement, dans les pays en développement, l'usage traditionnel des résidus forestiers et agricoles pourrait être encore amélioré grâce à des filières plus efficaces et moins polluantes.

C'est à ce groupe de préoccupations que doivent également se rattacher tous les développements expérimentaux et industriels concernant la méthanisation ou, plus généralement, la fermentation de déchets organiques de tous types.

5 | Les biocarburants

5.1. Contexte énergétique et biocarburants d'aujourd'hui

Le contexte énergétique a été ces dernières années particulièrement favorable au développement de filières alternatives au pétrole. Les cours élevés du prix du baril, une dépendance accrue des principaux pays consommateurs de pétrole à l'égard d'un nombre limité de pays producteurs, une prise de conscience générale du caractère « fini » des ressources énergétiques, le réchauffement climatique et une pression forte de l'opinion publique pour le développement de filières énergétiques plus respectueuses de l'environnement ont été autant d'éléments moteurs pour la mise en place d'alternatives, notamment dans le secteur des transports.

Dans le panorama des solutions envisagées, les biocarburants sont certainement celles dont le développement s'est le plus accéléré ces dernières années. Ceci se traduit par une diffusion accrue de ces biocarburants – jusqu'ici limitée à certains pays (Brésil, États-Unis, etc.) – à l'échelle de la planète et par une potentielle mise en place d'un marché mondial. Les biocarburants présentent un bilan *a priori* favorable sur ce point. Toutefois, ces développements pourraient être limités à terme notamment par des contraintes de ressources souvent en compétition avec l'alimentation, de coûts, d'impacts globaux tels que les compétitions d'usage des sols (directes ou indirectes), l'impact sur les ressources en eau et la biodiversité. L'avenir des biocarburants passera ainsi sans doute par la mise au point de nouvelles filières basées sur

la valorisation de la matière lignocellulosique (bois, paille, déchets organiques) mais aussi par l'exploitation de microorganismes (micro-algues).

5.2. Principales caractéristiques des filières d'aujourd'hui

Il existe aujourd'hui deux grands types de biocarburants : **l'éthanol** qui est utilisé dans des moteurs à allumage commandé (de type « essence ») et le **biodiesel** qui est un mélange d'esters d'huiles végétales, esters aujourd'hui majoritairement méthyliques (EMHV) mais pouvant aussi être éthyliques (EEHV), destinés à un usage dans les moteurs à allumage par compression (de type « diesel »). L'éthanol est le biocarburant dont l'usage est le plus répandu, sa production s'élevant à environ 52 Mt en 2008, obtenue pour l'essentiel au Brésil et aux États-Unis. La production de biodiesel ou EMHV a été de l'ordre de 8 Mt en 2008, réalisée pour l'essentiel en Europe.

L'éthanol est aujourd'hui produit à partir de deux grands types de cultures : les plantes sucrières (cannes à sucre, betteraves) et des plantes amylacées (blé, maïs). Ces différentes filières passent toutes par une étape de fermentation qui transforme les sucres en éthanol et une étape plus ou moins poussée de purification pour atteindre soit de l'éthanol anhydre (Europe) soit de l'éthanol hydraté (Brésil). Certaines de ces filières génèrent des quantités importantes de coproduits : la filière canne à sucre est, de ce point de vue, la plus vertueuse puisque le principal coproduit, la bagasse, est valorisé sous forme énergétique notamment pour la distillation ; la filière betterave génère 0,75 t de coproduit par tonne d'éthanol (pulpes essentiellement) actuellement valorisé sur le marché de l'alimentation animale ; enfin les filières blé ou maïs coproduisent 1,2 tonne de drèches par tonne d'éthanol, également destinées au marché de l'alimentation animale.

L'éthanol est en général incorporé dans l'essence à des teneurs variant entre 5 et 25 % vol. Par exemple en Europe, l'Eurosuper « standard » contient 5 % vol d'éthanol, limite qui doit rapidement passer à 10 % vol. En France, par exemple, outre l'Eurosuper, une qualité SP95-E10, contenant 10 % vol d'éthanol est aussi distribuée. L'éthanol peut aussi être rencontré sous sa forme d'éther (ETBE), produit par réaction avec de l'isobutène issu du raffinage. L'usage de l'éthanol pur ou à très forte concentration (par exemple 85 % ou E85) est aussi possible mais il nécessite une adaptation spécifique du véhicule (systèmes d'injection, réglages moteur, compatibilité des matériaux plastiques et des joints, stratégies spécifiques pour le démarrage à froid). Les véhicules susceptibles de fonctionner indifféremment avec une essence à faible teneur en éthanol et avec de l'éthanol pur sont dit flexibles (FFV) et très largement répandus au Brésil.

Pour les moteurs à allumage commandé, on ne peut pas passer sous silence le biogaz obtenu par fermentation anaérobie de déchets. Il s'agit d'une filière intéressante dont le développement bien qu'encore faible ne cesse de progresser. L'un des handicaps du biogaz est la quantité de coproduits et de CO₂ présents dans l'effluent qui requiert une purification minutieuse avant toute utilisation, soit sur véhicule, soit via le réseau. En tant que carburant, il se heurte aux mêmes difficultés que le GNV (gaz naturel pour véhicule): véhicule dédié, réseau de distribution, ...

Le biodiesel (souvent appelé EMHV) est produit à partir d'huiles végétales issues par exemple de colza, de tournesol, de soja, de palme. Dans le cas où l'huile provient du broyage de graines (colza, soja, tournesol), un résidu solide (le tourteau) est produit (1 à 1,5 tonne de tourteau/tonne d'huile). Il est généralement réservé à l'alimentation animale et représente un facteur clé de l'économie de la filière. Les huiles végétales pures sont totalement inadaptées à l'alimentation directe des moteurs diesel modernes. Elles doivent donc être transformées par transestérification avec un alcool : le méthanol ou l'éthanol, pour donner les esters d'huiles végétales et la glycérine (0,1 t de glycérine/t d'EHV). Le rôle de ce coproduit dans la valorisation finale de la filière est loin d'être négligeable. Dans le cas d'une production massive d'EMHV, une attention particulière devra ainsi être portée à l'évolution du marché de la glycérine qui est relativement limité pour bien appréhender les équilibres économiques de la filière.

Tout comme l'éthanol, le biodiesel peut être utilisé pur ou en mélange. L'utilisation pure nécessite des adaptations du véhicule, ce qui en limite la diffusion. Aujourd'hui, le biodiesel est principalement utilisé en mélange à hauteur de 7 % vol dans les gazoles conventionnels européens ou bien à hauteur de 30 % vol pour des alimentations de flottes captives. Depuis quelques années, la transestérification des huiles animales est possible pour la production de biodiesel. L'idée est ici d'utiliser en substitution à l'huile végétale, de la graisse issue par exemple des abattoirs dont une partie pourrait être valorisée par cette voie. La transestérification des huiles (végétales ou animales) se fait soit par un procédé par catalyse homogène soit par un procédé par catalyse hétérogène.

À côté de la transestérification, que l'on pourrait qualifier de filière historique pour la production de substituts du gazole, le traitement par hydrogénation des huiles végétales, suivi d'un hydrocraquage isomérisant a été développé au début des années 2000 pour conduire à un mélange d'hydrocarbures totalement substituables aux gazoles mais aussi aux *jet fuels* (kérosène pour avions). Ces coupes ont un excellent indice de cétane et sont totalement exemptes de soufre. Aujourd'hui, plusieurs industriels proposent ce procédé qui devrait prendre de plus en plus d'importance (qualité des produits, souplesse sur le type d'huile à utiliser, notamment).

5.2.1. Principaux avantages et inconvénients liés à l'usage des biocarburants d'aujourd'hui

Les avantages des biocarburants sont bien connus : alternative au pétrole dans le secteur des transports et bilan environnemental amélioré. Sur ce dernier point, c'est surtout pour leur aptitude à réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) que leur usage à grande échelle est aujourd'hui envisagé : utilisé pur, le gain en termes de rejet de GES pourrait aller jusqu'à 90 % pour les filières les plus efficaces (filière canne à sucre). Ce gain est d'ailleurs du même ordre de grandeur en termes de consommation d'énergie fossile en comparaison avec les carburants pétroliers (bilan prenant en compte l'ensemble des étapes du cycle de vie du biocarburant). Il reste néanmoins à souligner que même si le gain effet de serre semble certain, il est difficile à quantifier de manière précise autant pour des raisons de pratiques agricoles qui peuvent varier de manière importante entre différentes régions, pays ou continents que pour des raisons méthodologiques ou de difficultés à estimer les rejets de N_2O sur les champs de cultures, gaz dont l'effet de serre est trois cent fois plus grand que celui du CO_2 . Par ailleurs, outre les émissions de GES, on devra prendre en compte les compétitions d'usage des sols, directes ou indirectes, tout comme l'impact important sur les ressources en eau.

Les inconvénients des biocarburants de première génération sont souvent moins bien perçus. Les rendements à l'hectare des principales filières sont relativement faibles : environ 1 tep/ha pour l'EMHV issu de colza ou de tournesol, 1 à 2 tep/ha pour l'éthanol ex-blé ou maïs et, enfin, 3 à 4 tep/ha pour l'éthanol ex-betterave et ex-canne à sucre. De plus, un certain nombre de contraintes agronomiques font que toutes les espèces ne peuvent être cultivées sur toutes les terres dans les mêmes conditions. En conséquence, le développement massif des biocarburants entraînera une concurrence avec la filière alimentaire pour l'usage des terres, qu'il conviendra d'arbitrer. Par ailleurs, les quantités importantes de coproduits risquent de voir leurs débouchés se saturer ce qui aura au minimum pour conséquence un renchérissement du coût de production des biocarburants.

Une concurrence d'usage a déjà été constatée à certaines périodes sur les marchés des matières premières et cela a participé à la flambée de certains prix.

5.2.2. Un contexte réglementaire en pleine évolution

La Directive européenne 98/70/CE sur la qualité des carburants autorise réglementairement l'incorporation dans l'essence d'éthanol soit directement, soit sous sa forme ETBE, de biodiesel dans le gazole, pour une vente banalisée à la pompe.

Toutefois, afin de promouvoir et d'accroître l'utilisation des biocarburants, l'Europe a mis en place différentes directives telles que :

- la Directive sur la promotion des biocarburants (2003/30/CE) qui avait fixé des objectifs croissants de consommation en biocarburants dans le domaine des transports : de 2 % énergie en 2005 pour atteindre 5,75 % énergie en 2010 des consommations globales d'essence et de gazole utilisés dans les transports ;
- la Directive (2003/96/CE) sur la fiscalité a pour but de donner la possibilité aux États membres d'exonérer partiellement ou totalement d'accises les biocarburants (impôt indirect perçu sur la consommation) ;
- la Directive (2009/28/CE) qui rend obligatoire l'incorporation de 10 % d'énergie renouvelable dans le pool transport à l'horizon 2020, avec une contrainte de performances environnementale (bilan GES) sur les biocarburants utilisés ;
- la Directive FQD qui impose entre autres une réduction de 6 % du contenu carbone des carburants européens à échéance 2020 via les biocarburants ;
- le RFS2 aux États-Unis ;
- l'obligation d'incorporation au Brésil ;
- les cibles d'incorporation en Chine.

5.3. Les filières de seconde génération : l'utilisation de la ressource lignocellulosique

Pour trouver des solutions répondant aux problèmes de coût, de limite des volumes de production (concurrence à l'usage alimentaire des terres) et de gestion des volumes de coproduits des biocarburants d'aujourd'hui, la mise en œuvre de nouvelles filières est en marche. Elles utilisent la matière lignocellulosique (bois, paille), ressource plus abondante et meilleur marché que celle issue des cultures alimentaires. Deux principales options sont envisagées : celle qui aboutit à l'éthanol (ou aux alcools de manière plus générale), développée ces dernières années surtout en Amérique du Nord ; et celle qui permet la production de carburant diesel de synthèse selon le procédé Fischer-Tropsch (FT) essentiellement envisagée en Europe. D'autres filières de conversion moins matures sont à l'étude comme la pyrolyse flash, la conversion catalytique de la cellulose, ou les fermentations de gaz de synthèse.

La biomasse lignocellulosique représente la source de carbone renouvelable la plus abondante de notre planète mais à la différence du charbon et du gaz naturel, elle contient une forte quantité d'oxygène (> 40 %), ce qui diminue d'autant sa densité énergétique. Sa composition et sa structure complexes (voir annexe E) nécessitent, des traitements en plusieurs étapes pour aboutir à de nouvelles générations de biocarburants. En outre, les matériaux lignocellulosiques : végétaux agricoles ou forestiers, bois et déchets se présentent sous des formes physiques très diverses qui nécessitent des traitements préalables (figure 2.2).

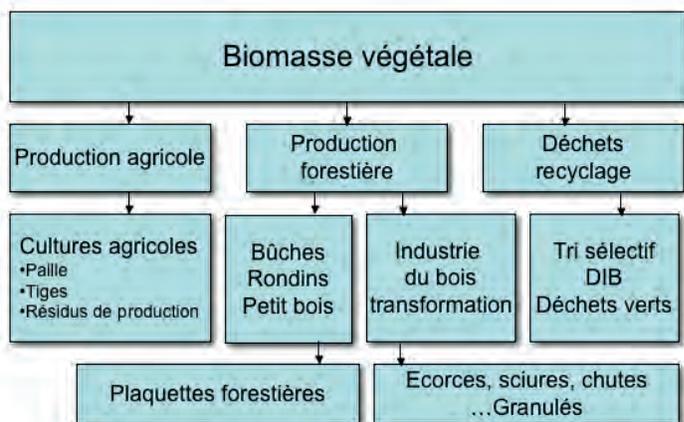


Figure 2.2
Diversité des ressources lignocellulosiques utilisables.

5.3.1 La filière BtL (Biomass to Liquid)

La filière BtL est une voie dite thermochimique qui comporte une succession d'opérations visant à produire un carburant de synthèse à partir de bois ou de déchets végétaux. Elle comporte quatre grandes étapes : le conditionnement de la biomasse, la gazéification, le traitement du gaz de synthèse et la synthèse du carburant par procédé Fischer-Tropsch ou hydrocraquage.

Certaines de ces opérations sont déjà démontrées pour produire un carburant automobile à partir de charbon (CtL) ou de gaz naturel (GtL). Le grand intérêt de cette voie est sa faculté théorique d'accepter toutes les formes de biomasse.

Les technologies de gazéification qui sont déjà largement répandues pour produire de la chaleur et de l'électricité à partir de charbon et de produits

pétroliers n'ont pas été conçues pour accepter la lignocellulose. Elles ne sont donc pas nécessairement adaptées pour produire un gaz de composition compatible avec sa transformation en carburant selon la synthèse Fischer-Tropsch. Un traitement assez complexe du gaz de synthèse ($\text{CO} + \text{H}_2$) est une étape obligée pour ajuster le ratio H_2/CO acceptable pour sa transformation en carburant et pour éliminer les impuretés et les gaz inertes (CO_2). Le procédé de synthèse Fischer Tropsch, s'il est déjà connu à l'échelle industrielle pour s'appliquer à un gaz de synthèse issu de méthane ou de charbon, n'a encore jamais été commercialisé à partir d'un gaz issu de biomasse. Les travaux de développement de cette filière sont en cours *via* de grands projets tels que BioTfuel et un déploiement industriel est visé à l'horizon de 2020.

Le conditionnement de la biomasse a pour objectif de transformer la ressource végétale en un matériau homogène et injectable dans un gazéifieur. Si des essais sont conduits pour injecter la biomasse brute simplement séchée et broyée, il s'agit, le plus souvent, de transformations thermique et mécanique qui conduisent soit à un mélange liquide/solide désigné sous le nom de *slurry (boue)*, soit à un solide finement divisé. On distingue deux voies principales : la pyrolyse (liquéfaction) et la torréfaction.

Le conditionnement est suivi :

- de la gazéification, qui représente la aussi un point clé du développement car aucun procédé industriel dédié biomasse n'est véritablement disponible à ce jour ;
- du traitement du gaz de synthèse qui consiste à le débarrasser des impuretés, du CO_2 et à ajuster le rapport H_2/CO ;
- de la synthèse du carburant : Fischer-Tropsch et hydrocraquage.

La filière BtL permet de produire des carburants pour l'automobile ou l'aéronautique. Elle s'appuie sur des procédés aujourd'hui éprouvés pour le charbon, le pétrole et le gaz naturel. Il s'agit d'adapter à la biomasse des technologies de gazéification industrielle utilisées principalement pour la production de chaleur et d'électricité.

Pour aboutir à l'horizon 2020 à une production effective d'un tel carburant, l'ensemble de ces opérations devra être optimisé pour minimiser les pertes énergétiques, maximiser le bilan matière et, au bout du compte, pour réduire le coût de revient des produits.

Enfin, notons que des valorisations complémentaires de la biomasse sont possibles.

Son traitement thermique par pyrolyse flash et hydroliquéfaction, conduit à des bio-huiles. À cause de la forte présence d'eau (de 20 à 50 %) et

d'oxygène, les bio-huiles sont instables et ont un pouvoir calorifique voisin de la biomasse, ~ 18 kJ/kg. Leur masse volumique, d'environ $1\ 200$ kg/m³, est en revanche plus élevée que celle du bois, 600 kg/m³ et surtout que celle de la paille. Elles contiennent plusieurs centaines de produits chimiques différents dans des proportions très variables, notamment des phénols, sucres, alcools, acides organiques et des composés aromatiques. Elles présentent la particularité de n'être complètement miscibles, ni avec l'eau, ni avec des hydrocarbures pétroliers. Des recherches sont menées pour essayer de valoriser ces huiles par hydrogénation en vue d'en faire des carburants. Cette voie directe, même si elle est séduisante, reste difficile à cause des quantités d'hydrogène nécessaires et surtout de la nature chimique des composés qui est très éloignée de celle des carburants automobiles classiques.

À partir de la gazéification thermochimique de la biomasse (conformément aux étapes décrites précédemment), une autre façon de valoriser le gaz de synthèse est de le convertir en méthane via un procédé de méthanation. Le rapport molaire H_2/CO sera dans ce cas de 3 alors qu'il est de 2 pour effectuer la réaction de type Fischer-Tropsch.

5.3.2 La filière bioéthanol

À première vue, les différentes étapes conduisant à la production d'éthanol à partir de matériaux lignocellulosiques sont identiques à celles pratiquées sur les plantes amylacées. Il faut transformer les polysaccharides en sucres fermentescibles, les laisser fermenter et extraire l'éthanol obtenu. Cependant, la composition particulière et plus complexe de la matière première (annexe E) ainsi que sa structure rendent la première partie du procédé, l'hydrolyse, autrement plus ardue. De ce fait, les procédés de production n'ont pas encore atteint un coût compétitif et des programmes de R&D conséquents ont été mis en place ces dernières années.

L'enchaînement des opérations pour d'aboutir à l'éthanol comprend :

- le prétraitement de la biomasse. Il faut agir sur le matériau lignocellulosique en vue de le rendre hydrolysable tout en minimisant la formation de produits susceptibles d'exercer un effet inhibiteur sur la fermentation ;
- l'hydrolyse enzymatique. La biodégradation de la cellulose est courante dans l'environnement. C'est une étape fondamentale du cycle du carbone. Elle est effectuée par de nombreux micro-organismes, bactéries et champignons et peut avoir lieu en aérobiose (par exemple, à la surface du sol) comme en anaérobiose (par exemple, dans le rumen animal). La recherche des meilleurs cocktails d'enzymes pour cette étape est déterminante pour la viabilité du procédé. À ce niveau de

traitement de la biomasse, on a accès au glucose qu'il faudra convertir en éthanol ;

- la fermentation éthanolique. Le produit final de l'hydrolyse de la cellulose est le glucose qui peut être converti en éthanol de la même façon que dans les procédés mettant en œuvre les plantes amylacées. Toutefois, à partir des hémicelluloses, on a accès à des sucres (pentoses) qui ne sont pas directement convertis en éthanol, comme le glucose. Ils représentent toutefois un gisement significatif de sucres susceptibles d'être transformés.

Les procédés de production d'éthanol à partir de biomasse lignocellulosique font l'objet de nombreux travaux de recherche et développement. Ceux-ci concernent à l'heure actuelle principalement l'optimisation de l'hydrolyse enzymatique, la fermentation des pentoses et l'intégration du procédé. La R&D mise en jeu est très multidisciplinaire et elle mobilise des moyens considérables et des acteurs industriels importants issus du monde de l'agrobusiness, et des enzymes. Ces procédés ne sont pas encore industriels, mais il existe plusieurs installations pilotes, telles que celle qui sera proposée par Futurol.

De plus, apparaît ici un nouveau concept, celui de la bioraffinerie capable de traiter la plante entière et d'élaborer divers produits en plus du carburant, comme le font les raffineries de pétrole à partir du pétrole brut. D'ailleurs, ce même terme de bioraffinerie est aussi repris par les raffineurs pétroliers avec une vision différente puisqu'elle est axée sur l'utilisation de la biomasse dans une raffinerie de pétrole ; il s'agit ici d'avoir des procédés relativement souples acceptant des charges de nature variée. Quels que soient les procédés qui verront le jour, la biomasse lignocellulosique suscite un intérêt grandissant et la mise sur le marché de bioéthanol d'origine lignocellulosique pourrait voir le jour entre 2015 et 2020.

5.4. Les filières de troisième génération

La prise en compte de la ressource en biomasse lignocellulosique permet de lever partiellement la contrainte liée à la compétition d'usage, notamment avec l'alimentaire, donne accès à de nouvelles sources de production de biomasse via la sylviculture et permet au gisement des déchets végétaux de devenir une ressource à part entière. Toutefois, la quantité de biomasse mobilisable (première et seconde génération confondues) et les quantités de produits substituables restent des questions essentielles, liées à la productivité à l'hectare, aux quantités de biomasse accessibles, à la compétition d'usage des sols, aux besoins en eau et en intrant des filières. Dans ce contexte, est apparu comme une ressource alternative prometteuse, le recours aux algues, notamment aux micro-algues lipidiques. Les raisons de cet intérêt repose

essentiellement sur 4 axes : (1) la productivité à l'hectare qui apparait comme 10 à 50 fois supérieure à celle des cultures terrestres, selon les espèces et les modes de culture ; (2) la non compétition apparente avec l'alimentaire ; (3) la non-compétition apparente d'usage des sols ; (4) la possibilité de couplage avec des installations industrielles émettrices de CO₂. De plus, le monde aéronautique a identifié dans cette ressource, en raison des arguments précédents, un moyen d'accès à une base pour biocarburants mieux positionnée vis-à-vis des « critiques habituelles » faites aux biocarburants. Toutefois, les micro-algues sont aujourd'hui cultivées à de très petites échelles pour la production de molécules d'intérêt pour la cosmétique, la pharmacie, l'agroalimentaire mais pas à l'échelle d'une production de base pour l'énergie.

5.4.1 Les modes de production de micro-algues

La production de micro-algues peut se faire de différentes façons :

- en milieu naturel ouvert (par exemple, la valorisation d'espaces abandonnés tels que d'anciens marais salants ; on parle souvent de lagunage) ;
- en milieu ouvert contrôlé appelé *Open pond* ;
- en photobioréacteurs (PBR).

Cette culture peut se faire :

- par apport de nutriments tels que des sucres (on parle alors de la filière hétérotrophe) sans besoin de lumière ;
- par apport de minéraux (N, P, K), de CO₂ et de lumière (on parle alors de filière autotrophe) ;
- un moyen mixant les 2 modes est maintenant régulièrement avancée (mixotrophie) et représente l'un des axes de développement possible.

La filière hétérotrophe ne représente pas réellement une nouvelle source de biomasse car elle fait appel à un intermédiaire tel que le sucre issu lui aussi de biomasse. Il s'agit là plutôt d'une filière de première ou seconde génération suivant le substrat utilisé.

5.4.2 Potentiel et limites de la production de micro-algues

À ce jour, la filière micro-algues pour la production d'énergie n'a pas démontré sa viabilité notamment en termes de positionnement économique mais aussi et surtout en termes de bilan énergétique. En effet, à côté de la question du type de souches à utiliser qui n'est pas encore bien cernée, les techniques de culture, de collecte, de récupération des lipides sont très

coûteuses en énergie si l'on veut atteindre des productivités acceptables. Ceci oriente de fait les procédés vers des cultures en milieu fermé de type PBR plutôt qu'en milieu ouvert pour lequel la maîtrise des paramètres de cultures sera très difficile. On sait en effet que la culture des micro-algues est très sensible par exemple à la température, au pH du milieu, à la durée d'ensoleillement. Ainsi, pour envisager une production de micro-algues à des fins énergétiques un important travail sur tous ces aspects doit être mis en œuvre :

- sélection des souches (productivité, résistance, % de lipides, type de lipides, ...) ;
- mode de culture (milieu ouvert, fermé) ;
- mode de récolte et de séchage ;
- mode de récupération des lipides.

Les lipides obtenus seront valorisés *via* une hydrogénation. Toutefois, les huiles algales sont en général très insaturées et devraient conduire à une consommation plus importante en hydrogène pour aboutir à des carburants pour le transport routier ou aérien.

Notons que certaines espèces de micro-algues produisent directement des hydrocarbures avec de l'hydrogène. Le choix de la souche revêt un caractère essentiel.

5.5. Les bilans économiques et environnementaux des filières de production de biocarburants

Une des limites au développement des biocarburants est leur surcoût par rapport à leurs équivalents d'origine fossile. Les performances environnementales de produits ou de procédés deviennent des éléments clés des processus de décision pour leur développement, au même titre que leurs coûts.

Cette section aborde ces deux aspects, économique et environnemental, en détaillant les coûts de production des différents biocarburants en fonction des contextes régionaux, ainsi que leurs bilans environnementaux en s'appuyant sur les résultats de plusieurs études d'analyse de cycle de vie (ACV).

De nombreuses études visant à mesurer l'impact sur l'environnement de la production et de l'utilisation des biocarburants ont été réalisées dans le cadre des ACV. Ces études baptisées « du puits à la roue » (*well to wheel*) comparent les émissions de gaz à effet de serre et la consommation d'énergie sur l'ensemble du cycle de vie du carburant entre les solutions biocarburants et les solutions traditionnelles utilisant les carburants pétroliers. Les autres impacts mentionnés ci-dessus sont beaucoup plus rarement étudiés car les incertitudes

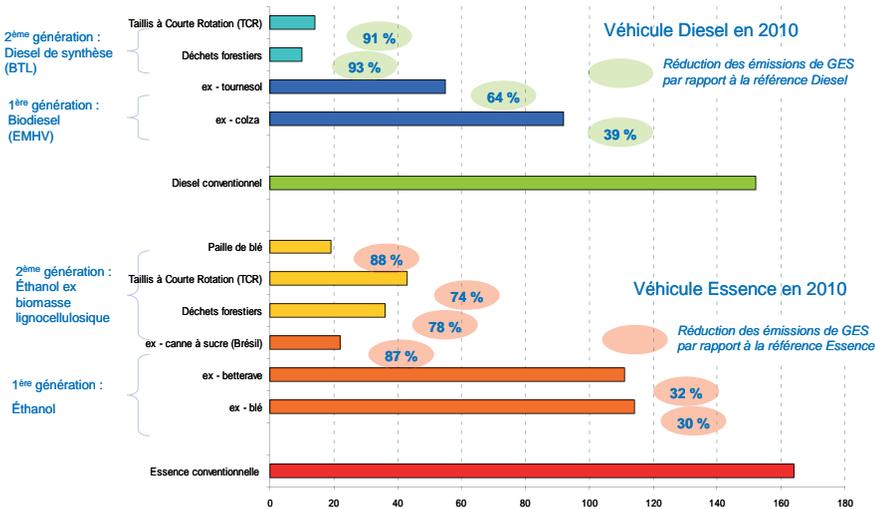
sont plus grandes et ces impacts très dépendants des conditions locales où le/les polluants sont rejetés.

C'est pourquoi, dans un premier temps, seuls les rejets de gaz à effet de serre « du puits à la roue » seront traités ici. En se référant à l'étude européenne publiée en mars 2007 par le Centre commun de recherche de la Commission européenne (JRC), le CONCAWE qui est l'association européenne des compagnies pétrolières traitant des questions liées à l'environnement et EUCAR qui coordonne les actions R&D de l'Association européenne des constructeurs d'automobiles.

Les résultats de cette étude sont présentés dans le tableau 2.2.

Tableau 2.2

Émissions de gaz à effet de serre (exprimées en g de CO₂ équivalent par km) rapportées à différents biocarburants, « du puits à la roue ».



De l'analyse de ces résultats, plusieurs commentaires peuvent être faits :

- d'une manière générale, l'usage des biocarburants permet une réduction significative des rejets de gaz à effet de serre par rapport aux solutions conventionnelles. Cette conclusion demande néanmoins à être tempérée par le fait que les biocarburants sont le plus souvent utilisés en mélange à des teneurs relativement faibles (5 à 10 %, avec un maximum de 24 % au Brésil)⁵. Le bénéfice à attendre au global, en termes d'effet de serre, sera donc inférieur à 5 % si seuls les biocarburants traditionnels sont utilisés. Même si ces chiffres paraissent faibles en

première approche, il est important de souligner qu'ils peuvent être obtenus dans un secteur dont la croissance est difficile à maîtriser et que les options offrant le même bénéfice dans un temps relativement court sont peu nombreuses ;

- si d'un point de vue qualitatif, l'usage des biocarburants permet un gain certain en termes de rejets de gaz à effet de serre, ce gain reste difficile à quantifier avec précision ; il dépend également des rejets de N_2O dont l'influence est particulièrement importante puisque ce gaz est trois cent fois plus nocif en termes d'effet de serre que le CO_2 . Or ces rejets de N_2O dépendent eux-mêmes des quantités d'engrais utilisés, des conditions climatiques, de la qualité des sols... et sont donc difficiles à évaluer de manière précise ;
- le gain le plus important en termes de gaz à effet de serre est obtenu lors de la transformation en biocarburant de matières lignocellulosiques. En effet, dans cette valorisation du bois ou de la paille, une partie de la charge initiale est souvent utilisée pour produire les utilités nécessaires au procédé et notamment la chaleur, permettant ainsi des gains substantiels en termes d'émissions ;
- pour les biocarburants actuels, le meilleur résultat est obtenu lorsque l'éthanol est produit à partir de canne à sucre. L'utilisation de la bagasse pour générer la chaleur nécessaire à l'opération de distillation contribue fortement à ce résultat.

Enfin, pour les filières de troisième génération, il n'y a pas encore de références mais la forte consommation énergétique de cette filière rend le bilan CO_2 dépendant de l'énergie utilisée.

5.6. Bilan et perspectives

La biomasse représente une source intéressante de matière première pour la production d'énergie pour le transport notamment (routier et aérien). Aujourd'hui les filières dites de première génération sont matures mais reposent sur une ressource limitée (ressource agricole) car en compétition d'usage avec des débouchés alimentaires. La biomasse lignocellulosique offre de nouveaux

⁵ Ceci pour trois raisons majeures : parce qu'ils présentent un certain surcoût par rapport aux références pétrolières ; parce que, par ce mode opératoire en mélange, ils évitent le développement d'un réseau de distribution dédié et profitent ainsi du réseau des carburants pétroliers déjà existants et enfin parce que les volumes de biocarburants produits pourront difficilement couvrir l'ensemble de la demande de transports. Au Brésil, l'éthanol hydraté est utilisé sans ajout d'essence.

espoirs avec un gisement de biomasse important mais ces filières ne devraient être industrialisables qu'après 2020. Les filières de troisième génération offrent elles aussi certaines possibilités mais elles n'ont pas montré leur viabilité. Les perspectives de développement pour accéder à de nouveaux produits sont aussi présentes via la transformation chimique de la biomasse ou la transformation biochimique d'intermédiaires issus de la biomasse (on peut citer les axes tels que l'ETJ : *Ethanol to Jet, alcool to Jet, sugar to alcan*) qui conduiront à de nouvelles options mais il ne faut pas envisager de réalisations à échelles industrielles avant 2025.

CHAPITRE 3

Énergies fossiles

1 | Les gaz de schiste

Introduction

Le sujet des gaz de schiste est d'une grande actualité. Le développement dans ce domaine a été particulièrement rapide avec une augmentation considérable de la production de gaz de schiste aux États-Unis. De 8 millions de tonnes en l'an 2000, la production américaine est passée à 96 millions de tonnes en 2010 ce qui correspond au quart de la production de gaz de ce pays. L'Agence internationale de l'énergie estime à 17 milliards de tonnes les réserves techniquement exploitables aux États-Unis. Cette agence estime aussi à plus de 130 milliards de tonnes les réserves accessibles réparties dans 32 pays avec notamment 25,5 Gt en Chine, 13,5 Gt en Argentine, 9,7 Gt en Afrique du sud et 3,6 Gt en France. L'exploitation des gaz de schiste a déjà eu un impact considérable sur l'évolution du mix énergétique aux États-Unis avec une chute marquée des prix du gaz. On considère que l'exploitation à grande échelle pourrait avoir des conséquences importantes sur l'évolution du mix énergétique au niveau mondial. On considère qu'il y a 180 Tm^3 (T = Tera soit 10^{12} , et 1 m^3 correspond à environ 0,65 kg) de réserves prouvées de gaz naturel conventionnel dans le monde et des réserves ultimes récupérables d'environ 470 Tm^3 et que l'exploitation des gaz non conventionnels pourrait permettre de doubler ce chiffre.

1.1. L'exploitation des gaz de schiste

Les gaz de schiste appartiennent à un groupe plus général que l'on peut désigner sous le nom d'hydrocarbures non conventionnels. *A priori*, il s'agit uniquement des hydrocarbures exploités avec des techniques minières et non pétrolières. Dans la pratique, le terme recouvre un ensemble beaucoup plus large de ressources dans l'*ultra deep offshore* et dans l'Arctique ainsi que de procédés pouvant conduire à des produits pétroliers comme le GTL (*gas to liquid*), le CTL (*coal to liquid*) ou les biofuels, etc. On trouve dans ce groupe les *oil shales* ou *oil in shale* et les *shale gas* ou gaz de schiste. On peut dire que l'exploitation des gaz de schiste aux États-Unis depuis les années 1990 correspond à une véritable révolution. Le prix du gaz a chuté et il est maintenant le tiers du prix en Europe ou au Japon, les prévisions de production doublent chaque année et les importations de gaz pourraient avoir cessé aux États-Unis d'ici 20 ans. Le potentiel mondial de cette ressource estimé par l'AIE semble important. La Pologne et l'Ukraine se lancent dans l'exploration et bientôt l'exploitation des gaz de schiste pour réduire leur dépendance aux

importations de la Russie. Le débat est en cours en Grande-Bretagne où la discussion est ouverte.

Deux technologies sont combinées pour exploiter les hydrocarbures piégés dans des formations peu perméables : le forage horizontal (connu depuis les années 1970) et la fracturation hydraulique (connue depuis 1948 ; environ 2 millions de fracturations ont été réalisées dans le monde depuis).

L'exploitation par ce biais soulève des problèmes environnementaux : protection des aquifères, sismicité induite, disponibilité et traitement de l'eau nécessaire au forage et à la fracturation, produits entrant dans la composition du fluide de fracturation, emprise au sol, bilan global de l'exploitation des gaz de schiste en matière d'émission de gaz à effet de serre. L'exemple de la gestion inadéquate des forages avec dispersion des rejets sans traitement préalable est illustré dans un film *Gasland* qui a connu une large diffusion par internet.

En plus des gaz de schiste le gaz de houille ou CBM (*coal bed methane*) constitue une autre ressource importante. Il est produit depuis plusieurs décennies aux États-Unis, en Chine et en Australie. Il existe des ressources potentielles en France même, mais à petite échelle dans le bassin lorrain. La production du gaz se fait par forages qui permettent par déplétion de récupérer le méthane piégé dans la matrice de charbon. Une autre technique qui connaît un regain d'intérêt, étudiée par l'IFPEN (IFP Énergies nouvelles) dans les années 1970-1980, consiste à gazéifier le charbon *in situ*.

La situation aux États-Unis est particulièrement favorable par la faible densité urbaine dans les zones cibles et la présence d'une industrie pétrolière dynamique avec 2/3 des appareils de forage au monde, l'Europe en ayant 100 fois moins ! Enfin la législation qui fait du propriétaire du sol le propriétaire du sous-sol induit une différence majeure de comportement des propriétaires du sol par rapport par exemple à la Grande-Bretagne ou la France, où l'État est (co-)propriétaire du sous-sol.

1.2. Questions environnementales

L'exploitation des gaz de schiste soulève des questions d'impact sur l'environnement qu'il est important d'envisager.

Il y a d'abord la question des pertes et des fuites de méthane. Un article de Howarth *et al.* dans *Nature* en 2011 (477, pp. 271-275), montre que les pertes en méthane des exploitations de gaz de schiste seraient de un tiers à deux fois supérieures à celles des gaz exploités de manière conventionnelle, ce qui pourrait conduire à un effet de serre supérieur à celui du charbon et du

pétrole à un horizon de 20 ans et équivalent sur une durée de 100 ans, et que les solutions de ces problèmes impliquent des coûts et donc dépendent d'un calcul de rentabilité. Un autre rapport évoque la présence de composés organiques volatiles cancérigènes (par exemple le benzène) qui seraient issus de l'exploitation des gaz de schiste. Du méthane aurait été détecté dans les puits forés dans des aquifères superficiels à moins d'un kilomètre du site de forage du gaz, et les eaux de surface pourraient être contaminées par les eaux de fracturation. Pour éviter ces fuites et ces types de problèmes, les solutions existent avec des tubages multiples et une cimentation des puits. On sait rendre étanches des forages à grande profondeur et passer notamment au travers des nappes phréatiques en les préservant.

La seconde question est celle de l'utilisation de l'eau pour réaliser la fracturation hydraulique. Cela nécessite effectivement une consommation d'eau importante mais qu'il faut comparer à celle qui est nécessaire pour d'autres types d'exploitation. On note ainsi qu'il faut 2 à 20 l d'eau par million de Btu (1 MBtu = 1 GJ) pour les gaz de schiste 30 à 80 l d'eau par million de Btu pour le gaz conventionnel, 20 à 120 l/MBtu pour le charbon. Lorsqu'on produit des biocarburants, les quantités d'eau nécessaires sont de deux ordres de grandeurs plus importantes et il faut environ 1 000 l/MBtu pour les biocarburants. Il faut typiquement environ 15 000 m³ pour la réalisation d'un forage et pour la fracturation hydraulique correspondante (pour fixer les idées, la consommation en eau potable d'une ville comme Paris est d'environ 200 millions de m³ par an). La gestion des ressources en eau est un aspect majeur et doit prendre en compte la disponibilité des ressources, le recyclage et le retraitement des eaux et la prévention des contaminations des aquifères par les eaux utilisées pour le forage. Sur ce dernier point, on doit protéger les aquifères traversés par le tubage multiple et un scellement complet du puits. Les eaux qui ressortent du puits peuvent avoir lessivé des éléments radioactifs ou des métaux lourds présents naturellement dans les roches et il faut donc les retraiter. Il y a des possibilités de valorisation par extraction de substances d'intérêt commercial dans les eaux qui ressortent.

La consommation d'eau diminue nettement après la fin du forage, en cours d'exploitation et c'est le sable qui maintient les fractures ouvertes. Les eaux qui ressortent du puits sont retraitées. L'exploitation des gaz de schiste est donc dépendante de la disponibilité en eau et elle n'est pas adaptée aux régions arides ou à celles qui sont menacées de sécheresse.

La troisième question est celle des additifs utilisés. Les additifs permettent une fracturation plus efficace. Ces additifs appartiennent à trois catégories : (1) des biocides qui réduisent la prolifération bactérienne dans le puits, (2) des produits qui aident la pénétration du sable, (3) des substances qui favorisent la productivité du puits. Il y a un réel besoin de transparence sur ces additifs et une évaluation des risques associés est nécessaire.

1.3. Les défis pour la géologie de l'exploitation des gaz de schiste

L'exploration des gaz de schiste induit de nombreux défis pour la géologie. L'expérience outre-Atlantique fournit des bases d'observation et de réflexion. À l'horizon 2035, la consommation d'énergie aura augmenté et la part des énergies fossiles est estimée à 65 à 80 %. D'où l'importance de la géologie des bassins et des réservoirs. Quelles sont les ressources en gaz de schiste ? Pour certains experts il y aurait 5 000 Gm³ (soit environ 3,25 Gt de gaz ce qui correspond à l'estimation donnée par l'AIE), pour d'autres (les pétroliers) dix fois moins. Il y a donc là une incertitude qui mérite d'être levée mais toutes les données géologiques et géophysiques françaises nécessaires pour analyser la question (levés géologiques de surface, forages pétroliers, exploration sismique, programme GPF Ardèche, retraitement de données anciennes) ont entre 20 et 50 ans d'âge ; les meilleures sont les plus anciennes et la résolution spatiale est moins bonne que 10 km.

Cet état des choses peut être illustré par des exemples autour de la bordure méridionale du Massif central ce qu'on sait des schistes « carton » du Toarcien (180 millions d'années), bassin continu avec des couches de 10 à 50 m d'épaisseur avec des indices de gaz mais un contenu total inconnu, des *black shales* de l'Autunien (280 millions d'années) qui sont des argiles lacustres très discontinues et peu épaisses, et enfin des CBM du Stéphaniens (300 millions d'années) avec un gros volume de charbons encore en place. L'analyse géologique permet de dire que telle cible a connu une maturation suffisante (Bordure cévenole, vallée du Rhône) alors que pour telle autre cette maturation est insuffisante (Toarcien du Larzac et de Montpellier). Un des sujets à traiter est celui de la sismicité induite qui pourrait se limiter à de petits séismes (magnitude inférieure ou égale à 3) et à la réactivation de failles préexistantes qu'il faut avoir identifiées. Un autre aspect dans le cas de la bordure méridionale du Massif central est celui de la nature karstique du sol et du sous-sol de la région qui la distingue d'autres sous-sols géologiques. Le risque technologique existe toujours et il faut l'évaluer en terrain karstique où il peut être plus important

1.4. Discussion et conclusion

Il apparaît clairement qu'il faudrait reprendre les questions posées par l'exploitation des gaz de schiste sur des bases logiques fondées sur l'analyse scientifique et économique en cherchant à faire apparaître, comme pour chaque source d'énergie, les avantages, les inconvénients, les enjeux économiques et les problèmes d'impact sur l'environnement. L'exploitation des

gaz de schiste peut permettre une réduction de la dépendance énergétique de la France par rapport à ses importations de gaz naturel alors que la France importe plus de 95 % de son énergie « fossile » et plus de 98 % de son gaz naturel. Ces importations pèsent lourd dans sa balance commerciale avec une dépense de 10 G€/an pour le seul gaz naturel. Les conséquences potentielles économiques positives sont trop importantes dans la situation actuelle pour négliger cette nouvelle ressource et l'avenir énergétique est trop incertain pour qu'on puisse se permettre de ne pas faire au minimum une évaluation des potentialités.

On peut donc déplorer que des décisions aient été prises hâtivement sans que le dossier soit véritablement instruit. La récente loi sur l'hydrofracturation a été votée par le parlement avant que le rapport de la commission sur le développement durable n'ait été remis. Il serait logique de reconsidérer ces conclusions et rappeler au passage que la fracturation est utilisée depuis longtemps et permet d'améliorer en routine la récupération d'eau ou de pétrole.

Sur un sujet aussi important, il semble nécessaire d'éviter les approximations ou les positions insuffisamment étayées par une analyse des faits. On peut souhaiter plutôt un débat pragmatique à l'exemple de ce qui se fait par exemple chez nos voisins britanniques. Il y a un besoin d'évaluation des réserves et des possibilités d'exploitation avec de réels défis posés à la recherche publique et notamment à la géologie et à certaines de ses branches un peu trop délaissées (acquisition de données nouvelles, sismique, forages, cartographie...). Il faut relancer des programmes scientifiques permettant d'éclairer la réglementation à mettre en place, y compris la remédiation. La nécessité d'études « de point zéro », la mise sur pied de véritables observatoires multitechniques pour un suivi à l'échelle des décennies, une meilleure exploitation des données recueillies par des pays ayant déjà lancé une exploitation des gaz de schiste à grande échelle (États-Unis, peut-être bientôt Pologne et Ukraine, suivre ce qui se passe en Grande-Bretagne).

Une question importante est celle des ressources en eau. L'exploitation des gaz de schiste nécessite des quantités d'eau importantes mais il faut comparer les débits nécessaires aux autres utilisations de l'eau pour se faire une meilleure idée de cet aspect et constater que pour obtenir une quantité d'énergie donnée, l'exploitation des gaz de schiste nécessite 50 fois moins d'eau que la production de biocarburants. Parmi les risques qui sont mentionnés pour l'exploitation des gaz de schiste et notamment ceux qui concernent la pollution des nappes phréatiques, on peut retenir qu'une bonne partie des risques ne sont pas spécifiques à ce type d'exploitation (dans le cas de la partie méridionale du Massif central par exemple, des eaux acides liées à d'autres types d'exploitation continuent à polluer certaines parties des Cévennes) et que les risques peuvent être réduits par une bonne gestion des méthodes de forage

et par une réglementation adaptée. Le défi technologique est celui de réaliser une exploitation respectueuse de la ressource en eau.

La prise de risque calculée et raisonnée, s'appuyant sur des études sérieuses ne doit pas être bannie. La constitution de cahiers des charges est essentielle, de même que la mise au point d'une réglementation qui pourrait permettre de réaliser une exploitation dans des conditions acceptables pour l'environnement, garantissant l'intégrité des puits et limitant l'emprise au sol et préservant les paysages. On peut imaginer qu'une réglementation pourrait être élaborée au niveau européen (tout au moins par un noyau « dur » comprenant France, Grande-Bretagne, Allemagne, Espagne et Italie), niveau qui apparaît comme la bonne échelle pour traiter le problème. La réglementation sera respectée si les règles sont pertinentes et partagées, ce qui implique une bonne connaissance des procédés.

2 | Les hydrates de gaz naturel

Introduction

Les hydrates de gaz sont des structures cristallines qui impliquent des molécules d'eau qui environnent un gaz. Dans les sédiments, ce gaz est essentiellement du méthane. Les hydrates de méthane sont stables dans le sol des régions de pergélisol à basse température et à des pressions modérées (hydrates de gaz qu'on qualifie de terrestres) et dans les sédiments marins, à des températures modérées et des pressions plus élevées (hydrates de gaz qu'on qualifie de marins) et ils existent dans les sédiments océaniques de la plupart des marges continentales. Ces hydrates sont importants car ils pourraient stocker une grande quantité de méthane. On estimait initialement que les hydrates naturels pouvaient contenir deux fois plus de carbone que tous les combustibles fossiles, ce qui conduisait à penser que les hydrates de méthane constituaient un réservoir important d'énergie.

Comme la stabilité des hydrates de méthane est essentiellement contrôlée par la température et la pression, la base de la zone des hydrates suit une isotherme locale, et les hydrates forment une barrière de perméabilité bloquant l'échappement de gaz libres sous-jacents. Ainsi, la base de la zone de stabilité des hydrates pourrait représenter une zone de faiblesse au sein de la colonne de sédiments, et le méthane libéré à partir d'hydrates pourrait jouer un rôle dans le réchauffement climatique. On considère aussi que la résistance au cisaillement réduite en raison de la décomposition des hydrates pourrait être

à l'origine du déclenchement de glissements de terrain massifs sur les marges continentales et les gaz piégés sous les hydrates pourraient constituer un danger significatif pour le forage en eau profonde.

Il est généralement admis que certains réflecteurs sismiques simulant le fond (*bottom simulating reflectors* ou BSR) qui « miment » la forme du plancher océanique, sont en fait des marqueurs de la base des sédiments renfermant des hydrates. Ces BSR sont caractérisés par une polarité négative par rapport à la réflexion du fond marin, indiquant une diminution de l'impédance sismique. Un contraste de vitesse négatif s'explique par le remplacement partiel de l'eau interstitielle par des hydrates solides dans les sédiments dans la zone de stabilité des hydrates et par la présence de gaz libres sous-jacents. La présence de BSR dans les données de sismique-réflexion est une des indications de la présence d'hydrates de gaz dans les sédiments marins. Toutefois, les hydrates existent également dans des zones où aucun BSR n'est signalé. Des hydrates ont été fréquemment trouvés dans des échantillons extraits du fond des océans sous forme de mélanges avec de petites quantités de dioxyde de carbone et d'hydrocarbures supérieurs.

Au cours du dernier quart de siècle, le point de vue des chercheurs et le regard de la société sur les hydrates de gaz et leur exploitation en mer est passé par trois phases :

- (1) Dans les forages en eau profonde, on est passé d'une politique d'évitement des hydrates de gaz à une volonté de recherche délibérée de ces hydrates.
- (2) Les programmes internationaux initialement centrés sur l'exploitation des hydrates de gaz comme source d'énergie se sont orientés vers les possibilités de remplacement du méthane par du CO₂ pour réaliser par ce biais le stockage du dioxyde de carbone.
- (3) Les questions posées, plus récemment, par le changement global ont donné lieu à des recherches sur la déstabilisation des réserves d'hydrates conduisant à la libération de méthane dans les mers marginales.

Les travaux réalisés dans la première phase ont conduit à une richesse de connaissances et jeté les bases pour la recherche sur les hydrates en milieu marin. Dans la deuxième phase les travaux ont cherché à mieux estimer les possibilités d'exploitation des hydrates de gaz et à élaborer des technologies de récupération, avec notamment la découverte d'une possibilité de production couplant la récupération du méthane à partir d'hydrates avec le stockage du CO₂ au moyen d'une injection de ce gaz dans le plancher océanique. Au niveau international, les gouvernements ont reconnu au cours de cette phase qu'il y avait un potentiel de stockage du dioxyde de carbone

et ils se sont engagés dans la mise en place de règlements pour la capture du carbone, assurant la sécurité de ce type de stockage dans l'environnement. Au cours de la troisième phase de recherche sur l'exploration des réserves mondiales d'hydrates de méthane, il est apparu que les changements environnementaux au cours des dernières décennies pouvaient avoir déclenché la libération de méthane à partir d'hydrates déstabilisés du fond marin avec en parallèle une réduction de la teneur en oxygène dans les eaux profondes des mers marginales. Des scénarios tenant compte de ce phénomène avaient été proposés pour certains épisodes de réchauffement climatique passés (par exemple la brève période chaude exceptionnelle connue sous le nom de « Late Paleocene Thermal Maximum » ou LPTM à la fin du Paléocène, il y a 55 millions d'années) et semblent maintenant redevenir d'actualité. On va discuter dans ce qui suit des trois points précédents puis terminer avec quelques questions qui restent en suspens.

2.1. Recherches initiales sur les hydrates de gaz

Les données de sismique-réflexion collectées dans les années 1980 par les géophysiciens au niveau de différentes marges continentales faisaient apparaître des BSR. Comme les BSR correspondent à la base de la zone de stabilité des hydrates, ces marqueurs ont été principalement utilisés pour estimer le flux de chaleur le long des marges. Des forages étaient proposés au cours de cette période, pour mieux caractériser les BSR en fonction de la nature des hydrates se trouvant dans les sédiments. Dans ce contexte, la recommandation faite en 1986 par le Groupe de sécurité et de prévention de la pollution du *Ocean Drilling Program* (ODP) indiquait qu'«... aucun forage ne devait être effectué dans les strates sous-jacentes à la zone de stabilité des hydrates car de grandes quantités de gaz pouvaient se trouver sous les BSR ». Le premier puits a été foré en 1992 le long de la côte ouest du Canada à partir d'une interprétation des données sismiques par les canadiens suggérant que le BSR n'était pas dû à la présence de gaz, mais qu'il correspondait à une concentration importante (50 %) d'hydrates au-dessus de la zone de stabilité des hydrates. Ces données ont aussi été analysées par ailleurs (S. Singh *et al.*, 1993), ce qui a permis de conclure que ce BSR était composé d'une couche de 30 m d'épaisseur contenant une petite quantité (~ 3 %) de gaz libre sous une couche contenant moins de 10 % d'hydrates. Ces résultats et des forages complémentaires ont ensuite confirmé que la quantité totale de méthane présente dans les sédiments marins devait être beaucoup plus faible que celle qui était prévue initialement. Ce résultat a montré que des forages pouvaient être réalisés en toute sécurité sous les BSR, ouvrant ainsi la voie au développement de la recherche sur les hydrates de gaz dans les années 1990. Ce sujet est ainsi devenu un domaine de recherche important du fait des risques géologiques induits, des ressources

sous-marines potentielles, des effets possibles sur le climat, des interactions de l'homme avec son environnement et notamment avec la biosphère profonde. Cette question est aussi directement liée aux programmes nationaux mis en place pour l'exploitation d'hydrates de gaz.

2.2. Forages ODP et programmes nationaux portant sur les hydrates de gaz

Au cours des vingt-cinq dernières années, plusieurs « legs » de l'ODP ont été entièrement ou partiellement consacrées à la compréhension des hydrates de gaz marins. Les travaux ont été ciblés sur les marges continentales convergentes ou passives. Les objectifs portaient notamment sur l'écoulement du fluide, puisque seule la partie supérieure du trou de forage était dans la zone de stabilité des hydrates alors que la profondeur de perçage totale était de plusieurs centaines de mètres en dessous du fond dans des régions où la température est bien au-delà de celle de la zone de stabilité des hydrates (une zone désignée par l'acronyme GHSZ – *Gas hydrate stability zone*).

Ces activités internationales d'envergure ont été rapidement complétées par des initiatives nationales sur les hydrates de gaz au Japon, en Inde, au Canada et aux États-Unis. L'objectif de tous ces programmes était de traiter exclusivement des hydrates de gaz comme ressources potentielles d'énergie. Vers la fin de la dernière décennie, les dépenses réalisées dans le cadre des initiatives nationales avaient largement dépassé celles engagées sur le programme ODP/IODP dédié spécifiquement à la recherche sur les hydrates de gaz.

2.3. Exploiter les hydrates de méthane comme sources d'énergie

Comme indiqué plus haut, les recherches effectuées au cours de la deuxième période visaient à obtenir des estimations plus fiables des quantités d'hydrates exploitables et des réserves mondiales de gaz dans les sédiments marins et à trouver des technologies de récupération. Très brièvement on peut dire qu'il s'agissait de répondre aux questions posées par les décideurs sur la quantité de méthane véritablement disponible. Après une première estimation de 10 000 Gt de méthane piégé sous la forme d'hydrates, les estimations ont été progressivement ramenées à des valeurs de 2 000 à 3 000 Gt.

Ces estimations ont ensuite été affinées en utilisant les méthodes d'évaluation des systèmes pétroliers dans lesquelles on considère la perméabilité du réservoir, le prix, le transport et la technologie de production. On est ainsi arrivé à considérer que les réserves d'hydrates de gaz sont du

même ordre de grandeur que celui des réserves de gaz naturel conventionnel, c'est-à-dire quelques dizaines de Gt avec une dispersion entre les estimations maximales et minimales de méthane en place et de méthane récupérable. Il y a donc une différence considérable entre les réserves d'hydrates de méthane et les quantités qui sont considérées comme exploitables. Les choses sont devenues plus compliquées pour les décideurs politiques et pour le public en général – un public dont l'acceptation en matière d'approvisionnements énergétiques sûrs est aussi devenue une préoccupation majeure. Une des difficultés provient de la variété des unités utilisées pour exprimer l'ordre de grandeur des réserves d'hydrates de méthane.

Les scénarios de récupération actuels s'appuient sur des variantes des technologies utilisées dans la production de pétrole et de gaz. On trouve notamment des méthodes fondées sur : (a) le chauffage des couches souterraines contenant des hydrates jusqu'à des températures atteignant la limite de stabilité et de formation de gaz libre. Des tests de production à terre en utilisant cette approche ont été menés avec succès en 2002 et 2008 sur le site de Mallik (pergélisol), dans le delta du fleuve Mackenzie, mais la mise à l'échelle et l'adaptation de cette approche à l'exploitation offshore du fond sous-marin ne sont pas faciles à réaliser ; (b) la réduction de pression jusqu'à ce que la déstabilisation se produise. Cette méthode alternative peut permettre de libérer le gaz méthane. L'efficacité est plus élevée car elle consomme moins d'énergie que le chauffage. Des projets avancés sont en cours au Japon pour mettre en œuvre cette technologie de réduction de pression d'ici à 2014 sur les sites exploitables de la fosse de Nankai orientale ; (c) l'injection d'additifs chimiques afin de réduire la stabilité semble moins favorable en raison des problèmes qui pourraient être induits dans l'environnement.

Une nouvelle technologie prometteuse pour la récupération du gaz naturel consiste à injecter dans les couches d'hydrates de méthane du CO_2 supercritique, donc fluide (ce CO_2 peut être capturé sur des centrales électriques à combustibles fossiles). Dans cette situation, le CO_2 liquide transforme spontanément l'hydrate de méthane en hydrate de dioxyde de carbone, libérant ainsi le méthane.

De la chaleur est libérée au cours de cette transformation car l'hydrate de CO_2 est plus stable que le l'hydrate de CH_4 . De ce fait, l'injection de CO_2 stimule la libération de méthane et génère de la chaleur pour la déstabilisation en continu des hydrates. Cette transformation a été réalisée dans plusieurs laboratoires à travers le monde, mais le taux de réaction est lent et le processus s'arrête au bout d'un certain temps. Des recherches sont entreprises pour augmenter la vitesse de réaction par le biais d'une réduction de pression, d'une augmentation de la température et d'un changement de débit d'injection de CO_2 .

2.4. Stockage du CO₂ sous forme d'hydrate

Le stockage du CO₂ comme hydrate dans les sédiments du talus continental semble plus sûr, bien que plus coûteux que les options actuelles en mer dans des formations géologiques du plateau continental. Le stockage dans des réservoirs partiellement vidés de leur pétrole ou de leur gaz, principalement sur les terres émergées, est prôné actuellement, car il améliore la récupération d'hydrocarbures résiduels. Cependant, la capacité de stockage disponible et le niveau de sécurité de ce type de stockage restent à clarifier. L'option du stockage du CO₂ comme un liquide dense s'appuie sur la différence de compressibilité entre l'eau de mer et le CO₂ liquide. À des pressions élevées correspondant à des profondeurs d'eau supérieures à 3 000 m, la masse volumique du CO₂ liquide est supérieure à celle de l'eau de mer, de sorte qu'il peut rester piégé dans une fenêtre de profondeur spécifique.

Cette possibilité de stockage du dioxyde de carbone a été identifiée au niveau international, et les gouvernements ont commencé à mettre en œuvre des réglementations techniques, économiques et administratives définissant un stockage du carbone respectueux de l'environnement et assurant la sécurité du point de vue géologique. Les règlements à ce jour favorisent l'utilisation des formations géologiques terrestres et celles qui s'étendent en mer dans des eaux relativement peu profondes. Cependant, la formation des hydrates de CO₂, l'échange entre les hydrates de méthane et de CO₂ et le stockage du CO₂ dans le milieu marin, dans une configuration stable par rapport à la gravitation, exigent des pressions et des températures qui existent à des profondeurs d'eau de l'ordre de 3 000 m. D'une façon générale, il semble prudent de faire avancer la recherche et les essais pour le stockage du CO₂ respectueux de l'environnement, que ce soit pour le stockage sous forme liquide ou pour le stockage couplé à la récupération du méthane. Il faudra notamment bien évaluer l'impact environnemental de ces deux processus.

2.5. Les connaissances sur la libération de méthane due aux changements globaux

L'exploration des réserves mondiales d'hydrates de méthane a de façon étonnante fourni la preuve que les changements observés dans l'environnement au cours des dernières décennies pouvaient avoir déclenché la libération naturelle de méthane à partir de la décomposition d'hydrates constituant le fond marin et un ralentissement de consommation du méthane dans la colonne d'eau. Les régions où ces changements récents semblent avoir été identifiés sont les plateaux et les marges continentales de l'Arctique et la mer Noire. Sur la marge de Svalbard, le réchauffement des eaux profondes peut être

responsable de la libération de grandes quantités de méthane dans les fonds marins. Sur ce site, des hydrates de gaz voisins de la surface semblent être en contact avec les eaux profondes à température plus élevée. Le réchauffement rétrécit l'étendue verticale de la zone de stabilité des hydrates de gaz, provoquant la libération du méthane par décomposition des hydrates.

Ce mécanisme serait important dans les panaches de méthane émanant du lieu où des hydrates seraient en contact avec de l'eau en provenance de couches profondes. Cependant, des enregistrements de panaches de méthane sur ce site particulier ne sont pas disponibles sur une longue période. La discussion est actuellement centrée sur l'estimation des flux thermiques à travers les fonds marins vers les couches d'hydrates sous-jacentes. On peut estimer, provisoirement, que les couches d'hydrates qui se trouvent à moins de 3 m au-dessous du plancher océanique pourraient être affectées par le réchauffement des eaux profondes au cours des trente dernières années.

Le plateau de la mer de Barents est une autre région vulnérable à la déstabilisation des hydrates par variation de la température des masses d'eau profondes. Actuellement les eaux profondes dont la température initiale est proche de zéro s'écoulent de l'océan arctique vers le plateau de la mer de Barents, préservant les hydrates de méthane dans les sédiments sous-jacents. Le réchauffement prévu des eaux profondes au cours du siècle prochain pourrait exposer les hydrates situés sous le plancher océanique à des températures supérieures à celles qui assurent leur stabilité et pourrait ainsi générer un flux de méthane important vers l'atmosphère.

Fait intéressant, ces changements de température auraient également eu lieu dans le passé. Il existe des preuves de déstabilisation des hydrates sous la forme de cratères explosifs en fond de mer. Ce ne sont pas des *pockmarks* ou cratères ordinaires, mais ils semblent bien liés aux hydrates de gaz sous-jacents.

Certes, toutes les études de cas provenant de l'océan Arctique ne sont pas actuellement concluantes quant à la question centrale de savoir si oui ou non le changement est déjà actif du fait de la rétroaction positive du réchauffement accéléré du climat. De tels scénarios ont déjà été proposés pour expliquer les périodes chaudes de l'histoire de la Terre. La déstabilisation des hydrates par le réchauffement de la planète peut aussi conduire à de grands glissements de terrain. Encore une fois, l'histoire de la Terre fournit de nombreux exemples, dont le plus important est celui du glissement de Storegga, au large de la côte norvégienne. La mise en place de la masse qui a glissé vers le centre de la mer de Norvège s'est produite en plusieurs phases. Chacun de ces glissements était d'une taille suffisante pour avoir pu induire des tsunamis qui se seraient ensuite propagés vers les côtes environnantes d'Islande, d'Écosse et des îles Féroé et Shetland.

Un autre scénario associé au changement global invoque la libération accélérée du méthane à partir de la déstabilisation des hydrates des sédiments de la mer Noire. L'augmentation du flux de méthane, qui a été discutée précédemment pour le réchauffement des sédiments sur des fonds de l'océan Arctique, peut avoir été sérieusement aggravée dans la mer Noire par une consommation ralentie du méthane en raison d'une faible teneur en oxygène dans la colonne d'eau. Les dégagements de méthane actuels dans le bassin de la mer Noire issus de suintements à partir d'hydrates de gaz semblent être à peu près équilibrés par l'oxydation dans la colonne d'eau de telle sorte que peu de méthane s'échappe dans l'atmosphère. On dispose cependant de plusieurs indications d'un changement possible du scénario actuel en fonction du changement global et il existe actuellement plusieurs milliers de zones de suintements sur le plateau situé au nord-ouest de la mer Noire, au large de l'Ukraine, de la Roumanie et de la Bulgarie.

2.6. Questions en suspens

Malgré les progrès accomplis et le stade de maturité atteint dans le domaine de la recherche marine d'hydrates de gaz, des questions anciennes et nouvelles restent en suspens. L'estimation précise des réserves mondiales et des réserves exploitables d'hydrates reste à traiter en priorité et ce sujet est l'objet d'efforts de recherche soutenus. Une question étroitement liée à la précédente est celle de la saturation en hydrates des sédiments, c'est-à-dire le degré de remplissage des pores des sédiments par les hydrates de gaz. Des carottages sous pression, la libération contrôlée de méthane, le rafraîchissement des eaux interstitielles et la modélisation géophysique sont actuellement utilisés pour étudier ce problème. Transposer ces résultats à des unités stratigraphiques contenant des hydrates à plus grande ou à plus petite échelle n'est pas facile. Les techniques de micro et macro- imagerie ont tout juste commencé à donner des résultats sur les joints et les tailles de grains, les changements de phase et les inclusions qui affectent toutes les propriétés physiques des hydrates de gaz. Ces méthodes peuvent permettre de réaliser des progrès dans les connaissances de base et elles peuvent servir à améliorer l'interprétation de la propagation des ondes sismiques et aider la modélisation géophysique. Des méthodes de détection nouvelles pour les hydrates de gaz s'appuient sur l'électromagnétisme à source contrôlée (CSEM) utilisant les valeurs élevées de la résistivité électrique des hydrates solides par rapport à celle de la lithologie environnante. Des méthodes nouvelles de sismique par inversion des formes d'ondes complètes sont susceptibles de fournir les propriétés de cisaillement des sédiments hydratés, conduisant à une meilleure quantification des hydrates, en particulier en cas d'absence de BSR. Il est clair désormais que la majorité des suintements de méthane sont alimentés par les hydrates de gaz

situés sous le plancher océanique, mais une estimation globale du flux géogénique n'a pas encore été faite. L'évaluation de l'impact sur l'environnement des hydrates de gaz reste un objectif scientifique majeur. Cela inclut l'impact du changement global sur les ressources naturelles marines et sur le pergélisol hébergeant des hydrates de gaz, ainsi que l'impact potentiel de production d'hydrate industriel comme source d'énergie. Les effets ne sont pas uniquement limités à la rétroaction climatique, et l'on doit aussi prendre en compte la stabilité plus ou moins grande des pentes du talus continental, ainsi que la stabilité de l'infrastructure nécessaire pour la production d'énergie. Les questions liées à l'impact environnemental de la production industrielle de gaz dépendent des technologies qui pourraient être mises en œuvre pour exploiter les hydrates. En l'état, il ne semble pas que l'on puisse envisager l'exploitation de ces hydrates à moyen terme (décennal). On doit en revanche encourager les recherches pour en améliorer la compréhension.

CHAPITRE 4

Énergie nucléaire

1 | Quelques idées sur l'évolution du nucléaire

L'augmentation de la production d'électricité d'origine nucléaire est incertaine dans plusieurs pays utilisant déjà ce mode de production, en raison des interrogations sociétales ravivées par l'accident de Fukushima. D'autres pays ont clairement opté pour une augmentation significative de leur parc électronucléaire ou pour s'équiper de réacteurs à neutrons thermiques (RNT), les seuls, et pour plusieurs décennies, sur le marché. Dans le contexte d'une forte demande créant une pénurie d'uranium naturel au niveau mondial ou bien d'un prix excessif de l'énergie produite avec cet uranium, un changement de filière doit être envisagé. En effet, dans les RNT seule une faible partie de l'uranium (U235) est réellement valorisée et il faut passer aux réacteurs à neutrons rapides (RNR) valorisant tout l'uranium. Cela pourrait conduire à une modification profonde des filières nucléaires actuelles au cours de la deuxième moitié du XXI^e siècle. Il faut s'y préparer.

Les RNT alimentés avec de l'uranium naturel ou enrichi (voire avec du plutonium dans la limite acceptable) sont utilisés pour produire actuellement 15 % de l'électricité consommée dans le monde (370 GWe installés pour 2 600 TWh/an). Les réserves assurées en uranium sont suffisantes pour maintenir ce pourcentage et même l'augmenter à un taux de 2 %/an pendant presque tout le XXI^e siècle. À l'horizon 2050 l'hypothèse de l'existence d'un parc mondial de réacteurs RNT de puissance double de celle d'aujourd'hui n'est pas irréaliste, si l'économie le permet. Quelques pays d'Asie envisagent une marche forcée dans cette voie. Au plan des ressources prévisibles (assurées et présumées) en uranium on peut même anticiper une évolution plus rapide. L'utilisation d'une partie du plutonium contenu dans le combustible usé à uranium est aussi envisageable pour augmenter les réserves en matières fissiles.

Si on souhaite beaucoup plus d'électricité d'origine nucléaire, par exemple après 2050, les RNT pourraient ne plus être capables de la fournir faute d'uranium à un prix compétitif. Les RNR pourraient alors prendre la relève. Ces réacteurs peuvent d'abord fonctionner avec de l'uranium appauvri, dont les réserves issues de l'enrichissement de l'uranium naturel en isotope 235 sont quasi inépuisables, à condition de disposer de plutonium, puis avec l'uranium et le plutonium contenus dans leur combustible usé, à condition qu'on les sépare de cette nouvelle source de matières fissiles. Il existe quelques RNR électrogènes refroidis au sodium (RNR-Na) offrant un bon retour d'expérience mais on vise dans le cadre du programme international Génération IV d'accroître les performances des RNR, notamment au niveau de la sûreté et d'une meilleure gestion des déchets nucléaires.

Le programme de recherche français Astrid prévoit, conformément à la loi de 2006, la construction vers 2020 d'un réacteur de recherche innovant RNR-Na

pour préparer un éventuel déploiement de RNR-Na commerciaux vers la moitié du siècle. Il serait en quelque sorte un prototype de ces réacteurs.

Si la nécessité de disposer de RNR est plus lointaine, vers la fin du siècle, laissant ainsi une période de recherche plus longue, des RNR à haute température refroidis avec un gaz, pourraient prendre la relève directe des RNT. Un programme européen vise la construction d'un démonstrateur de RNR de ce type vers 2050.

Quoi qu'il en soit un nucléaire du futur assurant une quasi-pérennité des ressources en matières fissiles passe par un stade de recherche et développement important pour changer de filière. En effet le cycle du combustible des RNR doit être obligatoirement fermé pour assurer un multirecyclage du plutonium et de l'uranium, et également des actinides mineurs. L'aval du cycle devient, dans ce contexte, stratégique alors qu'aujourd'hui c'est l'amont du cycle qui est déterminant. Les recherches doivent être pluridisciplinaires car elles intéressent autant les réacteurs que les cycles du combustible associés.

La mise en place d'un parc de RNR, si elle peut aider à mieux gérer les déchets nucléaires, en brûlant du plutonium voire des actinides mineurs, ne supprime pas la production de déchets. Par ailleurs à la fin de l'exploitation des RNR, certes lointaine dans la stratégie RNR, il faudra gérer le dernier combustible usé : stockage géologique ou destruction du dernier plutonium avec des systèmes dédiés : RNR pilotés par accélérateurs ou RNR sous générateurs.

L'avenir du nucléaire en France est un enjeu important qui doit être traité dans la clarté au plus haut niveau. Il est tel qu'une stratégie nationale de recherche de plusieurs décennies destinée à explorer les possibilités offertes par diverses possibilités industrielles de réacteurs de génération IV : RNR-Na ou RNR-gaz et des cycles associés de combustible doit être mise en place. Or la communauté scientifique se trouve bridée par l'absence d'un RNR pour faire des tests grandeur nature concernant la sûreté de ce type de réacteurs, leur possibilité de fonctionner en cycle fermé et le comportement de nouveaux matériaux sous flux de neutrons rapides pour les RNR-gaz. Astrid est donc indispensable pour conduire cette stratégie de recherche, qui peut aussi s'appuyer sur des scientifiques et des ingénieurs capables de mener ce projet à bien et qui pourraient attirer des jeunes et assurer leur relève.

Les décisions politiques d'aller vers la possibilité d'utiliser des RNR doivent être prises très en amont des premières réalisations, comme toute décision dans le nucléaire. Comme ces décisions doivent s'appuyer fortement sur les résultats des recherches, un soutien conséquent doit être apporté aux programmes en cours. Au-delà de recherches techniques, il faut également développer des recherches pour se préparer à des choix engageant le très long terme (annexe B).

Les stratégies envisageables dans l'hypothèse d'une poursuite de la production d'électricité nucléaire

Elles comportent plusieurs options :

1. La poursuite de l'utilisation des réacteurs à neutrons thermiques (RNT), dits de seconde génération, alimentés avec du combustible à uranium naturel ou enrichi (UOX).
2. L'utilisation des RNT de seconde génération alimentés par un combustible UOX ou par un combustible constitué d'un mélange d'uranium appauvri et de plutonium (MOX). Cette approche permet de valoriser, après retraitement, une partie du plutonium produit dans le combustible UOX usé et d'économiser de l'uranium naturel. On peut aussi utiliser de l'uranium de retraitement préalablement enrichi, ce qui augmente encore l'économie d'uranium naturel.
3. L'utilisation des RNT, dits de troisième génération en raison d'une sûreté accrue en fonctionnement (cas de l'EPR), alimentés par un combustible UOX, ou MOX. Ils pourraient être alimentés avec plus de MOX que ceux de deuxième génération, économisant ainsi plus d'uranium naturel.
4. L'utilisation des réacteurs à neutrons rapides (RNR) dont le combustible est du MOX riche en plutonium. L'intérêt de ces réacteurs est que l'on peut envisager de les faire fonctionner en cycle fermé, c'est-à-dire dans des conditions telles qu'ils produiraient autant de plutonium qu'ils en consommeraient. Le plutonium ainsi produit à chaque cycle pourrait être récupéré par retraitement du combustible usé et utilisé pour fabriquer un nouveau combustible en le mélangeant avec de l'uranium appauvri disponible en quantités considérables. Au plan technique, différents concepts peuvent être envisagés dans le cadre du programme international Génération IV. À court terme, le seul concept susceptible de produire de l'électricité à l'échelle industrielle est celui des RNR refroidis au sodium. À plus long terme, d'autres concepts actuellement au stade des études scientifiques ou techniques sont envisageables mais ils posent de difficiles problèmes de matériaux qui doivent être résolus avant que l'on puisse envisager leur mise en œuvre, au plus tôt dans la seconde moitié du XXI^e siècle.
5. L'utilisation des matières fissiles produites dans le combustible des réacteurs de fission, dans un objectif militaire, est toujours possible. C'est surtout le cas des réacteurs modérés à l'eau lourde. Le combustible usé a en général une composition isotopique en plutonium qui ne permet pas une utilisation militaire directe. Le sujet de la prolifération, qui sort du cadre de ce rapport, est cité dans les références.

2 | Génération IV

Le programme « génération IV » a pour objectif de développer un « nucléaire durable », permettant une meilleure utilisation des ressources en combustible, une sécurité accrue, une robustesse vis-à-vis des risques de prolifération, et une compétitivité économique qui les rend industriellement viables.⁶ Dans ce programme international, six concepts ont été retenus : les réacteurs à neutrons rapides refroidis au sodium (SFR), les réacteurs à neutrons rapides refroidis au gaz (GFR), les réacteurs à neutrons rapides refroidis au plomb (LFR), les réacteurs à très haute température (VHTR), les réacteurs à fluide supercritique (SCWR), et les réacteurs à sels fondus (MSR).

Chacune de ces options pose des problèmes différents (notamment en termes de choix de matériaux qui sont essentiellement gouvernés par le choix du fluide caloporteur). Chacune de ces options présente des avantages et des inconvénients qui doivent être mis en regard des situations nationales. Le choix entériné en France est de développer des réacteurs à neutrons rapides, en se focalisant sur la solution refroidie par le sodium liquide (SFR), et en gardant comme solution de remplacement le refroidissement par le gaz (GFR).

La motivation de ce choix national est liée (comme cela est expliqué en détail dans ce rapport) au cycle du combustible : l'indépendance énergétique du pays, la nécessité de traiter de façon efficace le problème des futurs déchets. Elle nécessite le développement d'une filière à neutrons rapides qui transforme une grande partie des 200 000 t d'uranium appauvri, et le plutonium des combustibles UOX et MOX, du statut de « déchet » au statut de réserve de combustible. Le choix du sodium comme fluide caloporteur compatible avec un spectre de neutrons rapides est justifié à la fois par le retour d'expérience de la filière Phénix/Superphénix, et par les développements récents en termes de sécurité, en particulier par la mise en œuvre d'un concept de cœur à coefficient de vidange négatif (c'est-à-dire présentant une stabilité accrue lors d'une excursion de puissance, augmentation rapide et momentanée de la puissance au-delà de la puissance de fonctionnement).

Le choix fait par l'État de se focaliser sur ces solutions résulte de la nécessité de ne pas disperser les forces, et de proposer des voies industriellement viables

⁶ Le programme fédérateur intergouvernemental dit GEN IV (Generation IV International Forum for fuel cycles and nuclear systems) s'est mis en place depuis 2002 sous les auspices du GIF (Generation IV International Forum) et est piloté par un *policy group*. Il comporte aujourd'hui 12 pays et l'Euratom. Chaque pays finance ses propres recherches. Il n'est pas dans la mission du GIF de construire un ou des prototypes de réacteurs, mais il souhaite cependant des démonstrations intermédiaires pour valider les résultats. La date estimée d'une application industrielle des recherches de « génération IV » est aujourd'hui 2040.

à relativement court terme. Les choix d'options préliminaires sont pris en 2010-2012, la décision de poursuite sera prise en 2012, l'avant-projet sommaire sera complété en 2015, suivi d'un avant-projet détaillé devant conduire en 2017 à la décision de construction. Avec un tel calendrier, le retour d'expérience de la filière au sodium liquide est précieux, voire indispensable. Le choix de ne garder qu'une option majeure, avec un « plan B », doit être aussi perçu comme un gage de sécurité : la grande force du parc actuel est d'être basée sur un modèle unique, un unique constructeur, un exploitant unique, et un grand laboratoire de recherche associé (le CEA) : cette homogénéité est un atout majeur du parc actuel, qui permet un retour d'expérience sur un grand nombre de réacteurs. Elle doit être une ligne directrice du parc à venir, associant dans des proportions diverses, suivant les stratégies économiques envisagées, réacteurs de type EPR et réacteurs SFR.

C'est la justification profonde du réacteur d'étude Astrid, qui doit servir de base à une filière de surgénérateurs à neutrons rapides, refroidis au sodium, et doit remplir trois missions : montrer le caractère industriellement viable de la production d'électricité, tester les matériaux innovants dans des conditions d'irradiation (flux, dose et température) réalistes, et tester la faisabilité de la transmutation en particulier celle de l'américium. Ce réacteur d'études sera associé à une usine pilote de fabrication du combustible, et à une usine pilote de multiretraitement (séparation d'actinides mineurs en plus de l'uranium et du plutonium).

Les innovations de ces réacteurs refroidis au sodium portent à la fois sur la conception du cœur, sur la gestion des accidents graves, sur la maîtrise du danger sodium, et sur les matériaux innovants nécessaires, en particulier en terme de gainage.

D'après les calculs, qui doivent encore être vérifiés expérimentalement sur le réacteur d'étude, la conception du cœur conduit bien à un coefficient de vidange négatif, essentiellement par une gestion efficace de l'économie de neutrons. Il en résulte une exigence accrue sur la stabilité dimensionnelle des assemblages et notamment sur la résistance des matériaux de gainage au gonflement sous irradiation. La gestion des accidents graves s'appuie sur le « récupérateur de corium » développé pour l'EPR. La gestion du risque sodium conduit à la fois à des études poussées sur le contrôle non destructif dans un milieu de sodium liquide, à des études sur la possibilité de circuits intermédiaires évitant les risques de contact eau/sodium, au dimensionnement des générateurs de vapeur de telle manière qu'un éventuel contact eau/sodium conduisant à une possible explosion soit confiné à l'intérieur de l'enveloppe du générateur de vapeur. Les problèmes de matériaux posés par ces réacteurs sont très spécifiques : le sodium est relativement inerte vis-à-vis des aciers, et de plus il n'est pas sous pression. En revanche la température de fonctionnement des réacteurs est notablement plus élevée que dans les réacteurs REP du parc actuel.

Au niveau des générateurs de vapeur, les cahiers des charges se rapprochent des systèmes actuels. En revanche, au niveau du réacteur lui-même et du circuit primaire, les problèmes de corrosion sont bien moindres. Pour ce qui est des « composants internes de cuve » et du « gainage », les flux neutroniques conduisent à des problèmes spécifiques de dommage d'irradiation qui nécessitent des études fondamentales. Les gaines de combustible en particulier doivent être résistantes au fluage et au gonflement d'irradiation, ce qui conduit à développer des nuances d'aciers ferritiques ou ferrito-martensitiques, et en solution innovantes, des aciers renforcés par dispersion d'oxyde. Il est important de comprendre que ces solutions innovantes ne sont pas indispensables à la mise en œuvre du projet, mais qu'elles permettraient un taux de combustion plus élevé (d'un facteur 4 environ), donc une meilleure rentabilité économique.

La triple fonction du réacteur d'études Astrid (générateur d'électricité, outil d'étude des matériaux, instrument de transmutation des actinides mineurs) en fait un outil indispensable pour le développement d'une filière nucléaire durable. Il est important de prendre conscience qu'il faut, dans cette perspective, remobiliser l'outil industriel, aussi bien pour réaliser le réacteur que pour élaborer les consommables (combustibles, gaines) et que cette action n'est possible que dans une perspective d'engagement ferme de l'état et des producteurs d'électricité : ce secteur industriel vital ne peut pas se développer dans une ambiance d'incertitude.

Si la filière « réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium » a été choisie comme option prioritaire, avec comme solution de repli un caloporteur gaz, compte tenu à la fois des caractéristiques du parc électronucléaire actuel et de la maturité technologique de la filière, la communauté française a aussi une implication notable dans l'étude de la filière thorium-uranium.

L'uranium est le seul élément ayant un isotope naturel fissile, ce qui explique en partie le succès de la filière uranium-plutonium par rapport à celle thorium-uranium. Le thorium, élément de poids atomique moindre, a un isotope fertile et peut, associé à un élément fissile, constituer la base d'une filière de production électronucléaire, sous réserve d'une conception de réacteur *a minima* isogénérateur (puisque ne disposant pas de source fissile en thorium). La question de la filière thorium-uranium revient régulièrement sur le devant de la scène sans qu'un développement industriel ait été envisagé à partir des prototypes successifs.

Cette option a été étudiée d'abord avec un refroidissement à eau légère ou à eau lourde (qui s'inspire de la filière CANDU). Les premiers essais aux États-Unis (1977-82) ont montré, pour les réacteurs à eau légère, que, en principe ces concepts de réacteurs à neutrons thermiques peuvent être régénérateurs, mais le bilan neutronique s'est avéré très tendu, et donc sensible à la génération d'éléments neutrophages (c'est-à-dire qui absorbent les neutrons) résultant

de la fission du thorium. Pour pallier cette perte de neutrons, des essais ont été réalisés aux États-Unis, en Allemagne et au Royaume-Uni en utilisant de l'eau lourde comme fluide caloporteur modérateur, ou une combinaison graphite/hélium. Aucun n'a apporté une démonstration probante de surrégénération. De là est venue l'idée séduisante du point de vue de la neutronique de purifier le combustible en continu, et de combiner la fonction « combustible » et la fonction « fluide caloporteur », en utilisant un sel fondu de thorium.

Les avantages potentiels ou supposés de cette solution sont souvent mis en avant (grande quantités supposées de thorium dans la nature, charge fissile initiale moindre, possibilité de traitement des actinides, radiotoxicité moindre des déchets, non-prolifération), mais il serait important de mener la comparaison de façon complète, en comparant non seulement deux types de réacteurs, mais aussi sur deux cycles complets, comprenant la fabrication des combustibles et les filières de retraitement. La question de la sûreté de ces réacteurs (dépassant les simples bilans d'éléments radioactifs, mais analysée avec le même degré d'exigence que pour les réacteurs à eau pressurisée ou les réacteurs rapides au sodium) est à repenser car les concepts diffèrent notablement de ceux utilisés dans les autres types de réacteurs. Enfin, si le concept est attractif, en particulier la solution « sels fondus » qui fait partie des options de la génération IV, la technologie et l'ingénierie restent à faire, avec des exigences drastiques à la fois pour les matériaux susceptibles de résister aux sels fondus à chaud, les vannes, les pompes, toute une technologie complexe qui nécessite un tissu industriel à construire de toutes pièces.

Dans une optique de choix industriel à court ou moyen terme, dans le contexte du parc électronucléaire actuel en France et dans une situation de restrictions budgétaires, il apparaît donc comme légitime de mettre l'accent sur la filière surrégénérateurs U-Pu refroidi au sodium (ou éventuellement à un autre fluide caloporteur). Ce n'est donc pas en termes de solution alternative, mais en termes de recherches à mener sur des échelles de temps plus longues que la filière thorium-uranium, et en particulier la filière « sels fondus » peut se positionner. Elle peut s'appuyer en France sur une communauté active et reconnue internationalement. Elle mérite des études fondamentales pour clarifier les avantages revendiqués dans une perspective d'ensemble, mais aussi une approche d'ingénierie pour examiner de façon réaliste, sur des composants considérés comme critiques, la faisabilité et la sûreté d'un concept dans lequel le combustible lui-même circule dans le réacteur.

Recommandations

Génération IV fait apparaître un potentiel énergétique important pour l'avenir mais pose aussi des questions difficiles dont la plus délicate est

probablement liée au fluide caloporteur sodium. Le sodium réagit violemment avec l'eau à température ambiante. Si cette difficulté est gérable dans des situations incidentelles, elle devient critique dans des situations accidentelles : il ne serait pas possible d'attaquer un feu sodium avec de l'eau, ou d'utiliser de l'eau comme fluide réfrigérant de substitution. Une analyse de fond sur les différentes options de fluides caloporteurs et leurs conséquences sur la conception des réacteurs est hautement souhaitable.

3 | Le projet Iter et la fusion thermonucléaire

Introduction

Un état des recherches de la fusion contrôlée jusqu'en 2007 a été fait dans le rapport RST n° 26 de l'Académie des sciences rédigé sous la direction de Guy Laval (2007).

C'est vers la fin de la deuxième moitié du siècle que la fusion contrôlée pourrait apporter sa contribution à la demande en énergie.

3.1. La fusion thermonucléaire

Elle consiste à fusionner deux noyaux légers d'isotope de l'hydrogène, le deutérium (D) et le tritium (T) pour produire de l'hélium. La réaction de fusion produit un noyau d'hélium 4 (particule α) de 3,5 MeV et un neutron de 14 MeV, neutron source de chaleur et qui en réagissant avec le lithium régénère le tritium. La fusion, comparée à la fission, est intrinsèquement propre malgré l'utilisation intermédiaire de tritium radioactif.

Le deutérium est présent en grandes quantités dans les océans, le lithium l'est dans les minerais et dans les sels marins mais dans ces derniers sous une forme très diluée.

Dans le réacteur de fusion, la quantité d'hydrogène correspond à quelques grammes, soit à environ une minute de combustion. L'emballement n'est jamais possible car le réacteur fonctionne au maximum de sa réactivité. Les problèmes de radioactivité sont liés à la présence du tritium et aussi à l'activation des matériaux de structures par les neutrons issus de la fusion. Il est néanmoins possible de modifier la composition de certains de ces alliages pour limiter leur

activation à des durées d'environ un siècle. Il n'y a donc pas de déchets radioactifs à vie longue.

Vaincre la répulsion électrostatique des noyaux demande une énergie cinétique initiale des particules qui doivent réagir de plusieurs KeV (10 KeV ou plus). Une telle énergie correspond à une température de 110 millions de degrés (10 fois celle du centre du soleil). À cette température le milieu est complètement ionisé et devient un plasma.

Pour pouvoir maintenir la température à laquelle les réactions se produisent, il faut contrôler les pertes thermiques du plasma c'est-à-dire le confiner suffisamment longtemps. Les pertes thermiques sont surtout dues à une turbulence du plasma, magnétique ou inertielle suivant le choix du confinement : le confinement peut être réalisé par des champs magnétiques intenses qui piègent temporairement les particules chargées du plasma, ions et électrons. Dans ce cas, pour obtenir un bon bilan énergétique global, les bobinages doivent être supraconducteurs. Une autre possibilité est de jouer sur l'inertie du plasma et de procéder à une série de micro-explosions à très forte densité : la fusion par laser.

Autour du plasma se trouve une couverture dont le rôle est triple : (a) ralentir les neutrons et transformer leur énergie cinétique en chaleur transportée à l'extérieur par un fluide caloporteur ; (b) protéger les aimants supraconducteurs et l'extérieur d'un flux de neutron résiduel ainsi que du rayonnement γ ; (c) régénérer le tritium par la réaction neutron-lithium. Pour un réacteur, cette couverture a une épaisseur d'environ 1 m.

Les matériaux entourant le plasma sont soumis à l'érosion du plasma par évaporation et *sputtering* (pulvérisation) et aux neutrons de 14 MeV. L'amélioration des performances des matériaux à l'irradiation et à l'impact des ions est un aspect important des recherches à mener.

Le mode de confinement magnétique du plasma est actuellement le plus avancé. Environ 2 000 ingénieurs et physiciens travaillent sur ce sujet en Europe et 4 fois plus dans le monde.

3.2. Les tokamaks

Les recherches sur la fusion contrôlée magnétique se concentrent essentiellement sur le tokamak qui a été conçu à l'origine en Russie où l'installation T3, avec 100 kA de courant plasma a été opérationnelle dès les années 1965-1970.

Le tokamak présente une géométrie de révolution torique dans laquelle le confinement magnétique principal est réalisé par le courant qui circule dans le plasma ; c'est ce courant qui est cité en référence pour chaque tokamak.

Le champ dit « toroïdal » a comme rôle essentiel d'assurer la stabilité globale de la configuration. Les lignes de champ magnétiques sont enroulées sur des surfaces toriques emboîtées les unes dans les autres. La surface la plus intérieure est dégénérée en un cercle, l'axe magnétique du tokamak.

Cette géométrie est caractérisée par le facteur de sécurité q qui est une fonction de chaque surface magnétique ; q est défini comme le nombre de grands tours à faire le long d'une ligne de champ magnétique pour un petit tour de cette même ligne. Ce facteur qui décrit la topologie magnétique joue un rôle fondamental dans la stabilité du plasma ; il en est de même pour son gradient en fonction du petit rayon moyen de la surface magnétique : le cisaillement.

Pour assurer une stabilité globale du plasma au centre du plasma, sur l'axe magnétique, la valeur de q doit être plus grande que 1, et supérieure à 3 sur les bords du plasma

L'élongation du plasma (plasma en D) permet dans une machine donnée d'augmenter le courant ainsi que son confinement, car le temps de confinement est proportionnel au courant du plasma I_p . L'élongation maximale est 1,8, sinon le plasma devient instable verticalement même en présence de contre-réaction.

Trois grands tokamaks ont été construits de 1973 à nos jours : TFTR aux États-Unis, JT60 au Japon et le JET en Europe. Le JET, d'un volume de 100 m^3 , a été la première machine conçue avec une section en D et un courant plasma allant de 3 à 7 MA ; les durées d'impulsions pouvaient atteindre 10 s. JET et TFTR sont les deux seules machines pouvant utiliser un mélange deutérium-tritium.

3.3. JET et Iter

Le JET a généré 16 MW de puissance fusion pendant 1 seconde, avec un gain énergétique du plasma Q proche de 1 (Q , désigne le rapport de la puissance thermonucléaire produite à celle du chauffage externe du plasma). Des températures de plus de 300 millions de degrés ont été atteintes. Avec une exploitation vigoureuse et une puissance extérieure de chauffage accrue, le JET pourrait encore augmenter ses performances et produire sans doute une puissance supérieure à 20 MW ($Q \sim 0,8$) pendant 10 secondes.

Dans tout confinement magnétique, le plasma est hors d'équilibre thermodynamique. L'énergie libre alimente en général des instabilités. Celles-ci peuvent être de différentes tailles et violences suivant la topologie des champs magnétiques définie par le profil de q et les valeurs des gradients de pression ou de température. Les instabilités les plus violentes, disruptions ou

instabilités verticales, peuvent amener la perte du plasma alors que celles de plus petite taille provoque une turbulence magnétique avec un transport de la chaleur et des particules, transport beaucoup plus rapide que celui produit par les collisions classiques. Il existe plusieurs modes de confinement où le transport turbulent, influencé par la topologie du champ magnétique, décroît fortement localement, en particulier au bord du plasma (mode dit H).

Le JET, conçu dans les années 1973-1975 et en opération depuis 1983, a été un élément clé pour définir les lois expérimentales du confinement en présence de turbulence. Ces lois servent à extrapoler les performances de nouvelles machines et à en déduire le gain Q . Iter devrait prendre la relève vers 2020 avec un gain Q de 10. On envisage pour des réacteurs futurs des valeurs de Q supérieures à 50.

Iter est semblable au JET mais avec un rayon plus grand, de 6 m, un volume de 1 000 m³ et un courant de plasma de 15 MA. Les champs magnétiques sont créés dans Iter par des bobinages supraconducteurs. Iter devrait produire des puissances supérieures à 400 MW sur des durées de plus de 5 minutes. Il faut remarquer que ces 5 minutes sont une donnée de la machine et que sur une machine de grand rayon légèrement supérieur les durées peuvent atteindre facilement 4 heures ou plus, le temps séparant deux combustions successives étant inférieur à la minute. Le gain Q d'Iter devant être de 10, le chauffage du plasma est assuré pour les 2/3 par les particules α produites par la réaction D-T et pour 1/3 par des chauffages externes, injection de particules rapides ou absorption d'ondes électromagnétiques.

L'objectif d'Iter est d'apporter la démonstration que l'on peut obtenir un plasma thermonucléaire dominé par le chauffage interne des particules α pendant des temps longs comparés aux temps caractéristiques du plasma (2 à 3 secondes pour le temps de confinement de l'énergie). Dans un réacteur de fusion le chauffage proviendra à peu près uniquement des particules α .

Pour obtenir cette démonstration, le niveau des impuretés dans le cœur du plasma devra être étroitement contrôlé. Ces impuretés proviennent de la réaction de fusion (hélium), et des interactions inévitables du bord du plasma avec les parois matérielles. Le contrôle des impuretés est assuré par le « divertor », une structure magnétique qui dirige les lignes de champ du bord et leurs écoulements vers une région séparée du plasma thermonucléaire. Quand on prend en compte les processus atomiques au niveau du bord du plasma, on ne peut plus s'appuyer sur les lois de similitude. Des calculs séparés sont conduits pour le bord et le divertor et sont couplés à ceux du cœur.

De nombreux travaux expérimentaux sont conduits sur les composants faisant face au plasma. Des tests d'utilisation du carbone, du tungstène et du

béryllium entre autres, ont lieu dans le JET. Le tungstène est intéressant pour le divertor car il n'absorbe pas l'hydrogène et son taux de pulvérisation et d'érosion est faible mais il pose des problèmes s'il parvient en tant qu'impureté au cœur du plasma. Il émet un fort rayonnement de raies car il lui reste des électrons liés et la pression de ses nombreux électrons libres s'ajoute à celle du plasma D-T et force une diminution de cette dernière pour maintenir la pression totale. Cette dilution entraîne une diminution du nombre des réactions de fusion.

La démonstration du contrôle des impuretés dans des plasmas thermonucléaires est un des objectifs majeurs d'Iter.

3.4. Le réacteur de fusion

Un réacteur de fusion sera une machine d'une taille un peu supérieure à celle d'Iter : grand rayon de 8 à 9 m au lieu de 6 m. Il fonctionnera pratiquement à l'ignition, où la température du plasma n'est maintenue que par les réactions thermonucléaires et non par une source de chauffage extérieure.

Un tel réacteur de fusion travaillera à des niveaux de puissance thermique voisins de 5 GW. Cette puissance est dictée à la fois par la taille physique minimale d'un réacteur proche de l'ignition ainsi que par des considérations économiques.

- **Le problème essentiel** d'un réacteur thermonucléaire commercial, en vue d'un fonctionnement industriel acceptable, réside d'abord dans le développement de matériaux ayant, face au plasma, une résistance suffisante à l'érosion induite par ce dernier; un tel développement ne peut se faire *in fine* compte tenu des flux nécessaires que dans des réacteurs de fusion. La puissance spécifique sur les matériaux qui font face au plasma, le premier mur, devrait aussi être multipliée par un facteur d'environ 5 par rapport à Iter en vue d'obtenir un coût de réacteur compétitif.
- **La tenue des matériaux des premiers murs aux neutrons** de 14 MeV est un autre problème difficile. En choisissant des matériaux dits « à faible activation », tels des fers ferritiques, des alliages de vanadium ou certaines céramiques (carbure de silicium), il est possible de réduire l'activation des structures du réacteur à un niveau tel qu'après environ un siècle après l'arrêt du réacteur, ces matériaux pourront être recyclés. Les neutrons de 14 MeV produisent aussi des bulles d'hélium à la suite de réactions n,α qui fragilisent les matériaux traversés, mais un fonctionnement à température élevée peut faciliter leur diffusion vers

l'extérieur. Ces problèmes peuvent être en partie appréhendés en bombardant les matériaux par des neutrons énergiques produits par un accélérateur. Les fluences obtenues restent cependant trop faibles pour simuler un réacteur de fusion, néanmoins les études d'un tel accélérateur, désigné par le sigle IFMIF, sont entreprises par une équipe Europe-Japon.

Compte tenu de ces difficultés technologiques, du nombre de prototypes à construire, ainsi que du peu d'empressement politique, il ne semble pas que l'on puisse tabler sur une utilisation commerciale de la fusion pure avant la fin de ce siècle. Il est donc important d'examiner d'autres objectifs industriels à moyen terme.

3.5. Perspectives

Une grande partie des problèmes du réacteur seront abordés et devraient être résolus avec la construction et le fonctionnement d'Iter produisant 500 MW de puissance pendant des séries de périodes de plus de 10 minutes. Ceux liés à la tenue des matériaux à long terme ainsi qu'à la viabilité économique demanderont des étapes supplémentaires.

– Au plan international

Le programme Iter sera très soutenu par l'exploitation des machines existantes (en premier lieu le JET) et celle de nouvelles machines en fin de construction ou en début d'exploitation : EAST (Chine), KSTAR (Corée), ST1 (Inde), JT 60-SA (Japon et Union européenne) et W7X en Allemagne. En France, une modification de Tore Supra est à l'étude avec comme objectif l'étude de plaques de divertor en tungstène activement refroidies.

Des groupes d'étude de DEMO (démonstrateur électrogène de 1GWe, soit 3 GWth) pour l'après Iter ont été formés. Plusieurs variantes de réacteurs électrogènes sont à l'étude. Parmi celles-ci on envisage une machine directement dérivée d'Iter (pulsée, rayon de 9 m, avec stockage d'énergie) ou une machine continue plus complexe qui exige de maintenir le courant et son profil par des moyens extérieurs, ondes ou faisceaux de particules neutres.

– Pour l'Europe

Cinq objectifs ont été dégagés :

- (1) Réaliser les fournitures européennes pour Iter ainsi que suivre les engagements pris dans le cadre de la « broader approach ». L'agence européenne F4E (fusion for energy) en a les responsabilités et s'appuie sur des collaborations avec les laboratoires européens de fusion.

- (2) Préparer l'exploitation scientifique d'Iter (scénarios, diagnostics etc.).
- (3) Former la nouvelle génération de chercheurs pour l'exploitation d'Iter.
- (4) Jeter les bases de l'après Iter en effectuant les développements technologiques nécessaires pour la construction d'un réacteur de démonstration dès que les résultats d'Iter seront disponibles.
- (5) Mettre en place un dialogue entre les industriels et le monde de la fusion car c'est à l'industrie de construire les composants d'Iter et des réacteurs futurs.

– **Pour la France**

On note tout d'abord que les investissements français liés aux engagements pris pour Iter (viabilisation du terrain – transports des charges exceptionnelles – école internationale) sont faits et que les réalisations correspondantes supervisées en grande partie par l'agence Iter France sont pratiquement terminées.

Les recommandations du rapport RST de 2007 ont été largement suivies avec notamment la création d'une Fédération de recherche rassemblant 40 laboratoires, 60 équipes, 200 scientifiques. Un effort particulier a été consenti par les universités de Provence qui ont créé successivement une « ITER school », un laboratoire « France Japon » et un « Institut international des sciences de la fusion ». L'IRFM du CEA (Institut de recherches sur la fusion magnétique) a, en plein accord avec les objectifs européens, concentré ses activités sur la réalisation d'Iter et de l'approche élargie et adapte ses ressources, en premier lieu Tore Supra, à la préparation de leur exploitation scientifique. On note en particulier l'activité théorique « premiers principes » sur la compréhension des mécanismes physiques accompagnée d'un important travail de simulation numérique. Cette activité est, elle aussi, très bien placée sur le plan mondial. L'IRFM participe au groupe européen DEMO mentionné précédemment.

Au plan de la formation, une spécialité de master « Sciences de la fusion » regroupe sur 4 sites (Île-de-France, Bordeaux, Nancy et Provence), avec un cursus commun, 10 universités et 6 grandes écoles d'ingénieurs. Ouverte en 2006, cette spécialité accueille en 2011 plus de 40 étudiants et regroupe 2 fois par an les étudiants auprès des 2 très grands équipements (LMJ et Iter) en construction sur le sol français. Ce regroupement sera, à partir de 2013, commun avec celui des étudiants du master « Erasmus Mundus » dédié à la « Fusion Engineering Physics » et financé par l'Union européenne.

On peut signaler les retombées économiques importantes des activités Iter pour la France : en juin 2011, 793 M€ de prestations et travaux avaient été attribués à des entreprises, soit environ 48 % du total.

Finalement, un point a été fait sur **l'état de la construction d'Iter** : à la fois l'agence européenne (F4E) et l'organisation internationale (IO) ont fait l'objet d'une réorganisation importante en 2011. Le management a été renouvelé en mettant l'accent sur la compétence scientifique et technique des principaux dirigeants. La construction est entrée dans une phase vigoureuse tout en cherchant à simplifier autant que possible la conception pour contrôler les coûts et le planning. À ce jour, 72 % de la valeur des contrats de fournitures ont été signés avec les agences « domestiques » (agences et organismes nationaux, universités ...). La construction des éléments situés sur le chemin critique avance selon le rythme attendu. En ce qui concerne les autorisations visant la sûreté, l'Autorité de sûreté nucléaire vient de rendre un avis favorable qui ouvre la voie à la promulgation du décret de création de l'INB Iter (Installation nucléaire de base). Enfin, les institutions européennes viennent de s'accorder sur le financement d'Iter pour la période à venir.

3.6. Points marquants

1. La fusion est techniquement moins avancée que le nucléaire de 4^e génération mais elle ne présente pas de risques d'emballement de réaction nucléaire et peu d'activation de matériaux.
2. La disponibilité à long terme du lithium, qui fait partie de l'amont de la chaîne du combustible, pose question en regard de sa forte exploitation dans les piles et accumulateurs. Il y a cependant une abondance de lithium en solution en faible teneur dans l'eau de mer, qu'on pourrait extraire pour la fusion mais les procédés correspondants n'ont pas été étudiés.
3. Les études qui visent à décrire de façon cohérente l'ensemble du plasma (cœur, bord et divertor) doivent être poursuivies vigoureusement, en tirant parti de l'accroissement des puissances de calcul. Le mode de confinement du plasma le plus performant dans les tokamaks actuels, appelé mode H, caractérisé par d'importants gradients de pression au bord du plasma, échappe jusqu'à présent à une description théorique précise car sa loi d'échelle semble liée aux interactions avec les parois matérielles et reste dans l'état actuel empirique. L'extrapolation des lois d'échelle vers Iter et le réacteur doit être confirmée expérimentalement.
4. La question des matériaux occupe une place centrale dans le développement du réacteur de fusion. S'il est clair que les matériaux actuels sont largement suffisants pour Iter, leur longévité dans l'environnement du réacteur électrogène envisagé pour la suite est

sans doute insuffisante. Ce problème ne concerne pas que la fusion. La 4^e génération des réacteurs de fission qui utilise des neutrons rapides est aussi directement concernée. On peut noter que l'augmentation de la plage de fonctionnement en température des matériaux bénéficiera au rendement de toute forme de génération d'électricité à partir d'une énergie thermique.

5. On pourrait ajouter à la liste des problèmes à régler l'occurrence de disruptions dans les tokamaks. Celles-ci ont été étudiées très en détail sur les machines existantes, et les structures mécaniques d'Iter sont dimensionnées avec une marge importante pour résister à de nombreuses disruptions. Il faut néanmoins rester attentif aux électrons à forte énergie (~ 1 MeV) qui peuvent accompagner ces disruptions lorsque les impuretés du plasma ont un numéro atomique Z élevé et mettre alors en danger les protections internes de la chambre à vide.
6. La comparaison des chiffres des retombées économiques et des contributions financières françaises semble déjà favorable alors que c'est au cours de l'exploitation que les principales retombées sont attendues.
7. Il existe des potentialités d'augmentation de puissance au moyen de réacteurs hybride fission-fusion (annexe C) qui, tirant avantage des propriétés uniques des neutrons de 14 MeV engendrés par les réactions de fusion, utilisent une couverture contenant de la matière fissile pour multiplier la puissance obtenue par fusion par un facteur qui peut aller jusqu'à 50. Ce principe pourrait être testé dans l'une des couvertures modèles qui pourrait être d'installée sur Iter. Avec un gain de seulement 10 dans la couverture, soit 1 réaction de fission par réaction de fusion, un réacteur hybride avec un cœur de fusion analogue à Iter fournirait une puissance totale de 5 GW. Pour un réacteur d'une puissance donnée, les contraintes sur les matériaux ainsi que les flux thermiques sur la première paroi sont aussi réduits par un facteur voisin de 10 ou plus.

CHAPITRE 5

Vecteurs et stockage

1 | Les réseaux électriques (transport et distribution)

Les réseaux électriques constituent une partie du système électrique, système fruit d'un siècle de développements, qui mutualise et sécurise la satisfaction des besoins des utilisateurs. Reliant les prises électriques de nos maisons aux centrales, on le décrit suivant un modèle à trois couches, où circule du courant alternatif :

- le réseau de transport, haute tension, auquel sont connectées les centrales de production, quelques grands utilisateurs, ainsi que les « postes-source » qui fournissent le courant au réseau de distribution ;
- le réseau de distribution, moyenne et basse tensions, qui, partant des postes-source, apporte le courant jusqu'au compteur chez l'utilisateur ;
- le réseau de la maison, qui, partant du compteur, apporte le courant aux prises – cette dernière partie du réseau, contrairement aux deux autres, n'est pas de la responsabilité de la compagnie électrique.

Même si ce modèle garde tout son sens pour les décennies à venir, chaque couche va évoluer profondément sous l'influence de plusieurs facteurs :

- **La production diffuse** (photovoltaïque pour l'essentiel), connectée au niveau de la maison, est en train de faire passer le nombre de points de production en France d'un millier à plusieurs millions. Couplée ou non à du stockage dans la maison, cette production va transformer, au moins dans les zones où elle très répandue, le réseau de distribution en un réseau de *circulation* de l'électricité. Le courant devra pouvoir circuler dans les deux sens, la tension et l'intensité locales pourront dépasser les valeurs antérieures au déploiement du photovoltaïque⁷. Ceci signifie que l'observabilité du réseau nécessite davantage de capteurs qu'actuellement : si le réseau peut en effet être actuellement une « boîte noire » derrière le dernier poste de transformation dans tous les pays du monde, ce ne peut plus être le cas dès que la production répartie est déployée de manière significative ! Autrement dit, le réseau nécessite des investissements pour la sécurité et la qualité de fonctionnement et pour que l'opérateur puisse avoir « l'estimation d'état » dont il a besoin. C'est un des éléments qui conduit à transformer le réseau en ce qu'on appelle maintenant le *smartgrid* ou « réseau intelligent » avec ses nombreux capteurs. Enfin, si cette production diffuse augmente suffisamment, certains postes-source vont devenir à certaines heures des poste-puits, ce

⁷ Sauf si l'on imposait l'auto-utilisation exclusivement, ce qui remettrait en cause le principe de mutualisation fondement du système électrique, ce n'est pas dans l'air du temps et ce serait économiquement absurde !

qui exigera aussi des investissements côté transport. Le caractère intermittent et aléatoire de cette production complique la donne. L'amélioration de sa prévisibilité reste un thème de recherche. Cette production ne contribue en outre pas à la stabilité du système électrique qui, elle, est liée à l'inertie mécanique des grands rotors et à leur régulation.

- **La croissance des besoins en électricité** (liée à l'électrification de la société et à l'accroissement de la population) se poursuit et conduit à une croissance des réseaux de distribution comme de transport. Dans ce domaine, par rapport à la croissance du siècle passé, l'une des nouveautés est la construction de nombreuses lignes sous-marines pour assurer la connexion de centrales *offshore*⁸. Par ailleurs, en Europe, de nombreuses interconnexions internationales⁹ terrestres et sous-marines sont en projet pour réaliser une « plaque de cuivre » sans congestion, permettant de valoriser les moyens de production (dont les intermittents) et les moyens de stockage et de parvenir à un marché unique de l'électricité, objectif de la libéralisation.

Les lignes sous-marines, comme certaines lignes terrestres (souterraines pour des raisons d'acceptabilité telle la ligne France-Espagne) ou à longue distance sont à courant continu pour des raisons techniques. Le fonctionnement d'un réseau mariant le courant alternatif, historiquement dominant, et des lignes à courant continu en nombre croissant reste un sujet d'études au niveau international : les lignes à courant continu sont en effet aussi moins coûteuses que les lignes à courant alternatif sur de longues distances (typiquement 800 km ou plus), ce qui se rencontre en Chine ou en Amérique du Nord lorsque la production est installée loin des villes.

- **La recherche de la maîtrise de la courbe de consommation**¹⁰, pour faire des économies d'électricité ou limiter une pointe nationale ou régionale par exemple, est le troisième facteur majeur. Il s'inscrit dans un mouvement général de maîtrise de l'énergie. Elle concerne le citoyen

⁸ Si leur développement se poursuit malgré leur coût élevé.

⁹ Créées historiquement pour permettre le secours mutuel en cas de problème de production, puis pour échanger de la production (France-Angleterre), les interconnexions internationales « propagent » certes les incidents mais surtout permettent d'éviter dans la majorité des cas qu'ils ne se transforment en *black-out* ! Les difficultés pourraient venir soit parce que le marché de l'électricité demande des transferts de puissance pour lesquels le design du réseau n'a pas été fait, soit à cause d'une priorité absolue donnée à l'écoulement d'une quantité de production éolienne telle qu'elle provoque des congestions (rappelons qu'il est plus rapide de construire des fermes éoliennes ou des centrales thermiques fossiles que de construire des lignes, pour des raisons de financement et d'acceptabilité !).

¹⁰ Dans les pays dits avancés, on considère que l'électricité doit toujours être disponible lorsqu'on appuie sur l'interrupteur alors qu'on admet qu'un train ou qu'un autobus soit complet ! Le dimensionnement du réseau électrique et de la production se fait donc à partir de la pointe. En France, l'extrême pointe est en hiver par temps froid, largement due aux chauffages d'appoint qui sont utilisés dans les maisons dont le moyen de chauffage usuel n'est pas l'électricité !

alors que le réseau électrique domestique devient le support d'appareils qui seront progressivement pour l'essentiel couplés à Internet par le réseau lui-même (par courants porteurs en ligne) ou en WiFi. Elle interroge des choix de société relatifs à la liberté individuelle, à un équilibre entre des politiques municipales, régionales et nationales. Sur le plan technique, la question est celle de la répartition de l'intelligence du système électrique, de son optimisation et son contrôle entre les différents niveaux. Les fonctionnalités du compteur « communicant », vers le distributeur, le consommateur et/ou aussi vers de nouveaux acteurs (commercialisateurs, agrégateurs) sont un élément du débat. L'exploitation des flux de données « massives » que le compteur fournira, et par qui, fait aussi partie du débat.

Ces évolutions vont s'appuyer sur les progrès de l'électronique de puissance et sur les TIC (Technologies de l'information et de la communication) et surtout sur leur insertion intelligente dans le système électrique : transformer une ferme éolienne qui « déverse » sa production en une centrale éolienne qui est pleinement un acteur du système ou un ensemble de panneaux photovoltaïques répartis en une centrale « virtuelle », réduire les interventions humaines sur le terrain, malgré la complexification du système, font partie des progrès attendus.

Un point essentiel sera de continuer à assurer un fonctionnement du système électrique avec un niveau acceptable :

- de qualité ; à cet égard les exigences de la société sont croissantes ; le rôle de l'électricité impose la continuité du service ; en pratique les hypothèses sont moins de trois heures d'interruption annuelle pour le client résidentiel, d'où beaucoup moins pour le réseau de transport ;
- de coût ; sur ce plan, le débat est public, la croissance des coûts, notamment avec le développement du photovoltaïque et de l'éolien *offshore* est inéluctable.

La stabilité du système électrique est un aspect crucial de cette question de qualité. La stabilisation en est assurée principalement *via* de légères variations de vitesse des alternateurs et donc du voltage du courant. Il ne semble pas y avoir de problème de « contrôlabilité » au sens mathématique si le nombre de capteurs est suffisant donc si les dispatcheurs qui surveillent et contrôlent le système connaissent son état avec une précision suffisante.

Toutefois, pour augmenter l'attrait des énergies renouvelables, on a cherché dans un premier temps à en réduire les coûts apparents d'installation. De ce fait, seul un minimum était fait pour la mise en place des éoliennes ; en particulier, et il n'était pas imposé au constructeur d'inclure un dispositif de sondes et de transmission des données au dispatching chargé du contrôle et de la stabilité du réseau. Depuis le *black-out* de novembre 2006 qui avait

conduit au délestage de 15 millions de foyers européens suite à l'interruption d'une ligne à très haute tension en Allemagne du Nord et aux difficultés de reprise sur incident à cause de la non-contrôlabilité de l'éolien, les nouvelles installations sont tenues de mieux informer le dispatching.

Ceci est d'autant plus important que, comme les centrales thermiques et nucléaires ont une inertie bien plus grande face à une baisse de tension que les fermes éoliennes et solaires, le contrôle et la stabilité du réseau national deviennent plus problématiques avec leur croissance. La nécessité d'une information en ligne plus grande et du contrôle, habituelle sur le réseau de transport, est une nouveauté sur le réseau de distribution, comme on l'a dit plus haut.

En bref, les solutions existent mais leur mise en œuvre demande des investissements qui s'ajoutent aux coûts de maintenance, soit plusieurs milliards d'euros annuels au niveau européen. Consciente du problème, l'Espagne, pionnière en énergies renouvelables, a déjà pris cette voie alors que le Danemark, très dépendant de l'éolien, assure sa stabilité par ses liaisons avec l'Allemagne et la Norvège.

Par ailleurs, la qualité de fonctionnement d'un système électrique avec de nombreuses sources de production intermittentes ne peut être réalisée que si des variations rapides de cette production intermittente peuvent être compensées par des moyens disponibles mobilisables rapidement. C'est le cas par exemple des stations de transfert d'énergie par pompage ou STEP, dont le nombre pourrait encore être augmenté en France (comme en Suisse, en Autriche et en Norvège) bien sûr aussi par des centrales à gaz, voire par les centrales nucléaires comme c'est déjà le cas en France.

Même si beaucoup de solutions sont connues pour faire face à ces évolutions, il n'en demeure pas moins que certaines sont coûteuses et que d'autres nouvelles solutions sont attendues ! Tout ceci nécessite de la R&D et aussi des expérimentations, car on ne passe pas impunément du laboratoire au déploiement de millions de matériels qui seront de nombreuses années sur le terrain.

À côté de la R&D sur les matériels « classiques » du transport et de la distribution que font les grands industriels, par exemple Schneider, Alstom et Legrand en France, une R&D intégratrice multidisciplinaire s'impose plus encore que dans les années 1960 lorsqu'on pense conception/simulation/modélisation/exploitation du réseau « intelligent » de distribution couplant courants forts et courants faibles, choix réglementaires et habitudes des consommateurs. La mise en œuvre des méthodes développées dans le domaine de l'exploration des données massives est aussi un champ de recherches, tant pour le fonctionnement du réseau « intelligent » que pour la connaissance des usages effectifs de l'électricité par les consommateurs.

Au niveau global du système électrique français et européen, de sa modélisation/simulation quotidienne réalisée par RTE et ses partenaires, la participation de la France aux recherches sur les architectures futures, promues par la Commission européenne et par des industriels ou d'autres acteurs, gagnerait certainement à être renforcée en France côté universitaire: la métamorphose du système électrique européen dans les décennies à venir, ses promesses et ses risques nous concernent tous au quotidien !

En guise de conclusion, quel financement des réseaux ? Qui doit prendre en charge le financement des réseaux d'interconnexion internationale notamment sous-marins, dans un contexte réglementaire actuel où les opérateurs de réseaux et les producteurs sont de plus en plus séparés¹¹ ? Le développement des réseaux a un coût très élevé, 140 milliards d'euros seraient nécessaires d'après la Commission européenne sur 10 ans. Ces investissements doivent être ciblés sur le développement des réseaux de transport à haute tension, des infrastructures de stockage et des déploiements de réseaux intelligents. Sur la période 2000-2010, à peine la moitié de cette somme a été investie en Europe. Pour combler ce déficit d'investissements, Bruxelles souhaite intervenir davantage sur le plan financier. Le projet de création d'un « mécanisme pour l'interconnexion en Europe », présenté en octobre 2011, prévoit une enveloppe de 8,1 milliards d'euros, pour la période 2014-2020. Toutefois, il faut aussi rappeler que l'énergie est devenue pour les banques et les fonds d'investissement une « commodité financière », soumise aux aléas du marché et à la création de produits dérivés qui ajoutent des instabilités financières au système et limitent les investissements aux projets rentables à risques financièrement acceptables.

2 | Le rôle de l'hydrogène

Du soleil à l'hydrogène

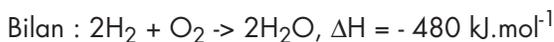
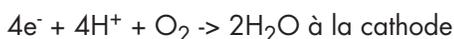
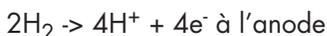
La source d'énergie renouvelable la plus abondante, très largement supérieure aux contributions potentielles de l'énergie éolienne, géothermique ou hydroélectrique par exemple, est sans aucun doute l'énergie solaire. Le Soleil envoie sur la Terre une puissance de 90 000 TW, à comparer à celle de 14 TW consommée par la population mondiale, et va continuer à le faire pendant quelques milliards d'années. Lorsque l'on parle d'énergie solaire, en général on pense au photovoltaïque, cette technologie qui permet de collecter l'énergie lumineuse et de la transformer directement en énergie électrique,

¹¹ On notera que cette frontière organisationnelle interdit les « subventions croisées » qui permettraient précisément aux électriciens d'investir en cohérence sur la production et sur les réseaux.

avec des rendements qui vont de 10 à 40 % selon la technologie et les matériaux semiconducteurs utilisés. L'un des enjeux est d'en diminuer le coût, raisonnablement par un facteur 5 à 10 qui permettrait un développement substantiel de cette technologie, aujourd'hui déjà en forte croissance. Évidemment, comme l'électricité non consommée est perdue, la question du stockage de l'électricité est également centrale. Cela passe par de nouvelles batteries, moins chères, avec des capacités de stockage d'énergie plus importantes que les batteries actuelles. En effet, les densités énergétiques des batteries actuelles sont de l'ordre de 0,9 MJ/kg, très en dessous de celles du pétrole par exemple (43 MJ/kg).

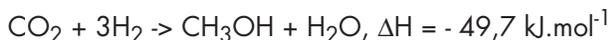
En raison de son caractère intermittent et de sa faible densité (170 W/m²) par rapport aux densités requises pour les utilisations finales (100-3 000 W/m²), il est capital de pouvoir stocker/concentrer cette énergie solaire sous forme de combustibles. L'une des possibilités les plus séduisantes est la transformation de l'énergie solaire en hydrogène, H₂, un combustible avec une forte densité énergétique massique (34 kWh/kg ou 130 MJ/kg, soit 2,7 fois plus que le pétrole) et propre (son oxydation qui restitue l'énergie stockée ne produit que de l'eau), même si son état gazeux, à température et pression ambiantes, rend son stockage et son transport difficiles. De nombreux projets à travers le monde s'attachent à la mise au point de nouvelles technologies de stockage et de transport de l'hydrogène et la chimie va jouer dans ces développements un rôle majeur, notamment à travers l'invention de matériaux capables par exemple d'intégrer des quantités massives d'hydrogène dans des volumes réduits (matériaux solides poreux) ou l'élaboration de procédés de synthèse de molécules à forte densité d'hydrogène (boranes, hydrures métalliques). Ces progrès sont nécessaires si l'on veut en effet utiliser l'hydrogène notamment dans le transport (voitures à hydrogène).

L'hydrogène produit peut être utilisé en particulier pour alimenter des piles à combustibles ou piles à hydrogène qui transforment l'énergie chimique contenue dans la liaison chimique de la molécule H₂ en énergie électrique, qui peut alimenter des véhicules ou des bâtiments. Les réactions mises en jeu dans ces piles, avec des rendements de conversion compris entre 50 et 70 %, sont¹² :



¹² En toute rigueur, la valeur donnée correspond aux constituants pris dans leur état standard, à T = 298 K.

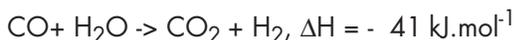
L'hydrogène peut aussi être utilisé industriellement pour valoriser le dioxyde de carbone, à travers sa réduction catalytique en méthanol par exemple, qui constitue un carburant carboné d'intérêt, suivant la réaction :



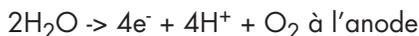
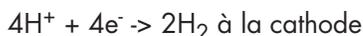
L'hydrogène H_2 n'existe pas à la surface de la Terre. Les atomes d'hydrogène H sont associés à d'autres atomes (oxygène dans l'eau ; carbone dans le méthane ; etc.). Les molécules de la biomasse sont aussi riches en atomes d'hydrogène. H_2 doit être produit à partir des molécules hydrogénées disponibles, la plus intéressante étant l'eau, abondante et bon marché, même si aujourd'hui c'est par transformation du méthane et des hydrocarbures que l'hydrogène est produit à l'échelle industrielle, une réaction qui nécessite de l'énergie et produit de l'oxyde de carbone :



Cette réaction est toujours accompagnée d'une deuxième réaction d'oxydation de l'oxyde de carbone par l'eau (reforming) qui est exothermique



Comme l'eau est une molécule très stable, il faut en effet apporter de l'énergie pour la « casser » en hydrogène H_2 et oxygène O_2 . La réaction de décomposition de l'eau est la réaction inverse de celle se produisant dans les piles à hydrogène :



La technologie la plus adaptée pour réaliser cette réaction est l'électrolyse de l'eau qui utilise de l'énergie électrique comme source d'énergie dans des électrolyseurs qui sont des dispositifs (électrolyse alcaline, électrolyse à haute température ou électrolyse à membranes polymères échangeuses d'ions-PEM) aujourd'hui disponibles et efficaces (rendements entre 75 et 85 %). L'électrolyse de l'eau peut évidemment utiliser n'importe quelle source d'énergie électrique (nucléaire, éolien, ...) et il faut aujourd'hui privilégier les énergies renouvelables. Si l'on souhaite donc utiliser l'énergie solaire, on peut coupler des panneaux photovoltaïques à des électrolyseurs. Pour le moment, comme on l'a dit plus haut, ce n'est pas la voie la moins chère car le coût de l'énergie photovoltaïque (0,2 \$/kWh) est supérieur à celui de l'énergie électrique nucléaire (0,02 \$/kWh) ou éolienne (0,06 \$/kWh).

Il est important de voir quantitativement ce que représente une organisation de la société dans laquelle l'énergie provient du Soleil et est utilisée à travers

des dispositifs photovoltaïque/électrolyseur pour la production d'hydrogène et pile à combustible pour l'utilisation de l'énergie stockée dans l'hydrogène produit ainsi. Pour une famille d'un pays développé comme la France, la consommation électrique moyenne (hors chauffage) est de l'ordre de 2 500 à 3 100 kWh par an. En utilisant un système à base de pile à combustible de 5 kW présentant un rendement électrique de 50 % et sachant que l'énergie libérée par la combustion de l'hydrogène est de 34 kWh/kg, il suffit de produire chaque jour 0,5 kg d'hydrogène à partir de 2,3 l d'eau pour assurer les besoins énergétiques de cette famille. La consommation électrique d'un électrolyseur étant de l'ordre de 54 kWh par kg d'hydrogène produit, il faut donc disposer d'un minimum de 27 kWh produits chaque jour par des panneaux solaires. Compte tenu des variations quotidiennes et saisonnières de l'ensoleillement en France métropolitaine, il serait donc nécessaire d'installer un système à 8 kWc (la puissance crête correspond à la puissance électrique délivrée par le système dans des conditions standard d'ensoleillement (1 000 W/m²) et de température (25 °C)) soit la production d'électricité d'environ 55 m² de panneaux solaires actuels en silicium polycristallin. On voit que les volumes d'eau sont raisonnables mais que la surface de panneaux nécessaire est relativement importante pour une autonomie totale.

Il ne faut cependant pas oublier de dire qu'il n'y a pas de futur pour une économie à hydrogène si on ne résout pas les problèmes de catalyseurs. En effet, les électrolyseurs (technologie PEM en particulier) et les piles à combustibles nécessitent la présence de catalyseurs à base de métaux nobles pour accélérer les réactions aux électrodes. À l'heure actuelle, une pile à combustible permettant d'alimenter les moteurs électriques d'un véhicule de taille moyenne contient en effet entre 20 à 30 g de platine, ce qui représenterait, à son cours actuel (un kg de Pt vaut 53 000 € !), plus de 20 % du prix total d'une pile produite en grande série. En fait, le problème va bien au-delà du simple coût du dispositif engendré par la présence de ces catalyseurs. En effet, compte tenu de la rareté des métaux nobles, il n'y en a tout simplement pas assez sur la planète pour que tout un chacun puisse s'équiper de tels dispositifs. On estime à 30 000 t la quantité totale de platine extractible et on en extrait actuellement 200 t par an, soit de quoi fabriquer les piles à combustibles par exemple pour équiper dix millions de véhicules. Or on estime à 700 millions le nombre de véhicules sur la planète... Ainsi, avec la technologie actuelle, c'est près de la moitié des ressources totales de platine qui seraient immobilisées dans le parc automobile. La solution est de diminuer la quantité en métaux nobles contenue dans ces dispositifs ou de les remplacer par des métaux plus abondants et moins chers (nickel, fer, cobalt), comme on va le voir ci-dessous.

Il existe une autre façon de transformer l'énergie solaire en hydrogène. Ce n'est pas pour demain mais peut-être pour après-demain. La conversion de l'énergie solaire directement en carburant est en fait admirablement réalisée

par le monde vivant, végétal par exemple, qui, grâce au processus fascinant de la photosynthèse, utilise en permanence le soleil pour transformer l'eau et le dioxyde de carbone en molécules à haute valeur énergétique qu'on retrouve dans la biomasse. Certains organismes photosynthétiques, comme les micro-algues ou les cyanobactéries, ont même la capacité, dans certaines conditions de croissance, de réaliser une simple photolyse de l'eau, utilisant l'énergie solaire pour transformer l'eau en oxygène et en hydrogène. Parce que l'eau n'absorbe pas les photons du soleil et parce que ces réactions sont des processus multiélectroniques complexes, ces organismes réussissent ce tour de force car ils possèdent des systèmes enzymatiques, catalyseurs biologiques, incroyablement sophistiqués et efficaces pour collecter les photons, convertir cette absorption de lumière en énergie chimique et catalyser les réactions de transfert d'électrons. Il s'agit du photosystème pour l'oxydation de l'eau en oxygène et des hydrogénases pour la réduction de l'eau en hydrogène. Ce qui est remarquable, c'est que ces systèmes utilisent comme des catalyseurs des métaux abondants comme le manganèse, le nickel ou le fer et non des métaux nobles comme le platine. Cependant il faut noter que, si le processus de photosynthèse peut théoriquement se faire avec des rendements de 10 %, en réalité les organismes vivants fonctionnent avec des rendements qui ne dépassent pas 1 à 2 %.

La connaissance de ces systèmes naturels, photosystème et hydrogénase, que les biologistes et chimistes ont acquise au cours des trente dernières années, alliée à la puissance de la chimie bio-inspirée, qui permet de traduire les principes de fonctionnement d'un site actif d'enzyme en photocatalyseurs originaux, utilisant des métaux non nobles, conduit à penser, un peu partout dans le monde, que la photosynthèse artificielle est à notre portée et que des photoélectrolyseurs, innovants, efficaces et peu coûteux, feront bientôt leur apparition. En témoignent certains grands programmes de recherche aux États-Unis impliquant les centres de recherche du ministère de l'Énergie (DOE) ou des universités prestigieuses comme Caltech, MIT, en Europe avec le projet SolarH2 et dans de nombreux pays européens (EPFL, Suisse). Les photoélectrolyseurs les plus simples peuvent être constitués d'une photo-anode et d'une cathode. La première porte un matériau semiconducteur et un catalyseur pour créer d'une part un « trou électronique » très oxydant doué pour l'oxydation de l'eau en oxygène et un « électron excité » très réducteur qui rejoint la cathode qui porte un catalyseur pour faciliter la réduction de l'eau en hydrogène.

Enfin, il convient de noter que l'hydrogène peut être obtenu à partir de ressources biologiques. Il peut s'agir par exemple de la photo-décomposition directe de l'eau par des micro-organismes photosynthétiques vivants (cultures de micro-algues en particulier) ou de l'exploitation de la biomasse riche en molécules hydrogénées et qui de fait est une forme naturelle de stockage de l'énergie solaire. Le procédé le plus efficace est la décomposition thermique

(gazéification par pyrolyse à haute température) de la biomasse. On peut également mettre en œuvre des procédés de transformation de la biomasse par photofermentation par des micro-organismes photosynthétiques. Par exemple la bactérie *Rhodobacter capsulatus* produit de l'hydrogène par photofermentation de certains glucides issus de déchets de l'industrie agricole ou papetière. Mais ces technologies restent encore à optimiser.

3 | Le stockage de l'énergie

Introduction

Le stockage de l'énergie électrique apparaît comme un défi majeur à relever pour permettre une réelle pénétration des énergies intermittentes. Des capacités de stockage massives peuvent seules permettre un développement à grande échelle du solaire ou de l'éolien. Ces sources d'énergie ne sont pas toujours disponibles pour satisfaire la demande (les éoliennes terrestres par exemple fonctionnent pendant 20-25 % du temps) ce qui nécessite de disposer de sources d'énergie pouvant prendre la relève en cas de besoin. Stocker de grandes quantités d'énergie nécessite des percées scientifiques et technologiques. Le sujet mérite donc d'y consacrer des efforts plus importants et plus intenses qu'ils ne le sont actuellement.

Tout stockage de l'énergie comporte au moins trois composantes : (1) un système de conversion qui reçoit en entrée l'énergie du réseau de distribution et la convertit sous une forme stockable, (2) un système de stockage proprement dit de l'énergie ainsi convertie, (3) un système de conversion d'énergie qui restitue l'énergie stockée vers le réseau.

Les pertes associées à la conversion en entrée et en sortie ainsi que celles inhérentes au stockage déterminent l'efficacité globale de l'ensemble. Le rendement du système peut alors être défini comme le rapport de l'énergie restituée à l'énergie prélevée. D'autres paramètres importants du stockage sont la capacité de stockage exprimée en MWh, la puissance disponible en MW, le délai de réponse, la durée de fonctionnement, la qualité de restitution et un nombre de cycles acceptables.

En pratique, on peut distinguer deux grandes classes d'application du stockage :

- celles nécessitant un délai de réponse très court pour traiter des transitoires de puissance tout en répondant à des demandes fréquentes et rapides de puissance. On peut utiliser pour cela des systèmes de stockage assurant une puissance élevée pour un flux d'énergie modéré comme les volants d'inertie, les super-capacités ou les batteries ;

- celles nécessitant de suppléer aux problèmes d'intermittence de certaines sources. On peut utiliser pour cela des systèmes de stockage assurant la continuité de réponse à la demande de puissance et notamment des sauts de puissance (pic de consommation d'une journée d'hiver) comme la mise en réserves de grande quantité d'eau par pompage ou les batteries et les piles à combustible.

Très généralement, l'énergie peut être stockée sous forme mécanique, chimique ou thermique. Le stockage mécanique utilise principalement le pompage de grandes quantités d'eau qui peuvent être turbinées pour restituer l'énergie stockée. On parle dans ce cas de STEP (station de transfert d'énergie par pompage). Une autre méthode repose sur le stockage sous forme d'air comprimé. Une grande variété de méthodes existe pour stocker l'énergie sous forme chimique/électrochimique. On pense évidemment aux batteries électriques mais on peut aussi stocker l'énergie en électrolysant de l'eau et en stockant l'hydrogène puis restituer l'énergie par le biais d'une pile à combustible ou au moyen d'une turbine à gaz alimentée par combustion de l'hydrogène stocké. Enfin, le stockage sous forme thermique est bien adapté à l'énergie solaire thermodynamique à concentration et peut permettre de prolonger la production d'électricité d'une centrale après la période diurne d'ensoleillement.

Dans ce qui suit on considère successivement les caractéristiques de ces trois formes de stockage pour faire apparaître leurs potentialités et les difficultés de mise en œuvre et en conséquence dégager des voies de recherche.

3.1. Stockage mécanique

La méthode gravitaire hydraulique est la mieux adaptée au stockage d'énergie à grande échelle. On utilise typiquement des retenues d'eau supérieure et inférieure reliées entre elles par une conduite forcée. Un ensemble de pompes fait remonter l'eau de la retenue inférieure vers la retenue supérieure en mode stockage. L'eau peut être turbinée dans un deuxième temps en mode restitution, les pompes fonctionnant alors comme des turbines permettant aux alternateurs d'injecter de l'énergie électrique dans le réseau. Le rendement global atteint 65 à 70 %. Les capacités de stockage peuvent aller de 1 à quelques centaines de GWh et les puissances disponibles sont de l'ordre de 100 MW à 1 GW. À titre d'exemple, la centrale de Grand Maison dans les Alpes comporte un dénivelé de 935 m et permet de stocker 400 GWh. La puissance de pompage est de 1 800 MW et celle du turbinage de 1 400 MW. Environ 300 STEP ont été installées dans le monde pour une puissance totale d'environ 120 GWe.

On peut aussi stocker l'énergie dans des systèmes à air comprimé (Compressed Air Energy Storage ou CAES). L'air, comprimé à l'aide de

compresseurs, est stocké sous une pression de 70 bars dans un réservoir souterrain ayant une capacité de plusieurs centaines de milliers de mètres cubes. L'énergie est récupérée au moyen d'une installation qui s'apparente à une turbine à gaz. L'air comprimé est envoyé vers une chambre de combustion où il est porté à haute température par combustion avec du gaz naturel. Les gaz de la combustion passent dans une turbine qui fait tourner un alternateur et produit de l'énergie électrique. La chaleur disponible dans les gaz, encore chauds, issus de la turbine est récupérée en partie dans un échangeur de chaleur qui permet de réchauffer l'air en provenance du réservoir. Le rendement d'ensemble est de 45 à 50 % avec des capacités de 100 MWh à quelques dizaines de GWh et des puissances de l'ordre de 100 MW à 1 GW. Le stockage par air comprimé est encore peu développé (la puissance totale installée est de l'ordre de 400 MW). Des projets plus ambitieux visent des pressions de stockage supérieures à 100 bars, dans des cavernes souterraines d'une dizaine de millions de mètres cubes pour des puissances électriques de 2,7 GW.

D'autres systèmes de stockage de l'énergie électrique utilisent des volants d'inertie. L'énergie électrique sert à mettre en rotation un lourd volant monté sur paliers magnétiques, l'ensemble du système étant placé dans une enceinte sous vide. L'énergie est récupérée au cours de la décélération du volant, le moteur fonctionnant alors comme générateur. On peut obtenir des puissances de l'ordre de plusieurs centaines de kW avec des volants en acier de 2 tonnes tournant à 7 000 tours/mn avec des temps de décharge de l'ordre de 10 secondes.

3.2. Stockage chimique/électrochimique

3.2.1 Principe et caractéristiques générales

Il s'agit de transformer réversiblement une énergie noble, l'électricité en une autre énergie noble, l'énergie chimique, sans dégrader la première en chaleur.

On dispose pour cela de deux types de systèmes électrochimiques :

- des batteries (encore appelées piles secondaires ou accumulateurs) qui transforment, à la charge, l'énergie électrique en énergie chimique et réalisent l'opération inverse à la décharge. L'énergie électrique correspond à une énergie cinétique et potentielle des électrons de conduction, l'énergie chimique correspond à l'énergie cinétique et potentielle de deux groupes d'électrons, d'énergie très différente, au sein de deux corps différents l'un réducteur et l'autre oxydant. À la décharge, ils réagissent spontanément entre eux pour redonner le courant initial. Le rendement de ces transformations réversibles (pour

quelques milliers de cycles charge-décharge) est généralement excellent de l'ordre de 80 %. Les technologies disponibles sont très nombreuses (voir ci-dessous). Les piles sont d'usage courant pour les faibles puissances et les faibles courants. Les accumulateurs sont principalement utilisés pour stocker des quantités d'énergie modérées pour des applications aux voitures automobiles par exemple. Des accumulateurs peuvent être utilisés à plus grande échelle. À titre d'exemple, un ensemble de batteries nickel-cadmium de 1 000 tonnes permet de stocker 47 MWh d'énergie, pour fournir 400 MW pendant 7 min. Signalons que souvent les accumulateurs sont abusivement appelés batteries ;

- des couples électrolyseur – pile à combustible. L'électrolyseur produit à la cathode un réducteur et un oxydant à l'anode, généralement gazeux. Ils sont stockés hors des deux électrodes. C'est le cas de l'électrolyse de l'eau en hydrogène (H_2) et oxygène (O_2). La pile à combustible (PAC), recombine oxydant et réducteur par le processus inverse de l'électrolyse. Ainsi, avec O_2 et H_2 , de l'eau est produite en générant un courant électrique. Cette PAC dont le principe est vieux de près de deux siècles, a permis au début de l'ère spatiale de fournir eau et électricité aux astronautes, à partir de réservoirs d'hydrogène et d'oxygène liquides destinés d'abord à la propulsion de la capsule.

Ces deux types de systèmes électrochimiques possèdent l'un et l'autre trois composantes, deux électrodes qui sont des conducteurs électroniques où s'effectuent les réactions d'oxydation (à l'anode) et de réduction (à la cathode) et un électrolyte, sous forme liquide, solide ou de gel, isolant électronique mais conducteur ionique par transfert de proton H^+ , d'ions OH^- , d'ions O^{2-} , ou d'ions CO_3^{2-} . Cela permet les transferts externes (électrons) et internes (ions) entre les deux électrodes. Anode et cathode assurent les contacts électriques du générateur.

3.2.2 Performances des batteries accumulateurs

Dans le cas des batteries, la recherche de performances élevées (Wh/kg ou Wh/l) a conduit à faire appel à des couples redox de plus en plus réactifs, la tension E de la batterie étant liée à la variation d'enthalpie libre de la réaction redox impliquée, $\Delta G^\circ = n F E^{13}$. Les couples redox courants sont : plomb-plomb (Pb/Pb^{4+}), nickel-cadmium (Cd/Ni^{3+}), nickel-hydrogène (H_2/Ni^{3+}), sodium-soufre (Na/S_6) et lithium-ion (Li/Co^{4+}). Actuellement les meilleures performances approchent 200 Wh/kg pour les accumulateurs $Li-CoO_2$ c'est-à-dire 720 kJ/kg. Il est intéressant de comparer cette valeur au pouvoir

¹³ F est la constante de Faraday et n le nombre d'électrons mis en jeu dans la réaction redox.

calorifique du pétrole, 42 MJ/kg, pour constater que la densité d'énergie qui peut être obtenue dans un accumulateur est 60 fois plus faible que celle disponible dans les hydrocarbures. On peut aussi remarquer que cette densité d'énergie stockée est considérablement plus faible (~ 10 %) que celle stockée dans la même quantité d'hydrogène.

La recherche de performances des batteries est limitée par la réactivité de l'une ou l'autre des électrodes vis-à-vis de l'électrolyte et la limite de l'épaisseur du film d'électrolyte séparant ces deux électrodes, pouvant conduire à la destruction de la batterie

La plupart des batteries fonctionnent au voisinage de la température ambiante, mais certains accumulateurs comme les accumulateurs Na-S₆ fonctionnent aux environs de 300 °C, température où les deux électrodes, sodium et soufre, sont liquides, mais alors séparées par un électrolyte solide, une céramique à base d'alumine conductrice par transfert d'ions Na⁺. Ces conditions favorisent le transfert de matière au sein de l'électrolyte, mais augmentent aussi sa corrosion par les milieux fondus. Ce type de batterie à haute température est adapté au stockage stationnaire de l'énergie.

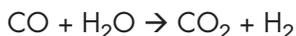
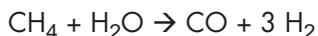
De nouvelles voies de recherche concernent les matériaux d'électrode dits nanométriques. Ces matériaux permettent de mettre en œuvre des couples redox caractérisés par des valeurs élevées du nombre d'électrons échangés, n , et ouvrent des perspectives de doublement des capacités massiques actuelles. Ces recherches sont évidemment à soutenir comme elles le sont aussi aux États-Unis et au Japon par exemple (voir l'annexe A).

3.2.3 Performances des électrolyseurs et des piles à combustibles (PAC)

Dans les deux composantes des systèmes électrolyseur-PAC les réactions électrochimiques aux électrodes sont inversées et les matériaux d'électrodes peuvent être mieux adaptés au type de réaction redox que dans le cas de batteries où les électrodes travaillent réversiblement. Le plus courant des systèmes est celui qui fonctionne avec H₂ et O₂ (de l'air). Dans ce système le stockage chimique est d'ailleurs essentiellement sous forme d'hydrogène séparé des électrodes, ce qui est un gage de sécurité, électrolyseur et PAC ne contenant que de faibles quantités de H₂ et de O₂.

Les électrolyseurs actuels fournissant H₂ travaillent avec une solution aqueuse très basique, à des températures proches de 80 °C mais parfois sous pression au voisinage de 200 °C. Leur rendement est cependant médiocre, limité à 40 % environ. Ils ne produisent que 4 % de la quantité totale d'hydrogène, destinée pour l'essentiel à l'industrie pétrolière ou chimique et

obtenue à partir du gaz naturel (48 %), du pétrole (30 %) et du charbon (18 %). Par exemple les deux étapes de préparation du « gaz à l'eau » sont :



La première est réalisée à haute température, la seconde, dite de « réformage », est catalysée à basse température.

Les travaux de R&D sur les électrolyseurs de l'eau ont été limités. Aujourd'hui, la nécessité de disposer d'un vecteur chimique sans carbone, complémentaire du vecteur électricité, relance l'intérêt de la production de H_2 par électrolyse de l'eau. Deux directions sont privilégiées : l'adaptation à l'électrolyse des dispositifs de type PAC de basse température (inférieure à 100°C) et ceux de type PAC de haute température ($500\text{-}600^\circ\text{C}$) (voir tableau 5.1, p. 151).

Le rôle de la température est d'ordre thermodynamique et d'ordre cinétique. Dans le cas de l'électrolyse, une température élevée diminue l'énergie électrique (noble) à fournir à la réaction électrochimique ($\Delta G = \Delta H - T\Delta S$) pour qu'elle se produise. Elle en augmente la part de chaleur (dégradée) nécessaire pour porter les constituants de la PAC à haute température. De plus, la vitesse des réactions de transfert de matière (diffusion) est beaucoup plus rapide et elle limite les surtensions d'électrode. Les densités de courant sont alors plus élevées et les rendements améliorés. Notons qu'avec ce type de transformation électrochimique, le principe de Carnot ne s'applique pas, le rendement théorique n'est limité que par l'effet entropique (TS). Cependant, dans le cas des SOFC de haute température, la tension théorique est plus faible que dans le cas des PEMFC de basse température, pour un même combustible tel que l'hydrogène. Ces conditions peuvent changer en fonction du combustible et de la variation d'entropie ΔS de la réaction.

En conclusion, gagner un facteur 2 sur le rendement des électrolyseurs industriels actuels constitue un défi majeur dans l'optique d'un stockage chimique massif de l'énergie électrique avec H_2 . L'enjeu relève pour l'essentiel de la science des matériaux (chimie du solide, électrochimie, corrosion, électrocorrosion, techniques de mise en forme...) et de la physique (électrotechnique, métallurgie ...).

Les piles à combustibles sont des générateurs électrochimiques à haut rendement dont le rôle sera essentiel dans la reconversion massive d'hydrogène en électricité. Mais elles peuvent aussi jouer un rôle important pour la production décentralisée d'électricité comme dans le véhicule électrique hybride (VEH) à zéro émission de CO_2 et à large autonomie (PEMFC) ou dans la cogénération chaleur électricité pour l'habitat individuel (SOFC alimentée au gaz naturel).

La diversité des piles à combustible permet de s'adapter à de très nombreux usages. On peut classer les PAC selon leur température de fonctionnement, de 80 à 1000 °C environ, la nature de leur électrolyte liquide ou solide et le type d'ion mobile de l'électrolyte.

Si les PAC alcalines ont connu des applications de type haute technologie pour l'espace – coût sans importance – si les PAC à acide phosphorique ou à carbonates fondus ont conduit à des réalisations de type pilote de l'ordre du MW, ce sont essentiellement les PEMFC et les SOFC – et plus récemment encore les PCFC – qui font aujourd'hui l'objet de plus de travaux de recherche, aussi bien fondamentale que de R&D. Il s'agit de nouveaux catalyseurs sans métal noble, de nouvelles membranes polymères plus stables et moins chères (PEMFC), de nouveaux matériaux conducteurs mixtes électrons/ions (SOFC/PCFC), de la texturation des électrodes, des assemblages d'éléments, de tests de vieillissement ...

D'une manière générale, l'industrie des PAC est en train de se créer et est loin d'être aussi mature que celle des batteries. Elle devra s'appuyer sur toutes les étapes d'une R&D ambitieuse dont les objectifs de rendement électrique devraient approcher les 70 %, de durée de fonctionnement de 40-50 000 h (en usage stationnaire) et de coût très abaissé (jusqu'à 50 €/kW pour le VEH).

Elle devrait bénéficier d'une double synergie :

- par le démarrage, prévu en 2015, de grandes sociétés internationales comme l'Air Liquide, du VEH utilisant la technologie PEMFC dont le caractère zéro émission de CO₂ n'aura de sens que pour un hydrogène produit avec une électricité sans émission de CO₂ (nucléaire, biomasse, renouvelables) ou dans des conditions permettant la capture-stockage de ce gaz ;
- par le développement massif des énergies intermittentes renouvelables bien au-delà des 15-20 % acceptables pour le mix énergétique français, si celui-ci n'est pas accompagné de la création de stations de type STEP en nombre suffisant, pour des raisons géographiques, financières ou d'acceptabilité sociétale.

3.2.4 Technologie et applications

Batteries

Le principe de fonctionnement des piles (non rechargeables) et des accumulateurs (rechargeables) n'a pas changé depuis plus de 200 ans

(Alessandro Volta, 1801). Vu sous un angle pratique, un accumulateur comprend deux électrodes (une négative, une positive) constituées de matériaux différents, généralement sous forme de poudre compactée sur un collecteur, et séparées par un électrolyte pouvant être un liquide, un gel ou un polymère. Lors de leur mise en contact par un circuit électrique extérieur, ces deux électrodes sont chacune le siège d'une réaction d'oxydation ou de réduction se produisant en tandem ; ces réactions font intervenir des électrons qu'elles s'échangent par ce circuit et des ions qu'elles s'échangent à travers l'électrolyte. La quantité maximale d'énergie que l'on peut stocker est proportionnelle à la différence entre les potentiels électriques des électrodes (V), mais aussi au nombre d'électrons échangés (mAh/g), ainsi elle s'exprime en Wh/kg.

De nombreuses technologies d'accumulateurs existent. À côté des batteries plomb-acide (1899) et nickel-cadmium (1907) (ces dernières étant en disparition en raison de la toxicité du Cd), sont apparues dans les années 1970-1980 les technologies nickel-métal hydrure (Ni-MH) et lithium-métal polymère (LMP) et enfin la technologie lithium-ion (Li-ion) en 1990. Cette dernière technologie alimente aujourd'hui plus de 90 % de l'électronique portable et est actuellement considérée comme envisageable pour les véhicules électriques (VE) et hybrides (VEH). On notera également durant ces trente dernières années le développement de technologies haute température (> 300 °C) telles les technologies ZEBRA (chlorure de nickel-sodium liquide) et Na-S₆ (sodium-soufre) qui se prêtent respectivement aux applications VE et alimentation réseaux.

Parmi toutes ces batteries, la technologie Li-ion est la plus attractive en raison de sa forte densité d'énergie mais aussi de sa versatilité. Il existe en effet une grande variété de telles batteries qui diffèrent par la nature des matériaux utilisés comme électrodes positive ou négative. De façon générale, les batteries Li-ion actuelles utilisent du carbone pour leur électrode négative, qui sera progressivement remplacé par le silicium dans les années à venir. À l'électrode positive, les matériaux les plus utilisés sont les composés $\text{Li}(\text{Ni}_{1/3}\text{Co}_{1/3}\text{Mn}_{1/3})\text{O}_2$, $\text{Li}(\text{Ni}_x\text{Co}_y\text{Al}_{(1-x-y)})\text{O}_2$, LiMn_2O_4 , et le LiFePO_4 (usuellement désignés NCM, NCA, LMO et LFP en abrégé).

Pour les applications portables, la technologie NCM/C dépassant les 200 Wh/kg s'est implantée avec, pour fin 2013, des systèmes NCM/Si pouvant atteindre les 250 Wh/kg. En revanche, pour les applications ne nécessitant pas de faible volume, les systèmes moins performants (150 Wh/kg) mais plus économiques, LMO/C et LFP/C, leur sont préférés d'autant plus que ces derniers présentent des avantages en termes de sécurité.

Malgré ces progrès, la technologie Li-ion ne peut encore satisfaire pleinement les exigences liées au développement du véhicule électrique. De nombreux défis subsistent. Ils se situent au niveau de (1) la sécurité pour égaliser

celle du véhicule thermique, (2) la densité d'énergie pour atteindre des autonomies allant au-delà de 320 km (160 km aujourd'hui), (3) du coût qui doit être divisé par 2 pour atteindre les 250 €/kWh et (4) de leur éco-compatibilité.

Des études montrent qu'il faut aujourd'hui dépenser 300 kWh et produire 100 kg de CO₂ pour fabriquer un accumulateur Li-ion capable de stocker 1 kWh. D'où la nécessité de développer des accumulateurs Li-ion, ou d'autres, plus durables et plus écologiques.

La réalisation d'électrolytes à base de nouveaux additifs, voire de nouveaux sels, est aujourd'hui en plein essor pour augmenter la sécurité des accumulateurs tout en abaissant leur coût. De même, on cherche des matériaux d'électrodes à base d'éléments chimiques abondants comme Fe, Ti, Mn, O, P, S.

L'élaboration éco-efficace de matériaux d'électrodes inorganiques passe par des méthodes de synthèse à basse température qui nécessitent peu d'énergie et bio-inspirées si possible, ainsi que par l'utilisation de précurseurs provenant de la biomasse pour fabriquer des matériaux électrochimiquement actifs *via* les concepts de la chimie verte.

Une recherche agressive pour réaliser des matériaux d'électrodes à densité d'énergie très élevée se poursuit mondialement. Elle fait appel tant à l'intuition du chimiste pour la synthèse de nouveaux composés qu'au développement de calculs théoriques pour aboutir à une sorte de « génome des matériaux ».

Dans le contexte actuel du développement durable, on ne peut éviter de mentionner le problème de ressource en lithium qui est l'objet de propos parfois alarmistes. Bien que les réserves en lithium ne soient pas encore bien établies, il n'y a pas lieu de trop s'inquiéter et cela pour deux raisons.

La première est que le lithium peut être récupéré des batteries. Cela est actuellement fait par des procédés hydro-métallurgiques mis en œuvre par des compagnies telles que Recupyl. Cette chimie de recyclage devra cependant être intensifiée. La deuxième raison repose sur le fait que le lithium peut être *a priori* remplacé par le sodium (Na), qui est un élément abondant et peu coûteux (accumulateurs Na-ion). Comme le sodium a un comportement chimique voisin de celui du lithium et qu'il est déjà utilisé dans les technologies haute température (Na-S₈), le développement d'accumulateurs Na-ion devrait être rapide et leur commercialisation n'est pas exclue d'ici 10 ans. Ils auront en contrepartie une densité d'énergie moindre que leurs homologues Li-ion mais présenteront un coût du kWh/kg stocké plus faible (20 voire 25 %) ce qui les rendra attractifs pour le stockage massif d'énergie pour alimenter les réseaux.

Malgré les dernières avancées évoquées jusqu'ici sur la technologie Li-ion, force est de constater qu'il y a encore un facteur quinze entre l'énergie utile

fournie par la combustion d'essence (2 500 Wh/kg en tenant compte du rendement de Carnot) et par une batterie (250 Wh/kg). Sera-t-il possible de combler ce fossé prochainement ?

Une note d'espoir peut effectivement provenir des systèmes métaux-air et plus spécialement du système utilisant le lithium, qui suscite aujourd'hui l'engouement des fabricants d'automobiles. Ces accumulateurs utilisent comme électrode négative une électrode de Li métal et comme électrode positive une électrode à air, constituée d'un catalyseur déposé sur un tissu de carbone à haute porosité. Le fonctionnement de cette électrode est proche, par certains côtés, de celui de l'électrode à oxygène des piles à combustibles. Sur la base de calculs théoriques, la technologie Li-air pourrait fournir des densités d'énergie de 3 500 Wh/kg, soit environ 15 fois plus que celle des accumulateurs Li-ion. Cependant, pour que les accumulateurs Li-air deviennent opérationnels, de nombreux verrous technologiques liés au moins à l'efficacité énergétique et à la tenue en cyclage, doivent être levés. N'oublions pas que la technologie Li-air réunit une électrode de Li et une électrode à réduction d'oxygène qui sont respectivement responsables de l'échec de la technologie Li-métal et de la lenteur de développement des piles à combustibles. Bien que deux échecs puissent conduire à un succès, il faut faire preuve de prudence. De nombreuses années sont encore nécessaires avant que cette technologie puisse être commercialisée.

Dans la même lignée, on mentionnera également le regain d'intérêt actuel pour la technologie Li-S qui affiche une densité d'énergie théorique de 2 567 Wh/kg (7 à 8 fois celle des accumulateurs Li-ion) et qui est connue depuis plus de 3 ou 4 décennies. Elle n'est toutefois pas encore commercialisée, malgré la mise au point de démonstrateurs de 380 Wh/kg par la compagnie Sion Power. Leurs performances en durée de vie, nombre de cycles et puissance délivrée sont limitées ce qui est dû à la difficulté de maîtriser la solubilité des polysulfures. Bien qu'élégantes, les recherches actuelles visant à l'élaboration d'électrodes confinées ou à la confection de nouveaux électrolytes n'apportent pas d'avancées suffisantes dans le domaine.

Si on se tourne vers le stockage massif de l'énergie électrique se pose le problème du coût qui devient un facteur déterminant. Alors la technologie Li-ion n'est pas aujourd'hui des plus attractives, bien qu'un ensemble de 16 MW vienne d'être construit par la compagnie A123. La technologie Na-S₆, commercialisée uniquement par la compagnie NGK, est la plus en vogue et assure actuellement 400 MW de stockage pour des fermes éoliennes ou photovoltaïques. Cependant, les incidents récents de septembre 2011 (un élément s'est enflammé) ont mis un frein à cette technologie. Dans ce contexte, ce sont les accumulateurs redox à électrolyte circulant (*redoxflow* en anglais) qui suscitent de nouveau un intérêt pour le stockage massif de l'énergie électrique.

L'intérêt de tels systèmes provient principalement de ce qu'ils peuvent découpler puissance et énergie et de ce fait répondre à de grandes demandes d'autonomie. Leur emploi est d'ailleurs, comme celui des piles à combustibles, d'autant plus pertinent que les énergies demandées sont supérieures à la dizaine ou centaine de kWh. Les accumulateurs *redox* actuels, dont le plus connu est celui au vanadium (VRB), se différencient par la nature des couples redox tout en ayant le même type d'électrolyte aqueux. Leur tension de sortie par cellules est limitée et contribue, entre autres, à leurs faibles densités d'énergie (30 à 40 Wh/kg). Pour contrebalancer cette limitation, des systèmes *redoxflow* à ions lithium ou dérivés sont à l'étude au MIT avec des performances pouvant atteindre 70-80 Wh/kg. Des analyses de coût pour atteindre le kWh/kg doivent encore être effectuées pour juger de leur compétitivité.

En conclusion, le stockage électrochimique de l'énergie électrique via les accumulateurs est une solution incontestée pour les applications de traction. Il pose en revanche question pour les applications type réseau électrique. Dans ce cas, c'est le stockage par STEP qui domine (97 %) en raison du coût, facteur décisif.

Les accumulateurs Li-ion, développés dans le domaine du véhicule électrique, devraient bénéficier de l'économie d'échelle et devenir plus attractifs qu'ils ne sont pour la gestion des énergies renouvelables. La technologie Na-S₆ doit, quant à elle, trouver plus d'attraits pour rebondir et reconquérir une image de fiabilité vis-à-vis des usagers. Enfin les systèmes *redoxflow* ont un faible coût, facteur moteur pour leur utilisation. Un grand nombre de projets de démonstration, allant de 5 à 50 MWh, sont en cours d'étude. Les performances de ces projets, observées sur 2 et 4 ans, auront une influence significative sur le futur de cette technologie. Les recherches actuelles tentent des diversifications avec des accumulateurs *redoxflow* Li-ion ou Na-ion. Enfin, quelles que soient les technologies de demain, elles devront s'inscrire dans le cadre du développement durable et du recyclage avec des procédés chimiques adaptés.

● **Électrolyseurs - Piles à combustible**

Le tableau 5.1 présente les divers types de PAC, la nature de leur électrolyte, liquide ou solide et les ions des électrolytes, leur température de fonctionnement, les combustibles utilisables et leurs applications potentielles.

Les PEMFC sont bien adaptées aux applications portables et au véhicule électrique et leur développement est plus avancé que celui des SOFC, même si certaines caractéristiques de ces dernières nécessitent des améliorations notables. Elles doivent porter sur leur refroidissement (avec des écarts de

Tableau 5.1 Divers types de piles à combustible. AFC : Alkaline Fuel Cell, PEMFC : Proton Exchange Membrane Fuel Cell, PAFC : Phosphoric Acid Fuel Cell, MCFC : Molten Carbonate Fuel Cell, SOFC : Solid Oxide Fuel Cell, PCFC : Protonic Conducting Fuel Cell.

Exemples de chaînes électrochimiques. AFC : [Pt, Ni], $H_2 + 2 OH = 2 H_2O + 2 e^- / KOH$ (8-12 M), transport de $OH^- / [Pt-Au, Ag]$, $0,5 O_2 + 2 H_2O + 2 e^- = 2 OH^-$, PEMFC : [Pt], $H_2 = 2 H^+ + 2 e^- / SO_3-H^+$, transport de proton/[Pt], $0,5 O_2 + 2 H^+ + 2 e^- = H_2O$, PAFC : [Pt], $H_2 = 2 H^+ + 2 e^- / H_3PO_4$ (85-100 %), transport de proton/[Pt], $0,5 O_2 + 2 H^+ + 2 e^- = H_2O$, MCFC : [Ni-10 % C], $H_2 + CO_2 = H_2O + CO_2 + 2 e^- / LiCO_3/K_2CO_3/NaCO_3$, transport de $CO_3^{2-} / [NiO_x, Ti]$, $0,5 O_2 + 2 H_2O + 2 e^- = 2 OH^-$, SOFC : [Ni-ZrO₂ cermet], $H_2 + O^{2-} = H_2O + 2 e^- / ZrO_2-Y_2O_3$, transport de $O^{2-} / [La_xSr_{1-x}MnO_3$ et La_2NiO_{4+x} pérovskite], $0,5 O_2 + 2 e^- = O^{2-}$.

	Piles alcalines AFC	Pile acide polymère PEMFC	Acide phosphorique PAFC	Carbonates fondus MCFC	Protonique céramique PCFC (SOFC-H ⁺)	Oxyde céramique SOFC
Électrolyte	(l) H ₂ O, KOH NaOH	(s) H ⁺ -Polymère fluoré	(l) H ₃ PO ₄ pur	(l) Li ₂ CO ₃ , K ₂ CO ₃ , LiAlO ₂ (5)	(s) Ba(CeY)O ₃	(s) (Zr ₁ Y)O ₂
Ion conducteur	OH ⁻	H ⁺ , H ₂ O	H ⁺	CO ₃ ²⁻	H ⁺	O ²⁻
Température de fonctionnement	60-80 °C	60-90 °C	180-220 °C	600-660 °C	500-600 °C	600-1000 °C
Combustible	H ₂	H ₂ (pur exempt CO) Pt catalyseur	H ₂ (pur)	H ₂	H ₂ pur CH ₄	H ₂ CH ₄
Applications	Spatial	Portable Automobile Maritime	Stationnaire Cogénération	- Production centralisée stationnaire - Cogénération	?	- Prod. centralisée stationnaire - Cogénération - Automobile (APC) - Maritime - Aéronautique

température très faible de l'ordre de 50 °C), sur la coalescence des particules nanométriques de catalyseur en métaux nobles ou leur remplacement par des métaux moins rares, l'hydratation de la membrane en polymère fluoré variable avec le débit. La membrane des PEMFC est composite (nafion-H⁺, particules de graphite pour collecter les électrons, particules de catalyseurs). En revanche les propriétés mécaniques, notamment la souplesse, de la membrane polymère les rendent aptes à de fréquents changements de régime. Les rendements sont actuellement entre 35 et 45 % avec une durée de vie d'environ 4 000 h. Ces performances sont améliorables. Une avancée serait de pouvoir travailler au-delà de 100 °C pour éviter la présence d'eau liquide.

En version électrolyseur les PEMFC à conducteur protonique fournissent de l'hydrogène pur à la cathode.

Les SOFC sont de conception simple, notamment au niveau de la membrane céramique monolithique de l'électrolyte, mais leur construction tout céramique les fragilise aux chocs thermiques et milite pour des constituants en couche mince, supportés sur des métaux poreux ou des mousses métalliques, voire des céramiques conductrices très poreuses (SiC). Elles bénéficient d'un progrès important dû à la découverte simultanée par deux laboratoires français, d'électrodes à conduction mixte, électronique + ionique, qui permettent d'accroître significativement les densités de courant et donc la puissance développée (entre 0,7 et 1 W/cm²), en particulier du côté de l'électrode cathodique à oxygène. L'utilisation de ces électrodes devrait être généralisée, après avoir été largement validée.

Cette fragilité aux chocs thermiques des SOFC les rend peu adaptées aux VEH qui demandent des régimes très variables, même s'ils sont lissés par des batteries (hors APU : *Auxiliary power unit*). L'augmentation des performances des SOFC passe aussi par la diminution de l'épaisseur de la couche mince d'électrolyte responsable d'une chute ohmique notable (diminuant la tension théorique) ou par la découverte de nouveaux matériaux plus conducteurs que la zircone, stables et isolants électroniques en présence d'air comme en présence d'hydrogène.

À la différence des PEMFC opérant à plus haute température (supérieure à 100 °C), les SOFC s'orientent plutôt vers des températures de fonctionnement plus faibles (600-700 °C) pour conserver une tension suffisante mais surtout pour éviter la réactivité des matériaux différents entre eux et accroître la durée de fonctionnement de la pile (40 à 50 000 h) pour les applications stationnaires. Ces IT-SOFC (*Intermediale temperature*) peuvent alors utiliser des aciers spéciaux pour les assemblages de cœur de cellules. Cette gamme de température correspond encore à une chaleur de qualité pour coupler les PAC avec, un système de réseau de chaleur une cogénération, ou, dans un avenir plus lointain, pour une récupération et une transformation en électricité par effet thermoélectrique.

Les SOFC-H⁺ possèdent un électrolyte céramique à conductivité protonique formé par hydratation d'un oxyde lacunaire, ce qui limite la gamme de température de son fonctionnement. La découverte de nouvelles céramiques s'impose pour que les rendements permettent d'espérer une application effective pour les PAC (comme pour les électrolyseurs).

Le stockage de l'hydrogène pour alimenter les PAC pose des problèmes différenciés selon qu'il s'agit d'un stockage mobile ou stationnaire. Il a surtout été étudié pour ce premier objectif et notamment pour le VEH. Le DOE a fixé les performances requises, énergie massique : 5,5 %, énergie volumique : 40 g/l. Se posent également des questions de nombre de cycles de charge-décharge, de thermique, et, bien sûr de coût.

Les techniques de stockage possibles font appel à des procédés physiques ou chimiques :

- compression gazeuse de H₂ dont la technologie 700 bars en conteneur à base de fibres de carbone semble bien maîtrisée par le CEA mais dont le coût est encore rédhibitoire (coût des fibres). La liquéfaction et la cryo-compression sont aussi étudiées ;
- utilisation de métaux (Mg par exemple) ou d'alliages métalliques ordonnés (LaNi₅ par exemple, qui stocke davantage d'hydrogène que le même volume d'hydrogène liquide... mais est pénalisé par le poids et le coût) pour former des hydrures métalliques à faible enthalpie libre, ou de matériaux hybrides à larges cages comme les MOF (*Metal organic framework*) où l'hydrogène est stocké sous forme quasi-moléculaire, ou même d'hydrures covalents complexes tels que NaAlH₄ considérés plus comme un fuel que comme un élément de stockage réversible.

C'est la technologie 700 bars qui est la plus mature.

Le stockage massif de H₂ associé à la production à partir des énergies intermittentes pourrait faire appel à un stockage de type géologique (cavernes naturelles) dont on peut noter qu'il correspondrait à 65 fois plus d'énergie (chimique) que s'il était rempli d'air comprimé (Ruelle, 2011).

Aujourd'hui l'industrie de l'hydrogène pour le VEH en est encore au stade de « démonstrateurs » : 50 autobus, 500 véhicules, 1000 chariots élévateurs, 170 stations de distribution. Le transport de H₂ est fait par pipeline ou sous forme comprimée par bouteilles ou bien sous forme liquide. Il existe également quelques démonstrateurs de faible puissance associant électrolyseur et PAC de type PEMFC avec stockage de H₂ sous forme d'hydrures métalliques. Le domaine de R&D couplant H₂ et PAC est soutenu de manière croissante par l'Europe, les PCRD successifs étant passés de 145 M€/4 ans à 315 puis à 450 M€.

En conclusion, on peut souligner que les deux vecteurs d'énergie, électricité et hydrogène (ou gaz naturel) sont complémentaires. Le rapide développement prévu du premier devrait provoquer une montée en puissance du second, où l'hydrogène devrait rapidement y prendre toute sa place lorsque les problèmes de coût, de performances et d'acceptabilité auront été réglés.

3.3. Stockage thermique

Le stockage massif d'énergie sous forme thermique est bien adapté à certaines sources d'énergie renouvelables et en particulier au solaire thermodynamique (CSP : *Concentrating solar power*). Le stockage par sels fondus est déjà utilisé dans des centrales solaires comme par exemple Andasol-1 dotée de concentrateurs solaires paraboliques ou Gemasolar centrale à tour dotée de miroirs, toutes deux situées en Espagne. Les durées de stockage sont d'environ 7 h pour les configurations à concentrateurs paraboliques (avec une puissance de 50 MWe) et atteignent 15 h pour la centrale à tour qui peut ainsi fonctionner à pleine puissance (19,9 MWe) après le coucher du soleil. Themis, construite dans les Pyrénées, a d'ailleurs été la première centrale à tour utilisant les sels fondus.

Le stockage d'énergie sous forme thermique peut aussi être réalisé au moyen de chauffe-eau électriques à accumulation. On compte par exemple en France 14 millions de cumulus permettant un stockage de 26 TWh. On peut utiliser ces cumulus pour stocker de l'énergie en procédant à la charge pendant les heures creuses (la nuit). Ces chauffe-eau peuvent permettre un lissage de la consommation électrique et pourraient servir à stocker l'énergie produite par des sources renouvelables (éoliennes, photovoltaïque).

Conclusion

Le stockage de l'énergie électrique est un aspect majeur pour le développement des énergies renouvelables, mais les recherches dans ce domaine ne sont pas à la hauteur des enjeux. Il y a donc un réel besoin d'intensifier l'effort sur ce thème.

Les recherches à conduire portent (et porteront) sur :

- les possibilités de mise en place de STEP dans des configurations de faible élévation. En effet, seules les STEP permettent de stocker massivement, facilement et économiquement de l'énergie électrique. On peut penser à des lacs d'eau de mer sur des falaises hautes, à proximité d'un parc éolien marin ou d'une centrale terrestre ;

- l'extension des limites physicochimiques du stockage électrochimique de l'électricité qui bornent la densité d'énergie stockée. Ces recherches sont nécessaires pour les applications liées au transport ;
- le stockage sous forme d'hydrogène avec conversion par pile à combustible haute et basse température ou turbine à combustion dans le cadre d'un cycle combiné ;
- les possibilités d'utiliser l'hydrogène pour la fabrication de carburants synthétiques.

L'hydrogène a été initialement envisagé pour résoudre les problèmes de transport individuel automobile mais les difficultés de mise en œuvre sont importantes et ce n'est peut-être pas dans ce domaine que ce vecteur pourrait être le plus utile.

4 | La valorisation du CO₂

4.1. Le cycle du carbone

Quelques chiffres importants concernant le CO₂ permettent d'avoir une idée de l'ampleur des problèmes liés à la gestion du CO₂ au niveau de la planète. Il convient d'avoir la plus grande prudence sur ces chiffres. Ils donnent en effet des ordres de grandeur, mais les stocks et les flux sont relativement incertains. Il y a actuellement environ 3 000 Gt de CO₂ dans l'atmosphère conduisant aux 385 ppm dont on parle habituellement. Cette quantité augmente régulièrement, en raison notamment de la production liée à l'activité humaine (industries, transport, ...) qui est de l'ordre de 25-30 Gt/an dont à peu près 45 % finit dans l'atmosphère, 25 % dans la biomasse et 30 % dans les océans où ils alimentent en particulier la photosynthèse des algues, les principaux organismes vivants consommant le CO₂ (50 % de la fixation du CO₂ sur la planète) et libérant l'oxygène moléculaire. Il convient de noter toutefois les très grands déséquilibres entre pays dans la contribution à ces 30 Gt/an : la France ne contribue que pour 1,5 % tandis que les États-Unis comptent pour 20 % et la Chine, qui vient de passer (2007) devant eux, pour 22 %.

Par ailleurs il faut savoir qu'il y a environ 360 Gt/an de CO₂ qui « cyclent », c'est-à-dire qui entrent dans l'atmosphère et qui en sortent (figure 5.1). L'entrée (« sources » de carbone) se fait, on l'a dit, avec les activités humaines (consommation des carburants fossiles) et également avec la respiration de toute la biosphère (hommes animaux, micro-organismes, plantes, ...). La sortie (« puits » de carbone) se fait avec la photosynthèse qui produit la biomasse.

Pour être complets, notons que les flux de CO_2 dégazés par les dorsales océaniques et par les volcans d'arcs insulaires sont tous deux d'environ 0,1 Gt/an (dans le second cas, 80 % provient de la plaque subductée, donc a pour source les carbonates et la matière organique de la plaque plongeante... seuls 20 % viennent du manteau plus profond). Le flux de CO_2 dégazé par les volcans de point chaud (comme Hawaï ou La Réunion) est un peu plus élevé et assez mal connu. On estime en général que le volcanisme génère au total de 130 à 230 millions de tonnes de CO_2 par an, une quantité qui est très inférieure aux rejets associés à l'activité humaine.

En conclusion, sur des échelles de temps « courtes » (inférieures au million d'années), ce sont les flux entre l'océan, l'atmosphère et la matière organique stockée dans les plantes et les sols qui règlent le CO_2 dans l'atmosphère. Les apports de CO_2 par le volcanisme sont compensés géologiquement par l'altération chimique des roches silicatées (réaction de neutralisation qui conduit à la précipitation de calcaire dans l'océan). C'est la séquestration géologique, à long terme, dont les flux sont faibles au regard des flux du cycle court, qui implique l'océan et la biomasse. Cela dit, l'importance de cette séquestration au cours des temps géologiques est immense et les estimations de flux très incertaine. D'où l'importance de continuer les recherches en géosciences.

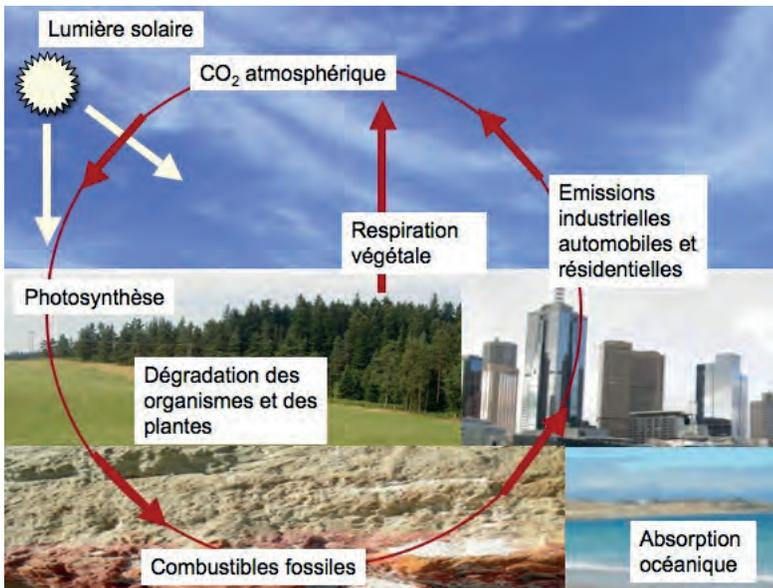


Figure 5.1
Le cycle du carbone.

Quelles sont les perspectives ? On peut penser, avec les hypothèses les plus pessimistes qu'à l'horizon 2050 c'est 50 Gt/an de CO₂ par an que les activités industrielles rejettent dans l'atmosphère. Les chiffres suivants indiquent la quantité de carbone (1 Gt C = 3,7 Gt CO₂) disponible dans les différents compartiments de la planète : atmosphère de l'ordre de 800 Gt, biosphère 2 300 Gt, combustibles fossiles 5 000 Gt, lithosphère 20 à 40 000 000 Gt, hydrosphère 38 000 Gt.

4.2. La capture et la séquestration

Les théories sur le changement climatique attribuent à l'augmentation du CO₂ et à son effet de serre la responsabilité du réchauffement de la terre (le rôle clef d'amplification de l'effet dû au seul CO₂ serait joué par l'eau, principal gaz à effet de serre ; le modèle qui est actuellement le plus largement accepté par les spécialistes de l'environnement et du climat donne à cet effet un caractère amplificateur. D'autres modèles moins couramment admis donnent à cet effet un caractère atténuateur). Quoi qu'il en soit, il est utile de rappeler, car on l'oublie trop souvent, que le CO₂ n'est pas uniquement le poison dont on dit le plus grand mal. C'est aussi une source de vie. Il n'y a pas de vie sans le CO₂ que les organismes photosynthétiques ont appris à transformer en biomasse dont nous dépendons. Comme le dit Primo Lévi dans son livre *Le système périodique* : « L'anhydride carbonique qui constitue la matière première de la vie, la provision permanente dans quoi puise tout ce qui croît, et l'ultime destin de toute chair, n'est pas un des composants principaux de l'air, mais un ridicule déchet, une impureté... C'est de cette impureté toujours renouvelée que nous venons, nous les animaux et nous les plantes et nous l'espèce humaine ».

L'effet de serre croissant qui serait induit par l'augmentation de la concentration du CO₂ dans l'atmosphère explique l'intérêt récent pour les stratégies de séquestration du CO₂. Il semble que la capacité à séquestrer le CO₂ à grande échelle, paraisse actuellement moins réalisable car (1) les processus technologiques à mettre en œuvre sont coûteux en énergie, (2) les problèmes de sécurité liés au stockage à long terme du CO₂ sont difficiles à résoudre, (3) les rares expériences pratiques n'ont pu porter que sur des quantités faibles de CO₂. Quelques millions de tonnes sont actuellement injectés dans le sol pour être séquestrés, à comparer aux 30 Gt/an ; ainsi par exemple en 2011, Alstom et American Electric Power ont mis en œuvre une technologie de capture de 1,5 Mt/an de CO₂ autour d'une centrale à charbon de 400 MW dans l'Oklahoma aux États-Unis où le CO₂ récupéré est utilisé pour améliorer l'exploitation d'un gisement de pétrole ; on peut citer quelques autres exemples de ce type d'approche : en France Total à Lacq, Weyburn au Canada, Sleipner en Norvège (en mer du Nord), In Salah en Algérie, ...

De quoi s'agit-il ? Il s'agit essentiellement de s'attaquer aux 30 Gt/an de CO₂ évoqués plus haut en capturant une partie de ce CO₂, pour l'empêcher de finir dans l'atmosphère, et en l'enfouissant, en le séquestrant dans des sites naturels dans des conditions optimales de sécurité, hors du contact avec l'atmosphère. Évidemment il est hors de question de capter le CO₂ de l'atmosphère où il est bien trop dilué mais plutôt celui émis dans des sites industriels de grande production (centrales à gaz ou à charbon, cimenteries, raffineries, fermenteurs, etc.) desquels le CO₂ sort suffisamment concentré. S'il ne l'est pas suffisamment, on peut le concentrer dans les gaz à récupérer à la sortie des centrales par des procédés de précombustion ou d'oxycombustion. Il existe différentes technologies de capture du CO₂. La plus utilisée est à base d'absorbants sélectifs, liquides (monoéthanolamine), solides (zéolithes, alumine, charbon activé) ou membranaires (polymères, membranes inorganiques). Ce processus est exothermique. En revanche, la désorption est une réaction endothermique, qui demande de l'énergie, et se fait par apport de chaleur. La régénération demande 2,5 GJ/tonne CO₂. Tous ces procédés se font en général avec des rendements excellents (de l'ordre de 90 %) avec des coûts énergétiques de l'ordre de 0,3-0,8 kWh/kg CO₂. On considère que cela correspond à une multiplication par un facteur de l'ordre de 2 à 3 du prix de l'électricité produite.

Pour la séquestration, l'idée est de le faire localement, ce qui implique qu'il faille dorénavant envisager la construction de nouvelles centrales sur des sites possédant des capacités de séquestration. Sinon, des étapes de transport du CO₂, rajoutant un coût significatif au procédé (toutefois relativement modeste comparé aux coûts de capture et de stockage), sont à considérer. Les travaux actuels portent sur l'évaluation de sites naturels pour cette séquestration. Il peut s'agir de couches géologiques profondes poreuses, de veines de charbon, d'anciens réservoirs de pétrole (capacités de l'ordre de 1 000 Gt CO₂), mais également d'aquifères salins (capacités sans doute de l'ordre de 10 000 Gt CO₂). Enfin on peut aussi séquestrer le CO₂ dans des carbonates inorganiques par des procédés de carbonatation minérale, procédés aqueux qui extraient des ions Mg et Ca de minéraux solides et les précipitent sous forme de carbonates. Les capacités peuvent être considérables (> 10 000 Gt CO₂).

La conclusion est, cependant, que pour l'instant il s'agit d'une stratégie coûteuse pour laquelle nous avons insuffisamment de recul aussi bien sur les technologies que sur la robustesse des sites de stockage, et qui n'est pas à même de traiter une quantité suffisante de CO₂.

4.3. Valorisation du CO₂

Même si ce n'est pas pour demain, la disparition des ressources carbonées fossiles (pétrole, charbon, gaz) nous conduira à nous poser la question de la source de carbone qu'il faudra utiliser pour construire les sociétés futures. Car bien sûr ces sociétés resteront largement carbonées et nos besoins en carbone

énormes. Cela devrait nous conduire à utiliser les ressources fossiles pour autre chose que des carburants qu'on brûle et à les préserver de leur retour à l'état de CO_2 dans l'atmosphère. Il y a plus de 100 000 produits chimiques dans notre environnement, environ 1 000 sont des molécules intermédiaires à fort tonnage et une centaine de produits de base servent à la synthèse de toutes ces molécules. Le carbone utilisé est essentiel et est récupéré du pétrole, du gaz et du charbon ainsi que de la biomasse. Nous devrions donc être incités à faire autre chose du CO_2 que de le cacher (c'est finalement le but de la séquestration), notamment le considérer comme une source de carbone à exploiter et valoriser. Évidemment, il y a de nombreuses difficultés à développer ces technologies, notamment en raison des propriétés chimiques intrinsèques du CO_2 . Il s'agit d'une molécule très stable, chimiquement relativement inerte. Cependant son caractère polaire et la capacité de lui injecter des électrons à des potentiels redox accessibles (-0,5 V vs électrode normale à hydrogène, pH 7) sont exploitables pour la transformer en molécules d'intérêt. Il faut aussi noter que la valorisation du CO_2 passe par une étape de capture et de concentration à laquelle, comme pour la séquestration, on n'échappe pas.

L'utilisation industrielle du CO_2 existe actuellement, malheureusement à des quantités ridicules (de l'ordre de 150 Mt/an, soit 0,5 % des émissions anthropogéniques). Néanmoins il s'agit de procédés importants pour la synthèse de l'urée, du méthanol, un des produits les plus utilisés de l'industrie chimique pour la production de résines, peintures, plastiques, adhésifs. Le CO_2 sert aussi à la synthèse de divers produits comme l'acide salicylique, l'acide formique, les carbonates... et les boissons gazeuses (marché significatif et en plein développement).

Il apparaît clairement que des efforts considérables au niveau de la recherche fondamentale et de la recherche industrielle devraient être consacrés au développement de technologies innovantes utilisant le CO_2 comme une source primaire de carbone. Ces technologies doivent prendre comme critère notamment la quantité de CO_2 fixée dans les produits l'utilisant comme source de carbone, ainsi que la durabilité de la fixation (figure 5.2).

Le CO_2 est donc une molécule très stable, située en bas de l'échelle thermodynamique... juste au-dessus des carbonates. Il faut beaucoup d'énergie pour la casser et en récupérer le carbone. La photosynthèse le fait en n'utilisant que les UV (photons de hautes énergies) du rayonnement solaire... d'où aujourd'hui le peu d'intérêt qu'on y porte, sauf pour des usages très particuliers. Il n'y a pas de gain énergétique à grande échelle à espérer par la transformation chimique du CO_2 , sauf si elle est basée sur une énergie primaire « gratuite ou peu chère » (solaire captée par les plantes, par exemple). Mais ensuite se posent des problèmes de gestion (d'appauvrissement) des sols si on « tire trop » de cette voie. Comme souvent, il faut donc vérifier qu'on ne résout pas un problème tout en en créant un autre. Les pistes évoquées ci-dessous sont à explorer; leur efficacité et leur coût (énergétique, environnemental, ...) doivent être évalués.

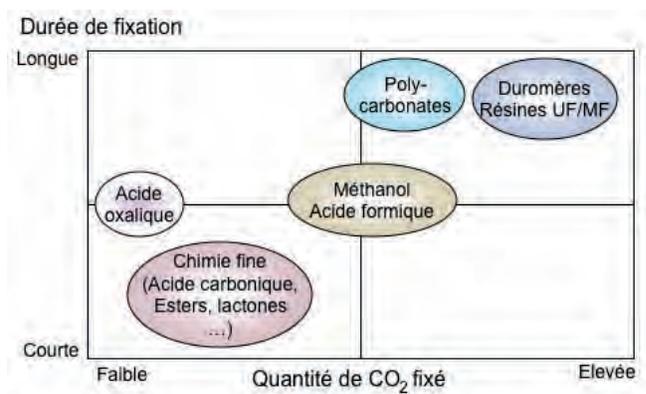


Figure 5.2

Les possibilités de fixation du CO₂.

Elles doivent aussi prendre en compte le fait que la conversion du CO₂ en molécules d'intérêt coûte en énergie et qu'il faut évidemment envisager des procédés utilisant des sources d'énergie non carbonée, notamment l'électricité tirée de l'énergie nucléaire ou des énergies renouvelables (solaire, éolien, biomasse, ...).

La liste des applications ci-dessous n'est pas exhaustive mais permet de monter quelques directions intéressantes.

1. *La production de polymères.* L'incorporation du CO₂ dans des réactions de polymérisation (production de polycarbonates, de résines, ...) est l'une des voies les plus prometteuses.
2. *La réduction du CO₂ en méthanol et en acide formique.* Ces deux produits sont très utiles à l'industrie chimique et peuvent également être employés comme carburants. Pour réaliser cette transformation on peut penser à des procédés divers qu'il s'agit de développer :
 - les réactions d'hydrogénation catalytiques. Ceci peut constituer une utilisation très intéressante de l'hydrogène, formé par électrolyse de l'eau et conduisant au stockage des énergies renouvelables (solaire, éolien, ...) ;
 - l'électroréduction et la photoréduction du CO₂. Ces processus, qui demandent la mise au point de nouveaux photosensibilisateurs moléculaires ou solides, semiconducteurs et catalyseurs, peuvent notamment être développés à partir d'une approche de chimie bio-inspirée. En effet le monde vivant réduit le CO₂ en molécules à fort contenu énergétique par le mécanisme de la photosynthèse qui

s'appuie sur des systèmes enzymatiques efficaces. Des micro-organismes possèdent également des systèmes enzymatiques intéressants qui transforment le CO_2 en CO et en acide formique. Il s'agit donc de développer des recherches conduisant à la mise au point de dispositifs électrochimiques ou photoélectrochimiques permettant la conversion du CO_2 en CO, acide formique, méthanol, méthane ou même de molécules carbonées plus élaborées.

3. *La valorisation du CO_2 par les micro-algues.* On doit enfin penser à des développements biotechnologiques basés sur l'utilisation d'organismes photosynthétiques efficaces utilisant les colorants, compléments alimentaires) et éventuellement de carburants.

CHAPITRE 6

Maîtrise et économie d'énergie

Introduction

L'efficacité dans l'utilisation de l'énergie n'est pas moins importante que l'efficacité dans la production d'énergie. Produire toujours plus en s'accommodant d'équipements d'utilisation inefficaces (un four industriel, un camion, un appareil électroménager, ...) et en favorisant des comportements de gaspillage, n'est certainement pas la voie à suivre. D'où la pertinence de considérer la maîtrise des consommations énergétiques comme un sujet sérieux. Comme on en est encore assez loin à l'heure actuelle, de très substantielles économies d'énergie sont à la fois techniquement possibles et économiquement justifiées.

L'éventail est large et ne peut pas être complètement exploré dans une courte note. Nous nous concentrerons sur deux éléments : *maîtrise énergétique dans les bâtiments résidentiels et tertiaires en milieu urbain* d'une part, et de l'autre *mobilité de proximité des personnes et des biens*. Ils sont particulièrement intéressants en ce qu'ils appellent de nombreuses innovations techniques et organisationnelles, et comportent les potentiels d'économies les plus importants.

Innovations techniques : le potentiel d'innovations d'ores et déjà disponibles, ou réalisables avec une probabilité élevée dans des délais et à des coûts compétitifs – moyennant un effort de recherche conséquent mais pas démesuré – est beaucoup plus important que la plupart des décideurs et des citoyens ne l'imaginent. C'est dans ce type de contexte que des politiques – à condition d'être cohérentes et réalistes – sont à la fois nécessaires et susceptibles de réussir ; la seule « main invisible » d'Adam Smith n'est pas en mesure de bien fonctionner ; il faut la mettre en mouvement et l'orienter précisément par des politiques appropriées (Henry, 1989).

Innovations organisationnelles et comportementales : si les innovations techniques ne sont pas diffusées, et le marché n'y suffit pas, elles en seront réduites à garnir un magasin de curiosités. Si elles ne sont pas insérées dans des systèmes aptes à les exploiter (incluant les comportements des utilisateurs), elles ne réaliseront pas leur potentiel. D'où la deuxième composante essentielle de notre diagnostic (la première étant la richesse d'innovations techniques disponibles ou raisonnablement réalisables) : l'innovation organisationnelle et comportementale n'est pas moins importante que l'innovation technique, elles sont étroitement complémentaires.

Potentiels d'économies d'énergie : si innovations techniques et organisationnelles sont au rendez-vous, et si elles sont à peu près bien mises en œuvre (contrairement à ce que peuvent laisser croire certaines habitudes de langage des économistes, l'« optimalité » n'est pas de ce monde), les

perspectives d'économies d'énergie obtenues dans des conditions économiques compétitives – et les réductions d'émissions de gaz à effet de serre (GES) afférentes – dépassent largement ce qu'on peut espérer à moyen terme de substitutions de certaines sources d'énergie à d'autres. C'est la troisième composante de notre diagnostic. Avec les deux premières, elle va être illustrée et analysée dans ce qui suit.

1 | Maîtrise énergétique dans les bâtiments résidentiels et tertiaires

1.1. Les enjeux de la réhabilitation de bâtiments dans un cadre de réorganisation urbaine

Les techniques aujourd'hui disponibles et les méthodes de construction utilisées actuellement permettent de réaliser des bâtiments neufs à énergie positive¹⁴ avec un surcoût relativement faible, lequel ira décroissant du fait des effets d'apprentissage et d'échelle. En revanche la réhabilitation du bâti existant, laquelle constitue l'essentiel de l'enjeu (les deux tiers des bâtiments qui existeront en 2050 sont d'ores et déjà construits), ne pourra atteindre les mêmes performances. L'isolation par l'extérieur constitue la principale option pour parvenir à une efficacité énergétique de haut niveau, mais elle n'est pas systématiquement applicable dans les bâtiments anciens. Ce constat conduit à envisager de tirer parti de la présence de différents types de bâtiments coexistant dans la trame urbaine.

L'unité de base est alors l'îlot¹⁵ au sein duquel des bâtiments à énergie positive cèdent leurs surplus énergétiques à des bâtiments anciens, dont certes la réhabilitation améliore fortement les performances énergétiques mais pas au point de pouvoir se passer d'apports extérieurs. Ainsi peut-on gagner sur les niveaux de performance de la réhabilitation dont l'objectif est actuellement de l'ordre de 80 kWh/m²/an, pour descendre en dessous des 50 kWh/m²/an

¹⁴ Un bâtiment à énergie positive est un bâtiment dont les consommations d'énergie sont suffisamment faibles pour être compensées par un apport d'énergies renouvelables produites par les bâtiments (par exemple solaire intégré au bâti). Globalement sur l'année le bâtiment à énergie positive produit plus d'énergie qu'il n'en consomme.

¹⁵ Sont considérés comme îlots, des groupements de bâtiments contigus ou non, d'usages diversifiés ou non (exemple : logements, équipements, tertiaires), constituant une unité de fonction ou d'identité de quartier sur le plan énergétique, tant pour la mutualisation des besoins énergétiques que de celle des productions énergétiques.

prévus par la réglementation 2012 pour le neuf (chauffage + eau chaude). Autrement dit, on s'efforce de créer des îlots de gestion énergétique pour pallier les imperfections inévitables de la réhabilitation de bâtiments anciens.

L'effort sur l'enveloppe des bâtiments reste une priorité mais s'articule avec une stratégie d'efficacité énergétique conduite à l'échelle de l'îlot. Cette stratégie requiert la mise en place de dispositifs de gestion commune et de mutualisation de ressources entre bâtiments. La mutualisation des équipements de production d'énergie (réseaux de chaleur, géothermie basse température, ...) et la gestion des réseaux reliant l'îlot à l'extérieur, réseau électrique en particulier, à des fins de maîtrise de la demande (voir ci-dessous) et de régulation de la production locale d'énergie, deviennent des options essentielles et concrètes. Le stockage (thermique et électrique) de l'énergie, dans la mesure où il est techniquement possible et économiquement justifié, doit aussi être organisé à l'échelle de l'îlot.

En matière d'options organisationnelles et socioéconomiques, le passage à l'échelle de l'îlot pose la question de la gestion des équipements collectifs de consommation, de production et le cas échéant de stockage, de l'énergie. Dans le cas où cette gestion serait confiée à un prestataire de services, la conception et la mise en œuvre de son modèle d'affaires devraient être aussi sérieusement étudiées que les choix techniques.

1.2. Instruments de mise en œuvre

Il s'agit de constituer un secteur de la construction adapté aux objectifs de maîtrise énergétique, tant en ce qui concerne la disponibilité de matériaux, efficaces et suffisamment standardisés, que la formation de spécialistes capables de sélectionner et d'utiliser, efficacement aussi, ces matériaux pour traiter la diversité de problèmes à laquelle ils sont confrontés sur le terrain.

Les verrous techniques à lever sont de différents ordres. Ils concernent les composants avancés (enveloppes multifonctionnelles à propriétés variables pilotées, organes de commande de la mutualisation des consommations et des productions locales, ...); l'intégration aux bâtiments de ces composants; les modes de synergie énergétique (récupération de chaleur ou de froid, interfaces bâtiments/véhicules, ...).

Les verrous de compétences ne sont pas non plus à négliger. Il est nécessaire d'améliorer et de diversifier les compétences des professionnels afin de lever les contraintes liées aux raretés de compétences, aux défauts de coordination entre intervenants, et d'une manière générale à un certain conservatisme des approches dans le bâtiment.

1.3. Adaptation des comportements

La maîtrise énergétique ne peut pas être réalisée dans des conditions satisfaisantes si les comportements ne sont pas harmonisés avec le fonctionnement physique des bâtiments et le rythme des apports d'énergie, en particulier d'énergie électrique. La gestion de la demande, compatible avec les préférences explicites des utilisateurs, est à cet égard essentielle. En attendant les réseaux dits « intelligents » (dans quelle mesure le seront-ils effectivement ?), on peut mettre d'ores et déjà en œuvre des dispositifs d'effacement, techniquement relativement sophistiqués, et peu intrusifs pour les utilisateurs de l'énergie. Le moment venu, ils pourront être complétés par des mécanismes d'enclenchement pour accommoder le développement de sources renouvelables locales intrinsèquement intermittentes.

Comme le rappelle le *Journal de l'École de Paris* (publication du groupe Annales des Mines), « En France, le pic de consommation d'électricité est très prononcé : pendant environ 30 à 50 heures par an on a besoin de 15 à 20 gigawatts (GW) de plus que le reste du temps, soit 20 % de capacité supplémentaire. En d'autres termes, 20 % des investissements de production et de transport, qui doivent obligatoirement être réalisés pour couvrir la pointe, ne servent que pendant 30 à 50 heures par an ». Ceci, pour une part substantielle, est dû aux appels de consommation des ménages chauffés par radiateurs électriques, beaucoup plus nombreux que dans les autres pays de l'Union européenne. L'écêtement de la pointe par effacement de demandes diffuses (qui ne peuvent pas être traitées comme des demandes industrielles ou commerciales concentrées) est donc un enjeu énergétique, climatique et économique considérable ; la réduction des demandes hors pointe est aussi à prendre en compte. Des services d'effacement diffus commencent à être offerts, notamment aux États-Unis et en France. Le principal opérateur en France, Voltalis, a mis au point des équipements de régulation installés chez les consommateurs, des logiciels de communication entre consommateurs et centres de gestion collective, et des logiciels pour assurer cette gestion. Le plan d'affaires est basé sur le principe suivant : les consommateurs retirent des bénéfices de l'effacement du fait d'une moindre consommation, mais n'ont rien à payer en contrepartie (cette option favorise la diffusion et dispense d'opérations de marketing coûteuses). L'opérateur est rétribué par les responsables des réseaux électriques (en France, RTE) à proportion des économies nettes réalisées en matière de production et de transport (y compris à long terme diminution d'investissements lourds). Les effets des effacements sont en général peu perceptibles pour les consommateurs, qui peuvent d'ailleurs les neutraliser à tout moment par simple pression sur un bouton prévu pour cela.

La justification fondamentale de l'effacement diffus, c'est qu'il coûte à offrir (en électronique et télécommunications) de l'ordre de vingt fois moins que ce

que coûteraient la production et le transport de l'électricité qu'on évite de consommer. Il est en outre d'autant moins gênant pour les consommateurs qu'il peut être contrôlé par ceux-ci, et que leur sont fournies des informations détaillées sur leurs consommations, informations les conduisant à prendre conscience de gaspillages qu'alors eux-mêmes souhaitent supprimer.

2 | Mobilité de proximité des personnes et des biens

2.1. Faire progresser les véhicules et assurer leur diffusion

La mobilité urbaine ou périurbaine « de proximité » repose très largement sur les véhicules routiers particuliers et, dans les zones les plus denses, sur les transports collectifs. L'acheminement des marchandises en ville est également effectué principalement par des véhicules routiers.

Les développements actuels concernant les véhicules routiers, au regard des enjeux énergétiques et environnementaux, portent d'une part sur l'efficacité énergétique des véhicules, et d'autre part sur la substitution du carburant pétrolier par d'autres vecteurs énergétiques.

Pour ce qui concerne l'amélioration de l'efficacité énergétique des véhicules, les progrès passent à la fois par des évolutions incrémentales (par exemple réduction des résistances au mouvement à travers la poursuite des évolutions tendanciennes en matière de pneumatiques et de traînée aérodynamique), ou en rupture (permettant par exemple de diviser par deux ou plus les consommations tout en conservant des véhicules multi-usages).

Une autre option réside dans l'apparition de véhicules dédiés, principalement urbains. Leurs conditions d'utilisation, sous limitations sévères de vitesse en particulier, permettent de diminuer certaines contraintes pesant sur leur conception ; la réduction de la taille, et des normes de sécurité appropriées se conjuguent pour permettre l'utilisation de matériaux innovants, notamment en matière de coûts de fabrication et d'usage, et des réductions substantielles des consommations d'énergie.

Les substitutions de carburants pétroliers impliquent les biocarburants – sous conditions qu'ils soient produits avec de bons bilans en termes d'émissions de GES et d'atteintes à l'environnement, conditions non encore satisfaites – des véhicules électriques, dont les perspectives dépendent des conditions de production de l'électricité les alimentant, ou encore des véhicules à hydrogène.

Pour donner toute leur mesure, ces innovations supposent que des progrès significatifs soient faits en matière de stockage embarqué de l'électricité ou de l'hydrogène. À défaut, ou pour gérer une transition, on peut le cas échéant recourir à des motorisations hybrides ou à des formules d'échange rapide à condition qu'ait été mis en place un réseau suffisamment dense de stations-service équipées à cet effet (schéma « Better Place » Agassi/Renault/Nissan).

Les progrès les plus considérables sont à attendre d'innovations coordonnées impliquant et l'architecture du véhicule et le vecteur énergétique. C'est ce que réalise notamment une récente voiture à quatre places (raisonnablement dimensionnée) équipée du système « Active Wheel » de Michelin : quatre petits moteurs électriques placés dans les roues, où est également logé le dispositif de suspension, tandis que les batteries sont placées en-dessous du plancher du véhicule. Des bus sont développés selon les mêmes principes.

2.2. Tirer le meilleur parti des systèmes de transport et des véhicules

Au-delà des progrès portant sur les véhicules, des innovations significatives sont attendues en matière d'organisation des mobilités urbaines de personnes, essentiellement sous deux angles :

– Interopérabilité des modes de transport

Il s'agit de passer d'un mode à un autre le plus simplement possible, notamment en termes d'horaires et de modalités de paiement. L'interopérabilité requiert le partage d'informations entre opérateurs des divers modes et avec les usagers, dans des conditions de transparence et à une échelle qui ne sont pas familières aujourd'hui mais qui ne posent pas de problèmes techniques avec les moyens de communication mobiles dont on dispose.

– La mobilité en propriété ou en partage

Cette alternative renvoie à des modèles économiques et sociaux très différents, avec des conséquences significatives sur les véhicules et les systèmes de transport, donc à terme sur leurs caractéristiques et performances. Une mobilité en propriété peut se définir par l'achat d'un véhicule dont l'usage est entièrement contrôlé par le propriétaire, lequel en contrepartie est largement lié à cet usage. Cependant, en l'absence de possession d'un véhicule, tout en intégrant un usage approprié de technologie de l'information et de la communication (TIC), il est possible d'imaginer se déplacer systématiquement dans des véhicules dont on n'est pas propriétaire. Location, y compris de vélos, autopartage, covoiturage coordonné et garanti par un opérateur spécialisé, et transports en commun peuvent alors assurer les déplacements urbains. Ce découplage permet une plus grande souplesse tant mentale qu'économique dans le choix d'un mode pour un trajet donné.

Une telle évolution pourrait avoir un impact important sur les performances énergétiques et environnementales des véhicules. Ce passage à l'économie de la fonctionnalité est susceptible de faciliter la diffusion de véhicules légers bien adaptés aux usages qu'on veut en faire, essentiellement pour deux raisons :

- les acheteurs des véhicules ne sont pas les utilisateurs, ils raisonnent davantage à partir de critères rationnels de coût total, suscitant ainsi de nouveaux cahiers des charges. L'efficacité énergétique peut alors spécifiquement se vendre, un surcoût éventuel à l'achat devenant acceptable s'il est justifié par un coût d'usage avantageux ;
- les utilisateurs sont amenés à utiliser au quotidien des véhicules qu'ils n'achèteraient peut-être pas mais qui répondent de manière bien adaptée aux besoins pour lesquels ils sont conçus.

2.3. Innovations techniques et interopérabilité dans l'acheminement des marchandises

Rendue possible par la pénétration des TIC, l'interopérabilité permet essentiellement :

- de mieux charger les véhicules, de mieux choisir les véhicules en fonction des services spécifiques à assurer, donc de fixer les schémas logistiques au cas par cas ;
- de passer d'un mode lourd vers un mode léger le plus tard possible, mais aussi le plus simplement possible ;
- de faire rencontrer le client et la marchandise au meilleur endroit (dans l'espace-temps), sous contraintes économiques et environnementales, en gérant en temps réel les opérations de dégroupage et de livraison avec l'aide de l'assistant personnel de mobilité (APM) de chaque acteur de la chaîne logistique ;
- de considérer simultanément les flux inverses de marchandises.

De leur côté, les véhicules progressent sur plusieurs fronts simultanément : efficacité énergétique en usage réel, notamment grâce à des motorisations multi-énergies, réduction des émissions polluantes et des niveaux de bruit. Les moyens de communication et de traitement de l'information permettent de gérer à distance la maintenance, d'organiser les itinéraires et de répartir les coûts d'exploitation entre utilisateurs multiples d'une même tournée, voire de vendre en cours de route du volume de transport inutilisé. Il apparaît clairement que, comme pour les transports de personnes, l'évolution des caractéristiques techniques des véhicules, des modes opératoires et de la mobilisation des TIC sont intimement liés.

CHAPITRE 7

L'énergie pour l'aéronautique future

L'avenir du transport aérien prochainement jusqu'en 2030 va dépendre en partie de la disponibilité du pétrole, de son prix, et des solutions envisagées pour produire des carburants alternatifs modérément coûteux. On va présenter quelques perspectives tenant compte de la raréfaction des énergies fossiles et des contraintes environnementales.

Il est intéressant en premier lieu de savoir qu'en 2010, le transport aérien commercial a consommé environ 5 % du pétrole extrait (la production de liquides pétroliers 4,1 Gtep/an correspond à 82 Mbl/j). À ce niveau, le trafic aérien est responsable d'environ 2 % des émissions de gaz à effet de serre (GES) anthropiques, car le pétrole avait représenté, en 2008, 40 % des énergies primaires fossiles carbonées se montant à 10 Gtep/an, (part des autres contributeurs 34 % pour le charbon, 26 % pour le gaz).

La croissance annuelle du trafic est actuellement estimée entre 3,5 et 5 %. Une croissance de 5 % conduit à un doublement de trafic en 15 ans et à un triplement en 25 ans. Cette augmentation va faire que l'énergie couramment utilisée pour la propulsion, essentiellement le jet fuel, deviendra vraisemblablement rare et chère avant 2050. À partir des prévisions de trafic établies, on peut estimer un doublement du trafic aérien entre 2010 et 2050 et de façon correspondante une consommation passant de 0,17 Gtep/an à 0,33 Gtep/an. En incluant fret, aviation militaire et aviation générale, une estimation globale de l'Académie de l'air et de l'espace fait passer de 0,23 Gtep/an en 2010, à 0,50 Gtep/an en 2050, avec un facteur multiplicatif de 2,2. On peut donc envisager pour l'aéronautique commerciale de 2050 un besoin de *jet fuel* (fluide de propulsion) dans la fourchette 0,4-0,5 Gtep/an.

Dans ce qui suit on décrit successivement quelques caractéristiques du transport aérien et des carburants aéronautiques, des perspectives pétrolières et des prévisions sur la disponibilité du kérosène pour aboutir à des recommandations.

1 | Quelques caractéristiques du transport aérien

1. La durée d'exploitation d'un avion se situe entre 30 et 45 ans (durées de vols : 30 000 à 50 000 heures, voire plus) ; les avions actuellement à l'étude, qui seront mis en service dans les années 2015-2020, voleront jusqu'en 2050-2060, période où la raréfaction du kérosène deviendra une réalité ; il est donc nécessaire de connaître les carburants alternatifs qui seront utilisés à cette époque afin que la structure des avions en cours d'étude puisse être adaptée à l'utilisation

de nouveaux carburants sans conséquences majeures pour la structure de l'avion.

Il faut également tenir compte des estimations du coût des carburants alternatifs pour évaluer les incidences sur le coût du billet (à 50 \$ le baril [2005] le kérosène représentait 23 % du prix du billet et 45 % pour le transport de fret).

2. Le choix de carburants alternatifs nécessitera de maintenir les spécificités des carburants actuels : énergie spécifique du kérosène 43 MJ/kg, température de solidification (ou de *viscosité inacceptable*) située à -47 °C ; point éclair supérieur à 50 °C (le point éclair est la température à partir de laquelle la concentration de vapeur du combustible est suffisante pour produire avec l'air un mélange qui peut s'enflammer s'il est mis en contact avec un point chaud). L'hydrogène n'est pas exclu, mais son utilisation n'est pas envisageable avant 2050.
3. Les évolutions des carburant devront rester conformes aux spécifications utilisées pour la conception des moteurs sur tous les aéroports dans le monde ; il y a donc besoin d'accords internationaux sur les caractéristiques des nouveaux carburants.

Pour le transport aérien du futur, il y a beaucoup d'autres contraintes qui ne sont pas directement liées aux carburants et ne seront pas mentionnées dans ce qui suit (capacités des aéroports, liaisons avec les villes, bruit ...).

2 | Les carburants aéronautiques

Le *jet fuel* doit répondre à des exigences multiples portant sur le point de congélation, le pouvoir calorifique, et l'inflammabilité, qui le distinguent des autres carburants et lui donnent une place à part dans l'industrie pétrolière, dont il constitue une production de qualité, mais mineure en quantité.

- Le *jet fuel* commercial représente environ 80 % du kérosène, obtenu par distillation fractionnée du brut. Le complément est utilisé par l'aviation militaire (10 %), l'industrie et le secteur domestique (pétrole lampant).
- La fraction kérosène obtenue à partir du pétrole, ne peut guère dépasser 10 % dans la simple distillation atmosphérique du brut, entre les tranches de températures de distillation correspondant aux essences et au gasoil. Une demande forte de gasoil peut conduire à réduire la tranche kérosène. L'élargissement (à 15 % et au-delà) de la tranche kérosène est possible par hydrocraquage des fractions lourdes (avec cependant l'émission de CO₂).

- Essence et kérosène de synthèse peuvent être obtenus actuellement à coût modéré (voisin de 100 \$/bl), par le procédé Fischer-Tropsch, préférentiellement à partir du gaz naturel, (*Gas to Liquid* – GtL), avec une émission de CO₂ plus faible que pour le *Coal to Liquid* (CtL), et sans désulfuration afin de conserver des propriétés lubrifiantes de certains composés du soufre. *Le rapport R/P entre les réserves estimées R de gaz et la consommation annuelle P est actuellement en croissance : R/P > 60 ans.* Le prix du GtL dépend du prix du gaz (plus ou moins lié à celui du pétrole) et de la sécurité d'approvisionnement par gazoducs, liée à la géopolitique Moyen-Orient, Caspienne, Russie.
- Le kérosène de synthèse CtL pourrait être produit massivement (comme en Afrique du Sud par Sasol), économiquement et durablement, par les pays producteurs de charbon (R/P >> 100 ans), sous réserve de tolérer une émission de CO₂ (à la fabrication) du même ordre que celle résultant de l'utilisation du produit, ou mieux, inférieure. La capture du CO₂ entraînerait actuellement des surcoûts empêchant les CtL de rester concurrentiels. (Elle se généralisera peut être pour les futures centrales électriques « propres » et la production CtL pourrait alors bénéficier de cette technologie). La production *Coal Bio to Liquid* (CBtL), par voie thermo- ou biochimique, dont l'avantage est une compensation partielle des émissions de CO₂, mais dont l'inconvénient principal est lié à la dispersion géographique des matières premières *constitue aussi une voie possible.*
- Les biocarburants dits de 2^e et 3^e génération sont étudiés activement par le secteur aéronautique (surtout aux États-Unis et plus récemment en Europe) et *ils ont été expérimentés en vol avec succès.* On fonde beaucoup d'espoir sur l'hydrotraitement des huiles produites par les micro-algues qu'on pourrait produire en photo-réacteurs, ou en bassins, avec des rendements dépassant 20 t/ha (à comparer à 1 t/ha pour les agro-carburants routiers de 1^{re} génération). Une industrialisation orientée exclusivement vers la production de biokérosène semble possible à des coûts de l'ordre de 200 \$/bl.
- Le jet fuel est à l'origine de moins de 10 % du carbone émis par le secteur des transports, il n'est pas d'un intérêt majeur pour l'industrie pétrolière. À long terme, tous les combustibles fossiles se raréfieront, leurs émissions de GES pourraient devenir critiques (et taxées), et il faudra s'orienter vers des biocarburants à émissions carbonées partiellement compensées. Le secteur aéronautique pourrait jouer un rôle pionnier, car ses besoins sont à la fois modestes et spécifiques : il n'exige qu'une mobilisation mineure de ressources primaires (sols et eau), comparativement au transport routier, et il nécessite un carburant dont les caractéristiques ne sont pas adaptées à d'autres utilisations

(c'est notamment le cas du point de congélation qui doit être très bas et inférieur à -47 °C pour l'aéronautique).

- Un biocarburant adapté au transport aérien (TA) sera préférentiellement *drop-in*¹⁶, en n'imposant que des modifications mineures aux appareils et à leur ravitaillement, et en ne détériorant pas les performances. Ces nouveaux carburants pourraient être produits indépendamment des groupes pétroliers, gaziers et charbonniers actuels.

La prévision de disponibilité du kérosène devra tenir compte à la fois de l'évolution des réserves et des prix du brut, de la répartition sectorielle future dans l'utilisation des produits pétroliers et du prix de l'ensemble des produits carbonés fossiles et renouvelables.

3 | Perspectives pétrolières et disponibilité du kérosène

Pour l'avenir du pétrole on peut prévoir plutôt qu'un pic de production (*peak oil*), un long plateau suivi d'une décroissance, ceci en tenant compte de prévisions pour la plupart des gisements qui s'étalent jusque vers 2030. Cela n'implique pas une réduction immédiate du rapport R/P, estimé à 40 ans depuis des décennies. On peut ainsi prévoir une augmentation faible de la production de l'ensemble des liquides pétroliers (moins de 1 %/an) dans les deux prochaines décennies, puis une stagnation (au niveau de $85\text{ Mbl/j} = 42\text{ Gtep/an}$) à partir de 2020 (World Energy Outlook de l'Agence Internationale de l'Énergie et panoramas de l'Institut français du pétrole et des énergies nouvelles), suivie d'une décroissance de la production s'accroissant progressivement après 2040. Même si, en 2050, suivant une hypothèse pessimiste, le niveau de production n'était plus que moitié du niveau actuel (soit $40\text{ Mbl/j} = 2\text{ Gtep/an}$), d'après ASPO-Campbell, la demande en jet fuel, évaluée entre 0,4 et 0,5 Gtep/an, ne représenterait que 20 % à 25 % de la production totale, excédant toutefois le domaine des coupes kérosène résultant des tranches de températures actuellement utilisées dans la distillation du pétrole brut pour l'obtention du kérosène.

Sauf crises majeures, ou exigences prédominantes des autres secteurs de consommation, l'approvisionnement du transport aérien ne devrait donc pas être mis en défaut pour les trois décennies à venir. Il n'en ira pas de même pour l'utilisation des avions construits après 2030 (et donc mis en projet dans les 10

¹⁶ *Drop-in* : produit pouvant être ajouté au kérosène sans modifications importantes des moteurs (en particulier, pompes et vannes), et sans modification des performances ; leurs disponibilités au niveau mondial, en conformité à une réglementation précise, est une nécessité.

à 20 ans à venir). Leur ravitaillement devra être assuré jusque vers 2080, date à laquelle la disponibilité du jet fuel de pétrole sera plus problématique : suivant l'ASPO (Association pour l'étude des pics de production de pétrole), la production de pétrole vers 2100 serait de 20 % du niveau actuel. La fourchette des estimations de réserves (à partir de 2010) est relativement large, elle va de 1 000 Gtep (moitié consommée de la réserve courante), à 3 000 Gtep (modérément optimiste), et même 6 000 Gtep en comptant les forages difficiles, les pétroles non conventionnels d'accès incertain (comme ceux de l'Arctique), les extra-lourds (ex. : Venezuela), les gaz de schiste (ex. : États-Unis) et les produits bitumineux (ex. : Canada), en cours de constantes réévaluations.

On voit donc l'intérêt pour le secteur du transport aérien de suivre de près l'évolution des découvertes et des perspectives d'exploitation, en distinguant les réserves techniques (peu divulguées) et les réserves politiques fluctuantes annoncées par les gouvernements et les groupes pétroliers, au gré de leurs intérêts. Il faut aussi prendre en compte l'impact en termes d'émission de gaz à effet de serre dans l'extraction et le traitement des pétroles non conventionnels. Même pour la première partie du XXI^e siècle, les incertitudes sur la géopolitique énergétique sont importantes. Il y aura encore assez de pétrole et de gaz, mais on peut prévoir un prix du baril élevé, autour de 200 \$.

On n'ira sans doute guère au-delà, car la production de carburants alternatifs pourrait devenir moins onéreuse.

3.1. Scénarios

L'évolution des besoins mondiaux devient très imprécise après 2030. On considère que les pays émergents auront partiellement mené à bien leurs efforts d'équipement et que la hausse de consommation sera plus modérée et compensée partiellement par une baisse dans les pays industrialisés de l'OCDE. Notons que les baisses annoncées de consommation par unité de PIB ne seront pas significatives en cas d'augmentation importante de ces PIB (comme par exemple en Chine).

Le World Energy Outlook (WEO) de l'AIE présente trois scénarios assez différents et insiste sur la solution moyenne « nouvelle politique » qui maintiendrait jusque vers 2035 (ou augmenterait au plus de 10 %) les niveaux de consommation actuels, grâce à une amélioration continue des efficacités énergétiques et au progrès des énergies renouvelables (hydraulique, biomasse), ainsi que du nucléaire. Ces hypothèses sont conditionnées par l'effet des incitations gouvernementales. L'application des mesures permettant de lutter contre un réchauffement climatique limité à 2 °C est très incertaine : il faudrait maintenir la fraction volumique de CO₂ dans l'atmosphère à une

valeur inférieure à 450 ppm, (alors qu'elle est déjà à 390 ppm), c'est-à-dire diviser par deux les émissions mondiales de GES d'ici 2050. Cet objectif est jugé peu réaliste, surtout depuis le sommet de Copenhague.

Compte tenu du faible niveau des découvertes actuelles, on prévoit au-delà de 2030 une diminution des extractions de pétrole, compensée partiellement par une progression des carburants alternatifs, obtenus par synthèse GtL, et CtL (Chine...) sauf mise en place (peu probable) de contraintes environnementales impératives liées aux productions de ces derniers. Les techniques biotechnologiques de première et deuxième générations pourraient être limitées par les manques d'eau et de surfaces mobilisables, les techniques plus évoluées (micro-algues...) sont encore au niveau R&D, mais elles constituent un espoir majeur pour les carburants à carbone compensé.

En conclusion, les données actuelles ne permettent pas une vision quantitative claire pour le transport aérien au-delà de 2050, en raison des incertitudes liées à la déplétion du pétrole et des limitations qui pourraient être imposées à ses substituts à carbone non compensé.

3.2. Évolution des utilisations du pétrole

Les avantages du gaz naturel et la hausse du prix du pétrole induisent une diminution en pourcentage de l'emploi du pétrole dans l'industrie (autre que pétrochimique) et dans le chauffage de l'habitat. On note aussi un effort général d'amélioration des efficacités énergétiques.

Les automobiles consommeront probablement en moyenne 3 à 4 l/100 km, mais le trafic routier croîtra dans les grands pays émergents (Chine et Inde). La part relative du secteur des transports deviendra largement dominante dans la consommation pétrolière, elle dépassera sans doute 60 %. Ce phénomène stimulera l'intérêt pour les carburants alternatifs, et pour l'électrification ou l'hybridation dans les transports terrestres.

Avec une image élitiste du transport aérien répandue dans l'opinion, les besoins dominants des transports routiers pourraient avoir des conséquences négatives sur la disponibilité et le prix du kérosène. Quelle sera l'attitude des gouvernements face à la pression des transports routiers et ferroviaires ?

Malgré les appoints progressifs bios (alcools) qui s'incorporeront de plus en plus à l'essence, la demande en gasoil fossile restera importante. Des mutations du raffinage seront nécessaires pour la satisfaire, d'autant plus que l'extraction de brut évoluera vers des produits non conventionnels de plus en plus lourds.

Cette modernisation de la production et du raffinage exigera des investissements importants qui ne seront pas facilités par la crise économique et par les craintes d'instabilité géopolitique. Les raffineries (souvent vieillissantes et inadaptées) connaissent actuellement des surcapacités qui risquent de se prolonger durablement (Institut français du pétrole et des énergies nouvelles IFPEN). Des tensions apparaîtront si les offres de produits raffinés ne correspondent pas à la diversification des demandes (par exemple, exigences accrues de désulfuration et de craquages).

3.3. Évolution des prix des carburants

La prévision de prix des produits pétroliers dépendra dans les prochaines décennies :

- de la variation de l'élasticité-prix (le rapport entre la variation relative de la demande d'un bien et la variation relative du prix), actuellement faible, de l'ordre de $-0,1$. Jusqu'à présent, la hausse du prix influe peu sur la demande (surtout pour le transport routier) car on n'a pas atteint un seuil critique de diminution du pouvoir d'achat, qui pèse en revanche davantage sur l'accès au voyage aérien ;
- de l'évolution d'une consommation d'énergies de toute nature ne suivant pas celle des PIB, et éventuellement restreinte par la pression écologiste et le principe de précaution appliqué au climat (gaz à effet de serre, taxes carbone). En fait, il s'agirait d'une rupture dans les modes de vie ;
- des quantités de pétrole et de gaz extractibles (réévaluations des réserves additionnelles et contingentes) et des surcoûts d'exploitation (augmentations de récupération possibles passant dans certains cas de 30 % à 60 %, gisements peu accessibles, difficiles et non conventionnels) ;
- de l'avancement plus ou moins rapide et fructueux dans la production quantitative et qualitative de carburants alternatifs. Il faut distinguer les synthèses Fischer-Tropsch moyennement onéreuses et bien connues, et les productions biotechnologiques dont la diversité est grande, en nature, en degré d'industrialisation, en contraintes écologiques, et en prix de revient. Par exemple les micro-algues seraient de loin les plus productives à l'hectare, mais les investissements pour les produire et les traiter sont élevés, conduisant au départ à des coûts de début d'exploitation estimés aujourd'hui à environ 300 \$/bl, décourageant l'investissement. D'où une grande prudence des développeurs potentiels, laissant prévoir vers 2030 un taux de carburants d'origine biologique couvrant à peine 6 % de la consommation des transports.

D'importants efforts en R&D sont encore nécessaires, leur financement affectera inévitablement le prix de l'ensemble des carburants ;

- de l'extrême sensibilité aux crises économiques et financières, la spéculation conduisant brutalement à des fluctuations de prix allant du simple au triple. Cette volatilité (masquée en partie par les taxes) est jusqu'ici sans grand effet sur l'évolution du transport routier, mais son incidence sur la dépense des ménages risque d'influencer la régularité de développement du transport aérien ;
- de l'inertie dans les mises en œuvre des investissements nouveaux. Entre une découverte de gisement et sa mise en exploitation, s'écoule à peu près une décennie. Des délais du même ordre existent pour une mutation du raffinage ou de la synthèse, et pour la mise sur le marché d'un produit nouveau performant et durable, tel qu'un mix bio.

3.4. Synthèse des prévisions énergétiques

Dans les pays les plus industrialisés, de fortes incitations gouvernementales ont déjà conduit à diminuer le rythme d'augmentation de consommation. On prévoit un plafonnement vers 2030 (à environ 80-85 Mbl/j, ou 30 Gbl/an) lorsque les grands pays émergents ralentiront leur croissance.

Les carburants de synthèse joueront à moyen terme un rôle d'appoint de plus en plus marqué (et stratégique), en particulier ceux qui sont fondés sur le gaz naturel. *Le Ctl se développera très rapidement dès 2030 ou même avant.* Le charbon continuera d'être utilisé majoritairement pour une production d'électricité en forte croissance (avec probablement confinement partiel du CO₂ émis par le procédé), jusqu'à une stagnation puis régression lente vers la fin du siècle.

La fourniture du jet fuel de pétrole devrait être assurée et sera très près de suffire jusque vers 2030, mais avec un prix du brut qui pourrait dépasser 200 \$/bl. Il faudra cependant envisager l'approvisionnement des avions qui auront encore à voler 40 à 50 ans plus tard. Les transports routiers pourraient alors être devenus moins consommateurs de produits dérivés du pétrole, ce qui permettrait de consacrer une part plus importante de ces produits au transport aérien.

Conclusions et recommandations

On peut donc dès maintenant faire des recommandations qui, si elles étaient suivies d'effets, pourraient permettre une meilleure maîtrise de la raréfaction de

l'énergie actuelle, et une transition à plus long terme vers des énergies alternatives non encore disponibles. On peut d'abord dire que le pétrole pourrait satisfaire jusqu'en 2040 les besoins du transport aérien, sous réserve d'un élargissement possible de la tranche de raffinage du pétrole au profit du jet fuel, mais la sécurisation des approvisionnements doit être étudiée et suivie de près. À la différence des véhicules routiers à clientèle privée (VP) et à renouvellement fréquent, les avions bénéficient d'une organisation forte du transport aérien, imposant des spécifications strictes d'un carburant unique et mondial. Cette entente internationale pourrait aussi permettre au transport aérien de se procurer une indépendance énergétique durable. En s'appuyant sur des analyses globales et de cycle de vie, les actions à engager dans ce contexte pourraient être les suivantes :

- Sans négliger des solutions de propulsion encore utopiques mais que la R&D ne saurait ignorer, (hydrogène, électrification...), le secteur aéronautique, caractérisé par de grandes durées de conception et d'utilisation, devrait anticiper à l'échelle de 30 à 50 ans un remplacement partiel mais durablement sécurisé du kérosène fossile.
- La diminution progressive de l'usage du pétrole ne résultera pas seulement de sa déplétion, mais aussi de la lutte contre les émissions carbonées. L'amélioration de l'efficacité énergétique est dans ce contexte un enjeu majeur pour le transport aérien. Cette amélioration passe par des progrès dans les domaines mis en jeu (allègement des structures, amélioration du rendement aérodynamique, réduction de la consommation spécifique des moteurs, augmentation des performances énergétiques de tous les composants, gestion de l'énergie à bord...).
- Pour se préparer à la disponibilité réduite des carburants d'origine pétrolière, et à la mise en place de taxes sur le carbone, le transport aérien pourrait favoriser le développement, de procédés innovants assurant progressivement son approvisionnement énergétique sous forme de carburants bio-sourcés à carbone partiellement compensé. Il pourrait, dans ce domaine très ouvert, orienter une R&D et une industrialisation adaptées à ses besoins spécifiques.
- Dans cette perspective, les recherches à court et moyen terme devraient porter sur les méthodes de production de kérosènes par hydrotraitement d'huiles végétales, l'amélioration des synthèses et le développement de nouvelles voies. Elles devraient aussi inclure l'évaluation de nouveaux carburants et l'exploration de nouvelles voies de production d'huiles à partir de micro-algues.

Bibliographie générale

Synthèse

Académie des sciences-DNBR (2005). *Perspectives énergétiques*. Tome VIII extrait :

<http://www.academie-sciences.fr/activite/rapport/rapport010305.pdf>

Académie des sciences-DNBR (2007). *Énergie 2007-2050. Les choix et les pièges*. Tome X extrait : <http://www.academie-sciences.fr/activite/rapport/rapport0707.pdf>.

Alliance Nationale de Coordination de la Recherche pour l'Énergie (2010). Rapport d'étape.

André JC. (2001) Réflexions sur le calendrier du débat Energies et Climat. *Comptes Rendus Sciences de la terre et des Planètes*. **333**, 835-839.

Bataille C. et Birraux C. (2009). L'évaluation de la stratégie nationale de recherche en matière d'énergie. Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques. www.senat.fr

Centre d'analyse stratégique (2012). La transition énergétique allemande est-elle soutenable ? www.strategie.gouv.fr

Commissariat à l'énergie atomique (2011). Mémento sur l'énergie. Energy handbook. www.cea.fr

Communication à l'Académie des technologies (2008). Prospective sur l'énergie au XXI^e siècle.

Loi n° 2006-739 du 28 juin 2006 de programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs.

Love L.B. (2009) The potential of energy efficiency. *The Bridge*. **39**(2), 1-14. (National Academy of Engineering).

MacKay D. (2010). Sustainable energy-without the hot air. *Engineering and Science* (California Institute of Technology). **73**(3), 10-17.

Percebois J. et Mandil C. (2012). Rapport « Énergies 2050 ». Ministère de l'Économie, des finances et de l'industrie.

Proceedings of the IEEE (2001). Renewable energy today and tomorrow. **89**(8), 1214-1226.

US Department of Energy (2008). New science for a secure and sustainable energy future. A report from the basic energy sciences advisory committee.

Chapitre 1

Flocard H. et Pervès J.P. (2012). Intermittence et foisonnement de l'électricité éolienne en Europe de l'Ouest. Quelles compensations espérer entre pays ? Qu'attendre du stockage d'électricité intermittente sous forme d'hydrogène. www.sauvonsleclimat.org

International energy agency (2012) Key world energy statistics. www.iea.org

King R.S. (2011). The post Fukushima world. *IEEE Spectrum*. **48**(11), 38-43.

Lewis N.S. (2007). Powering the planet. Engineering and Science (California Institute of Technology). **70**(2), 13-23.

MacKay D.J.C. (2009). Sustainable energy-without the hot air. UIT Cambridge.

Rapport de l'Académie des sciences (mars 2012). L'accident majeur de Fukushima – Considérations sismiques, nucléaires et médicales. EDP Sciences, Paris.

Ruelle G. (2005). 10 Questions sur l'avenir du charbon. Académie des technologies.

Strickland E. (2011). 24 hours at Fukushima. *IEEE Spectrum*. **48**(11), 29-36.

Chapitre 2

§ 1

Bobin. J.L., Huffer E., Nifenecker H. (juin 2010). L'énergie de demain ; techniques, environnement, économie. Groupe Énergie de la Société française de physique. *Presses Universitaires de Grenoble*.

Ender C. Wind energy use in Germany – Status 31.12.2009. *Dewin Magazin*. N° 36, 28-42, février 2010.

Ruelle G. (2009). 10 questions sur l'éolien une énergie du XXI^e siècle. Académie des technologies.

The wind power/Wind turbines and wind farms data base. www.thewindpower.net

Van Kuik G., Ummels B., Hendriks R. (2008). Perspectives on wind energy. In "Sustainable Energy Technology – Options and Prospects". 330 pages. Chapitre 4. Pages 75-97. Springer.

§ 2

Académie des technologies (2008). Les perspectives de l'énergie solaire en France.

Benner JP. and Kazmerski L. (1999). Photovoltaics gaining greater visibility. *IEEE Spectrum*. **36**(9), 34-42.

Fahrenbuch A. and Bube R.H. (2008). Fundamentals of solar cells. Academic Press, Orlando, FL, USA.

Fthenakis V. (2009). Sustainability of photovoltaics : the case for thin films solar cells. *Renewable and sustainable energy reviews*. **13**, 2746-2750.

Grätzel M. (2005). Solar Energy Conversion by Dye-Sensitized Photovoltaic Cells. *Inorg. Chem.* **44** (20), 6841-6851.

Lincot D. (2009). Chimie et conversion photovoltaïque de l'énergie solaire. Séminaire 19 mai 2009, Collège de France.

Loferski J.J. (1956). Theoretical Considerations Governing the Choice of the Optimum Semiconductor for Photovoltaic Solar Energy Conversion. *Journal of Applied Physics*. **27**(7), 777-784.

Shah A., Torres P., Tscharnner R., Wyrsh N. and Keppner H. (1999). Photovoltaic Technology: The Case for Thin-Film Solar Cells. *Science*, **285** N° 5428, 692-698.

§ 3

EASAC (European Academies – Science Advisory Council) - Concentrating solar power: its potential contribution to a sustainable energy future. Policy report 16. 58 pages. (accessible par www.easac.eu). Novembre 2011.

Garcia P., Ferriere A., Flamant G., Costerg P., Soler R., Gagnepain B. (2008). Solar field efficiency and electricity generation estimations for a hybrid

solar gas turbine project in France. ASME. *Journal of Solar Energy Engineering*. **130**(1), 014502.

Muller-Steinhagen H., Solar thermal power plants: on the way to successful market introduction, Colloque, Chypre, 28-30 septembre 2007.

Nombreux sites à consulter, avec des textes de synthèse, un peu anciens [ex : Rivoire B. – Le solaire thermodynamique. Une synthèse. Groupe Thémis/Odeillo] et des informations très récentes [autour du projet « Torresol », espagnol, par exemple].

§ 4

Agrawal R., Singh N.R. (2010). Solar energy to biofuels. *Annu. Rev. Chem. Biomol. Eng.* **1**, 343-364.

Berndes G., Hoogwijk M., van den Broek R. (2003). The contribution of biomass in the future global energy supply: a review of 17 studies. *Biomass Bioenergy*. **25**, 1-28.

Bonnet JF., Combarous M. (2001). Conversion du rayonnement solaire dans la production de biomasse végétale et animale. Une vision schématique des flux d'énergie. *Entropie*. **233**, 3-11.

Prieur A., Bonnet J.F., Combarous M. (2004). Les surfaces boisées à l'échelle de la planète : usages conjoints pour la séquestration du carbone et la production d'énergie. *C.R. Geoscience*. **336**, 1323-1335.

§ 5

Ballerini D., Alazard-Toux N. (2006). Les Biocarburants – État des lieux, perspectives et enjeux du développement. Éditions Technip, Paris.

Ballerini D. (2011). Les Biocarburants : répondre aux défis énergétiques et environnementaux des transports. Édition Technip, Paris.

Casanave D., Duplan JL. and Freund E. (2007). Diesel fuels from biomass. *Pure and Applied Chemistry*. **79**, 2071-2081.

Monot F., Duplan JL., Alazard-Toux N., His S. (2007). Nouvelles Technologies de l'Énergie, vol 3, chapitre « les biocarburants ». Éditions Hermes/Lavoisier, Paris.

Montagne X. (2011). Algae vs Energy: an analysis of their potential and limits by Algogroup. Alg'n Chem, Montpellier.

Pienko P.T., Jarvis E. and Darzins A. (2010). Green gold. Algae could make the perfect renewable fuel. *IEEE Spectrum*. **47**(11), 30-35.

Chapitre 3

§ 1

Howarth R.W. *et al.* (2011). Natural gas: Should fracking stop. *Nature*, **477**, 271-275.

§ 2

Singh S.C., Minshull T.A. and Spence G.D. (1993). Velocity structure of a gas hydrate reflector. *Science*. **260**, 204-206.

Chapitre 4

§ 1

Commission nationale d'évaluation (2011). Recherches et études relatives à la gestion des matières et des déchets radioactifs. Rapport n°5.

Dautray R., Friedel J. et Bréchet Y. (2011). Réflexions sur l'avenir de l'énergie nucléaire, de la France d'aujourd'hui au monde de demain : II^e à IV générations. *Comptes Rendus Physique*. **13**, 480-518.

Guillaumont R. et Bacher P. (2004). 10 questions sur les déchets nucléaires. Académie des technologies.

Penner S.S., Seiser R. and Schultz K.R. (2008). Steps toward passively safe, proliferation-resistant nuclear power. *Progress in Energy and Combustion Science*. **34**, 275-287.

§ 2

Bigot B. (2006). Vers les réacteurs à neutrons rapides de quatrième génération. CEA.

Dautray R. (2011). The long term future for civilian nuclear power generation in France: the case for breeder reactors. *Comptes Rendus Mécanique*. **339**, 369-387.

§ 3

Académie des sciences (2007). *La fusion nucléaire : de la recherche fondamentale à la production d'énergie ?* Rapport sur la science et la technologie, n° 26, EDP Sciences, Paris.

Chapitre 5

§ 1

EASAC (2009). Transforming Europe's electricity supply-An infrastructure strategy for a reliable, renewable and secure power system. EASAC Policy Report 11. www.easac.eu

IEEE Signal Processing (2012). The future smart grid. Signal processing challenges. **29**(5), 12-127.

Proceedings of the IEEE (2011). Network systems engineering: meeting the energy & environmental dream. **99**(1), 7-232.

Proceedings of the IEEE (2011). Smart grid: the electric energy system of the future. **99**(6), 917-1144.

§ 2

Abbott D. (2010). Keeping the energy debate clean: how do we supply the world's energy needs ? *Proceedings of the IEEE*. **98** (1), 42-66.

Amaroli N. and Balzani V. (2011). The hydrogen issue. *Chem. Sus. Chem.* **4**, 21-36.

Proceedings of the IEEE (2006). The hydrogen economy. Technology, policy, challenges. **94**(10), 1781-1895.

§ 3

Dhers J. (2007). 10 questions sur le stockage de l'énergie électrique. Académie des technologies.

Office of science, Department of Energy (2007). Basic research needs for electrical energy storage.

Proceedings of the IEEE (2012). The intermittency challenge : massive energy storage in a sustainable future. **100**(2), 311-549.

Ruelle G. (juillet 2011). Intervention à la Conférence générale de la Société française de physique, Bordeaux.

Simon P. et Tarascon JM. (2011). Stockage électrochimique de l'énergie. L'apport des nanomatériaux. *L'actualité chimique*. **327-328**, 87-97.

§ 4

American Ceramic Society staff (2006). Progress in solid oxide fuel cells. Hoogars G. (ed.) (2003). Fuel cell technology handbook. CRC Press.

Huang K. and Goodenough JB. (2009). Solid oxide fuel cell technology: principles, performance and operation. Woodhead Publ. Lim. Lévi P. (1975). Le système périodique. Éditions Albin Michel.

Olah G.A., Surya Prakash G.K. and Goeppert A. (2011). Anthropogenic Chemical Carbon Cycle for a Sustainable Future. *J. Am. Chem. Soc.* **133**, 12881-12898.

Quadrelli E.A., Centi G., Duplan JL. and Perathoner S. (2001). Carbon Dioxide Recycling: Emerging Large-Scale Technologies with Industrial Potential. *Chem. Sus. Chem.* **4**, 1194-1215.

Somnath C. Roy, Oomman K. Varghese, Maggie Paulose and Craig A. Grimes (2010). Toward Solar Fuels: Photocatalytic Conversion of Carbon Dioxide to Hydrocarbons. *American Chemical Society*. **4**(3), 1259-1278.

Stalton D. (ed.) (2010). Hydrogen and fuel cells, fundamentals, technologies and applications. John Wiley VCH.

Stevens P., Novel Cattin F., Hammou A., Lamy C. and Cassir M. (2000). Piles à combustibles. *Techniques de l'ingénieur*. **D5**, 3340.

Chapitre 6

Académie des technologies (2009). *Efficacité énergétique dans les bâtiments et l'habitat*.

Henry C. (1989). Microeconomics for Public Policy: Helping the Invisible Hand. Oxford, University Press.

Le Journal de l'École de Paris. N° 90, juillet-août 2011, pp. 8-14.

Chapitre 7

Office of Science, Department of Energy (2007). Basic research needs for clean and efficient combustion of 21st Century transportation fuels. www.sc.doe.gov/bes/reports/

Annexe A

Communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au Comité des régions du 10 novembre 2010 intitulée

« Énergie 2020 Stratégie pour une énergie compétitive, durable et sûre »
[COM(2010) 639 final – Non publié au Journal officiel]

ANNEXE A

La recherche et développement sur l'énergie au niveau international

Il ne s'agit pas dans ce chapitre de dresser un tableau complet de la recherche mondiale dans le domaine de l'énergie, mais de présenter une démarche ciblée sur certains pays choisis pour la place très importante qu'ils occupent dans le monde actuel. Ils ont chacun des spécificités, généralement liées à leur développement économique, à l'existence de ressources disponibles sur leur territoire, aux choix énergétiques et aux filières industrielles existantes localement.

Le projecteur est ainsi mis successivement sur les États-Unis, l'Europe, le Japon, la Chine, l'Inde et le Brésil. Tous sont des acteurs de premier plan dans la recherche sur l'énergie. Ils sont dans des situations bien différentes, ce qui les conduit à des plans d'action distincts, bien que les objectifs soient proches.

La réalisation d'un tel panorama, même limité à quelques pays, se heurte à la difficulté de recueillir des informations crédibles, comparables et récentes. Les données ne sont pas facilement accessibles, à l'exception des États-Unis qui rendent publiques ces informations. Cela se traduit, dans cette annexe, par un paragraphe plus développé les concernant. Par ailleurs, les informations sont souvent parcellaires car la problématique de l'énergie est large alliant les sources de production, les vecteurs énergétiques, les moyens de stockage et de distribution, les usages, l'efficacité énergétique...

Les diverses composantes de l'énergie relèvent d'organisations particulières pour chaque pays : mise en place de ministères, d'agences, multiplication des programmes s'attachant à définir les objectifs, les stratégies et/ou les financements. Ils mobilisent une multitude d'acteurs des secteurs de la recherche et de l'industrie, en fonction du degré de maturité de la solution technologique ou scientifique étudiée.

Un autre élément qui incite à la prudence dans cet état des lieux est que les politiques énergétiques sont directement influencées par les événements géopolitiques, économiques, environnementaux qui surviennent continuellement

sur la planète, dont l'année 2011 a été particulièrement riche. Ils engendrent débats et négociations qui ont des répercussions sur les orientations de R&D.

Ces constats conduisent donc à limiter cette annexe aux priorités de R&D et aux atouts particuliers présents des pays considérés.

On peut d'abord noter que le problème de l'accès à l'énergie est devenu un sujet de grande importance, notamment pour les pays en voie de développement. Cette évolution est liée au fait que le manque d'énergie peut avoir un effet très négatif sur la croissance économique. De plus, le printemps arabe, l'accident de Fukushima, la hausse de la demande et des prix, les gaz de schiste, mettent le marché de l'énergie en forte tension. Presque partout, on ressent des difficultés liées à l'accès à l'énergie et les actions et stratégies mises en œuvre pour y répondre sont variées.

Les disparités énergétiques entre pays sont désormais plus grandes, alors que jusqu'en 2005 elles étaient à peu près constantes, comme l'illustre par exemple la moyenne de consommation par habitant (voir figure 1). On note aussi que lorsque les pays émergents accroissent leur dépense énergétique, le taux d'émissions de CO₂ par habitant grimpe rapidement, tout en restant très inférieur à celui du monde développé (figure 2).

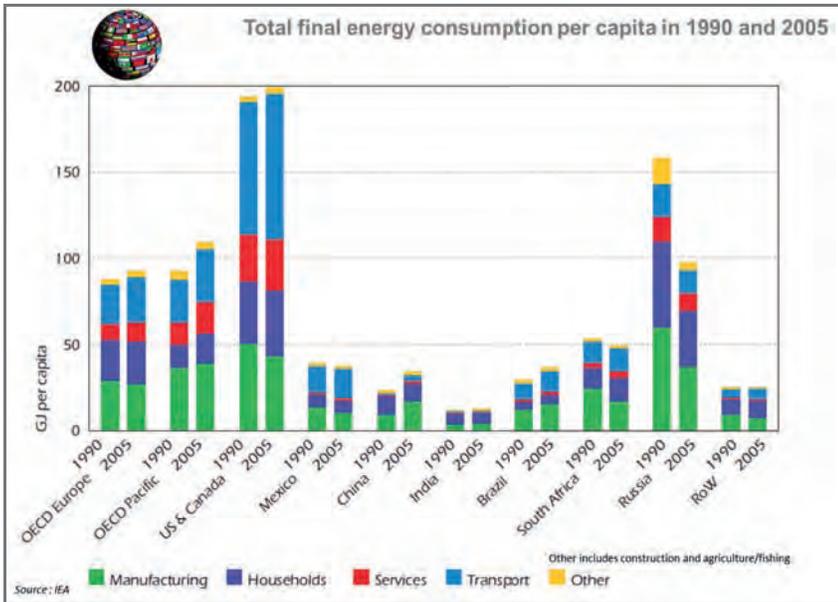


Figure 1

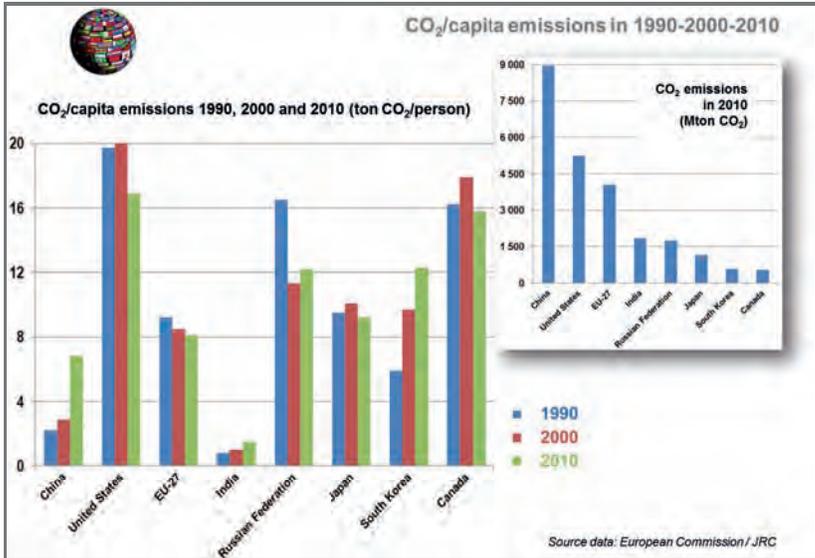


Figure 2

Pour les pays développés, les grandes questions du moment sont principalement axées sur l'indépendance énergétique, le coût de l'énergie, l'acceptabilité par le public (« not in my backyard »), le lien avec le changement climatique et la transition vers des sources d'énergie (moins polluantes, et la réduction des émissions de CO₂, ...). Par ailleurs, pour les pays développés, les réseaux de distribution de l'énergie sont largement installés mais nécessitent des adaptations comme en Allemagne, où l'électricité future fournie par les éoliennes devra être transportée du nord vers le sud du pays.

Pour les pays émergents, qui aspirent à une croissance économique forte, les enjeux et les déploiements à faire sont différents : la disponibilité et l'accès à l'énergie sont souvent limités et fortement pénalisant ce qui conduit à chercher des réponses au problème dans toutes les directions possibles.

En plus des aspects socio-économiques, il y a aussi des situations géologiques ou de site, qui jouent leur rôle. La France, par exemple, a peu de ressources naturelles d'énergie (charbon, pétrole ou gaz), ce qui entraîne facilement une dépendance énergétique. En Allemagne ou en Chine, où le charbon est abondant, les décisions sur les sources d'énergie utilisées sont différentes. Pour les pays fortement ensoleillés comme l'Inde ou les pays du Maghreb, un fort déploiement de l'énergie solaire dans le futur semble être une de voies les plus prometteuses.

Malgré des politiques volontaristes de diversification de sources d'énergie, les tensions restent élevées, car les besoins mondiaux augmentent et qu'aucun scénario réaliste ne prévoit un changement de cette tendance.

Pour faire baisser la tension sur le marché de l'énergie, de forts investissements dans la R&D sont nécessaires. De nouvelles sources d'énergies, pérennes, moins polluantes et moins émettrices de CO₂ sont explorées. Les évolutions récentes de l'industrie européenne dans le domaine du photovoltaïque, avec plusieurs entreprises en faillite à cause du faible prix comparatif des produits venant de Chine, montrent que le coût de fabrication est un des facteurs clé actuels. En conséquence une R&D qui peut conduire à des fabrications performantes et meilleur marché est indispensable.

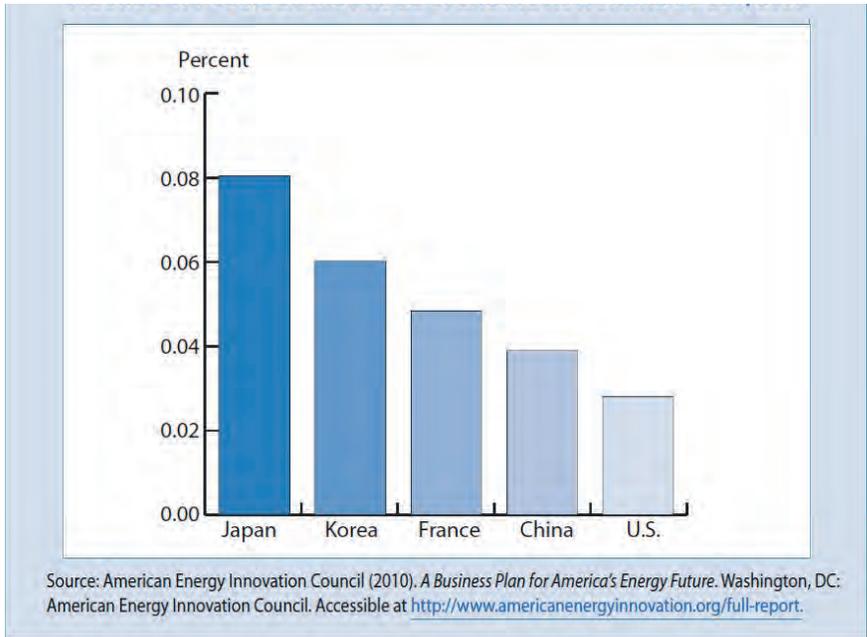
1 | États-Unis d'Amérique

En novembre 2010, le PCAST (President's Council of Advisors for Science and Technology) remet au Président Barack Obama un rapport intitulé « Rapport au Président pour accélérer le rythme du changement dans les technologies de l'énergie par une politique fédérale intégrée de l'énergie ». Ce rapport faisait suite à une demande du Secrétaire à l'Énergie, Steven Chu, un an auparavant sur les moyens à mettre en œuvre pour accélérer la transformation à grande échelle de la production, la distribution et l'utilisation de l'énergie en un système énergétique à bas carbone.

Un rapport de R.M. Margolis et D.M. Kammen portait dès 1999 sur le sous-investissement fédéral dans le secteur de l'énergie et plus particulièrement en R&D, un sous-investissement qui réduisait la capacité globale de réaction face aux nouveaux risques comme le réchauffement global.

Le rapport du PCAST fait d'abord apparaître le décalage entre le pourcentage de PIB consacré au financement public de la R&D pour l'énergie aux États-Unis et dans les autres pays développés ou émergents (Figure 3). Un triplement de l'investissement public dans la R&D pour l'énergie est jugé nécessaire, conduisant à un budget de 16 milliards de dollars pour l'innovation (12 pour la R&D proprement dite et 4 pour des réalisations de pilote à grande échelle).

La lettre adressée au Président avec le rapport décrit les défis auxquels le pays devra faire face : comment transformer le système énergétique, en une ou deux décennies, à l'aide de l'innovation technologique, pour assurer la compétitivité économique, traiter les questions d'environnement et de sécurité.

**Figure 3**

Les dépenses publiques dans le domaine de la recherche développement en pourcentage du PIB.

Quelques exemples montrent que le souci primordial reste d'assurer l'indépendance énergétique compte tenu, en particulier des ressources domestiques comme le charbon, et en limitant les émissions de CO₂, sans qu'il s'agisse toutefois d'un objectif contraignant.

Pour mémoire, et selon les données de l'AEIC (American Energy Innovation Council), l'énergie primaire consommée aux États-Unis s'élevait à 2,5 Gtep en 2010, soit le double de la moyenne européenne par habitant. 37 % de cette énergie était issue du pétrole, 25 % du gaz et 21 % du charbon. Sur ce total d'énergie primaire consommée, la production d'électricité représentait 40 % avec pour origine (données IEA, 2009), le charbon : 44,5 %, le gaz : 23 %, le nucléaire : 20,7 %, les énergies renouvelables : 10,5 % dont hydraulique environ 6 %.

Le DOE (Department of Energy) dispose de 17 laboratoires nationaux pour effectuer des travaux de R&D. Il a également mis en place l'agence ARPA-E (Advanced Research Projects Agency-Energy) qui aide un nombre restreint de

projets dans le domaine de l'énergie avec comme objectif d'atteindre le stade de la commercialisation des technologies développées. Au total, 180 projets ont été sélectionnés dans ce cadre depuis 2009 pour un budget de 521 millions de dollars.

Selon l'IEA (International Energy Agency), le financement fédéral pour les énergies propres s'élevait à 3,7 milliards de dollars en 2010. Les montants de la R&D effectuée par les entreprises privées ne sont pas connus.

Pour 2012, en dehors du financement de la recherche de base, les grands axes de financement concernent majoritairement les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique, puis l'énergie nucléaire et les énergies fossiles, et enfin, dans une moindre mesure, le réseau électrique (figure 4).

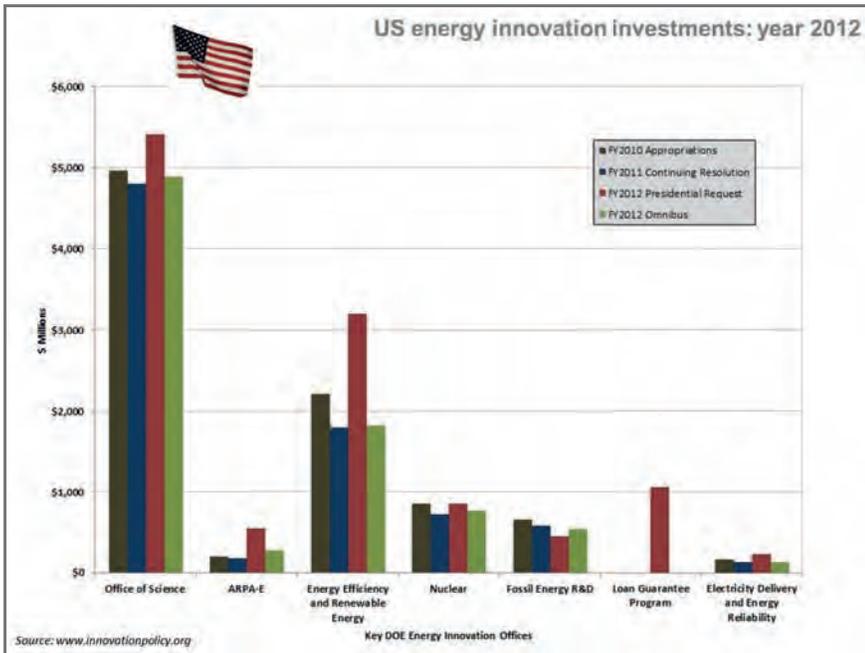


Figure 4

Les investissements dans le domaine de l'innovation en énergie aux États-Unis.

1.1 Énergies renouvelables et efficacité énergétique

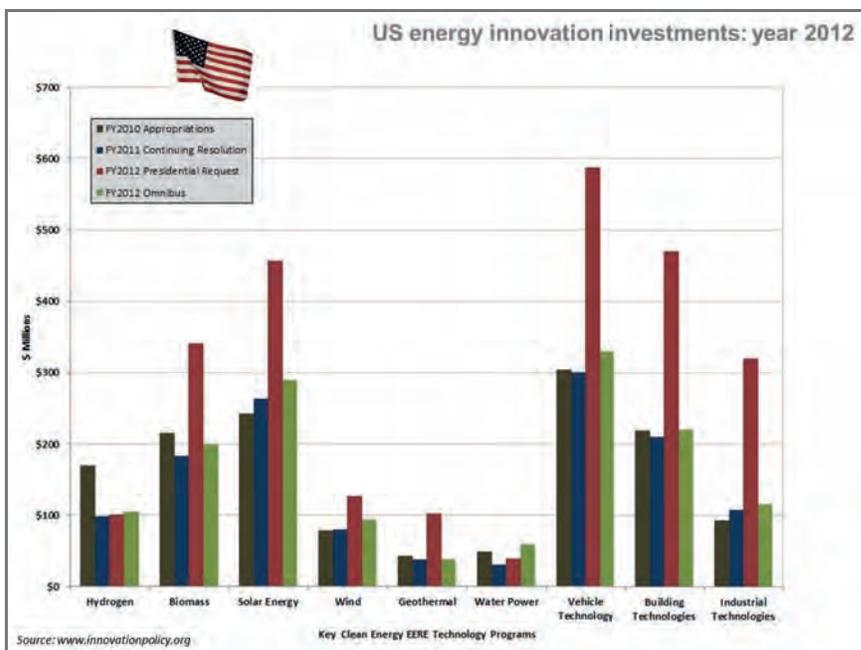


Figure 5

Répartition des investissements dans les divers domaines de l'innovation en énergie aux États-Unis.

Solaire

Dans ce domaine, les recherches sont structurées par la « US DoE Sunshot Initiative » qui a pour objectif la réalisation d'un système de production d'énergie solaire à grande échelle, permettant de réduire de 75 % le coût des systèmes solaires installés d'ici 2020. Pour le photovoltaïque, ces recherches comportent les domaines classiques d'activités comme les matériaux et les systèmes à base de silicium, les matériaux et les systèmes à base de couches minces polycristallines, les matériaux et les systèmes à base de multi-jonction III-V, les systèmes organiques.

Le programme « Demonstrating Gains for Concentrating Solar Power » sur les centrales solaires thermiques se propose de développer des technologies

avec un coût de production de 6 centimes de dollar/kWh d'ici la fin de la décennie en dépassant les limitations actuelles de rendement et de températures.

Biocarburants de troisième génération

La recherche sur les biocarburants de troisième génération reçoit un appui sensible. ExxonMobil forme une alliance avec Synthetic Genomics Inc, fondée par J. Craig Venter et acteur majeur dans la recherche sur le séquençage du génome, pour développer des biocarburants à base d'algues photosynthétiques. Cette alliance a pour objectif la production de pétrole synthétique en grande quantité ce qui implique d'importantes avancées scientifiques et technologiques. ExxonMobil prévoit dans ce domaine un investissement de 600 millions de dollars.

Éolien

Considérant l'éolien *onshore* comme un succès, le DOE concentre ses efforts de R&D sur l'éolien *offshore* afin de diminuer les risques techniques et économiques.

Un rapport publié par la DOE en décembre 2011 traite du problème des terres rares pour les turbines éoliennes (ces terres rares sont notamment utilisées pour les aimants permanents des générateurs des éoliennes). Le DOE a mis en place en 2011 un « hub » qui se concentre entre autres sur ce problème des terres rares (Critical Materials Innovation Hub).

Énergies marines

Le DOE a lancé un programme de R&D sur l'énergie de la houle pour produire de l'électricité à partir des vagues.

Efficacité énergétique

Le DOE souhaite augmenter l'efficacité énergétique des habitations, des transports et de l'industrie, et y consacre des moyens budgétaires comparables à ceux qui sont alloués aux énergies renouvelables.

Réseau électrique

Le DOE a créé une « Smart Grid Federal Task Force » et lance des recherches sur les réseaux intelligents de deuxième génération. Ces recherches sont destinées à augmenter le nombre de fonctionnalités du réseau en prenant en compte un plus grand nombre de paramètres. L'objectif est multiple : économiser jusqu'à 30 % d'énergie électrique, intégrer les véhicules et les sources intermittentes dans le réseau, réguler la distribution. La Californie est en avance sur le reste des États-Unis dans ce domaine.

1.2 Nucléaire

Le DOE affiche son intention de réduire les émissions de CO₂ de 80 % d'ici 2050 et le nucléaire représente déjà 70 % de l'électricité dite propre produite aux États-Unis.

Les objectifs principaux de la R/D dans ce domaine sont :

- développer les technologies et d'autres dispositifs qui puissent améliorer la fiabilité, renforcer la sûreté et augmenter le temps de vie des réacteurs ;
- développer des améliorations pour diminuer le coût des nouveaux réacteurs et ainsi aider l'énergie nucléaire à remplir les objectifs fixés en matière de sûreté et de changement climatique ;
- développer des cycles de combustible durable ;
- comprendre et minimiser les risques de prolifération nucléaire et de terrorisme.

Le DOE a construit plusieurs programmes de R&D sur les réacteurs mais aussi sur le cycle du combustible :

- « Reactor Concepts RD&D » pour les technologies avancées de réacteurs, que ce soit pour les « Small Modular Reactors » (SMRs) ou le projet de réacteur à haute température refroidi au gaz (NGNP). Ce programme couvre aussi la recherche sur l'augmentation de la durée d'exploitation des réacteurs.
- « Fuel Cycle R&D » pour la R&D sur le cycle, 60 millions de dollars sont réservés à la R&D sur le stockage et le transport des déchets nucléaires. Ce programme permettra de financer les travaux préconisés par la « Blue Ribbon Commission » (BRC) qui a rendu son rapport au Secrétaire à l'Énergie en janvier dernier.

- « Energy Innovation Hub for Nuclear Modeling and Simulation », qui a pour objectif de créer un réacteur nucléaire virtuel afin de simuler son exploitation. Cette ligne budgétaire fait partie du programme « Nuclear Energy Enabling Technologies ».
- « Nuclear Energy University Program » qui finance des programmes de R&D dans des universités partenaires. Ces trois dernières années, 170 millions de dollars lui ont été alloués.

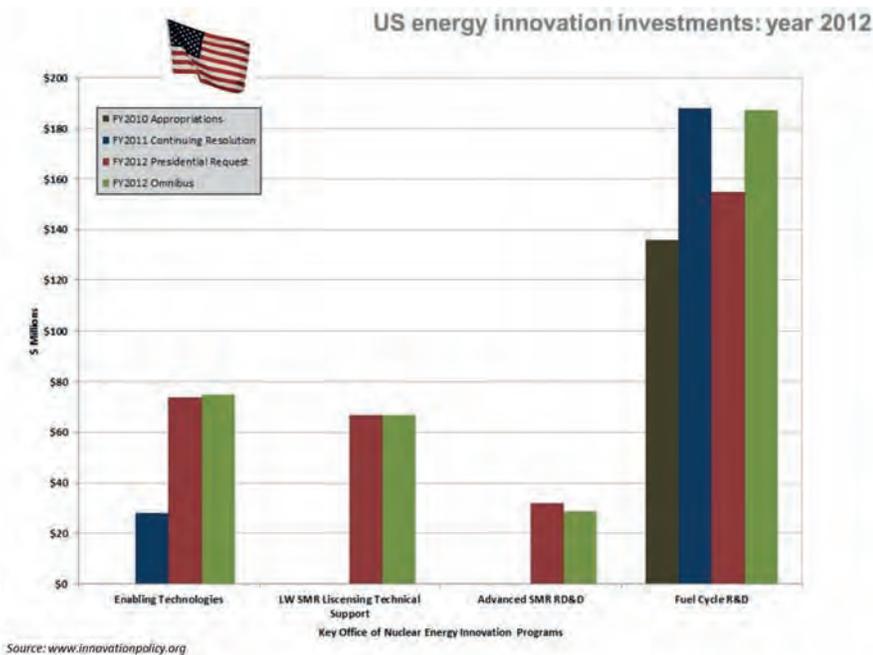


Figure 6
Les investissements en R&D dans le domaine nucléaire aux États-Unis.

1.3 Énergies fossiles

Capture du CO₂

Un grand nombre de projets sont engagés avec comme objectif la mise au point, l'optimisation, la capture et la séquestration du CO₂, issu principalement de la combustion du charbon et le plus souvent par extraction des produits de combustion.

Le DOE investit également 14 millions de dollars dans la gazéification du charbon pour la production d'électricité avec capture en précombustion et stockage du CO₂, sans forte augmentation de coût. L'objectif est d'atteindre un rendement de capture de 90 %.

Le DOE semble compter essentiellement sur cette technologie pour réduire ses émissions de CO₂. Les technologies étudiées sont adaptées à tous les combustibles fossiles.

L'exploitation des hydrates de méthane constitue aussi un champ de recherches considérable. Le méthane est lié à la séquestration du CO₂ puisque une des techniques étudiées consiste à injecter du CO₂ dans le gisement. Le CO₂ s'infiltré dans les hydrates, y remplace le méthane qui est extrait alors que le CO₂ se trouve séquestré. La simulation joue un rôle important dans l'optimisation et la sécurisation du procédé.

Gaz de schiste

La production de gaz non conventionnels (GNC) aux États-Unis (gaz de schiste, gaz de houille et gaz de réservoirs sableux) s'est accélérée ces dernières années. Les GNC représentent aujourd'hui la moitié de la production de gaz du pays, contre un quart seulement en 2000.

Dans un contexte de baisse de la consommation de gaz naturel dans le monde en 2009, et de mise en service de nouvelles unités de gaz naturel, le développement soudain et beaucoup plus rapide que prévu des gaz non conventionnels bouleverse le marché mondial de l'énergie.

En termes de recherche, en 2011, le DOE a sélectionné 8 projets pour un total de 10 millions de dollars, destinés à réduire les risques liés à l'exploitation des gaz de schiste tout en améliorant l'efficacité de l'extraction. 6,7 millions de dollars seront investis par les entreprises sélectionnées, portant le budget disponible à 17 millions de dollars sur 3 ans.

Les objectifs sont la concentration et l'élimination des « Naturally Occurring Radioactive Material » (NORM) comme l'eau polluée par les radioéléments naturels, une nouvelle méthode de traitement de l'eau polluée par les forages à l'aide de membranes permettant l'osmose directe et l'ultrafiltration, l'évaluation et l'amélioration des méthodes d'isolation par cimentation des zones de fracturation des sources d'eau potables, l'étude de la géomécanique des fracturations pour mettre au point des modélisations permettant de limiter au maximum l'extension des fractures, de nouveaux diagnostics des fractures pour les forages horizontaux.

Tableau 1

Récapitulatif des budgets de R&D aux États-Unis dans le domaine de l'énergie.

Program (Values in Millions \$)	FY2010 Appropriations	FY2011 Continuing Resolution	FY2012 Presidential Request	FY2012 House Proposal	FY2012 Senate Proposal	FY2012 Omnibus
Office of Science	4964	4807	5416	4800	4842	4889
<i>Basic Energy Science</i>	1637	1678	1985	1688	1594	1694
<i>Energy Frontier Research Centers</i>	100	100	100	100	100	100
<i>Fuels from Sunlight Innovation Hub</i>	24	24	24	24	24	24
<i>Batteries and Energy Storage Hub</i>	0	0	20	20	20	20
ARPA-E	200	181	550	180	250	275
Energy Efficiency and Renewable Energy	2216	1796	3200	1304	1795	1825
<i>Hydrogen</i>	170	98	101	92	98	104
<i>Biomass</i>	216	183	341	150	180	200
<i>Solar Energy</i>	243	264	457	166	290	290
<i>Wind</i>	79	80	127	76	80	93.6
<i>Geothermal</i>	43	38	102	38	34	38
<i>Water Power</i>	49	30	39	50	34	59
<i>Vehicle Technology</i>	304	300	588	254	319	330
<i>Building Technologies</i>	219	210	471	150	210	220
<i>Industrial Technologies</i>	94	108	320	76	96	116
<i>Building Systems Design Innovation Hub</i>	24	24	24	24	24	24
<i>Critical Materials Innovation Hub</i>	0	0	20	20	0	20
Nuclear	858	726	853	734	583	768.663
<i>Enabling Technologies</i>	0	28	74	71	69	74.88
<i>Nuclear Modeling Innovation Hub</i>	24	24	24	24	24	24
<i>LW SMR Licensing Technical Support</i>	0	0	67	67	0	67
<i>Advanced SMR RD&D</i>	0	0	32	29	32	28.674
<i>Fuel Cycle R&D</i>	136	188	155	132	188	187.351
Fossil Energy R&D	660	582	453	477	445	534
<i>CCS and NG Power Systems</i>	154	136	292	339	291	368.6
Loan Guarantee Program	0	0	1060	160	200	0
Electricity Delivery and Energy Reliability	168	141	238	140	141	139.5
<i>Energy Storage R&D</i>	13.6	20	57	20	20	20
<i>Smart Grid R&D</i>	32	29	45	34	24	24
<i>Cyber Security R&D</i>	39	30	30	30	30	30
<i>Clean Energy Transmission and Reliability</i>	37	26	61	20	27	25.49
<i>Advanced Grid Modeling Innovation Hub</i>	0	0	20	0	0	0
Total	8898	8092	11532	7655	8115	8291.663

2 | Europe

La politique européenne en matière d'énergie est définie dans le European Strategic Energy Technology Plan (SET-Plan), cadre de travail pour les acteurs de recherche et d'innovation en Europe. L'idée centrale est de faire face au changement climatique et à la sécurité d'approvisionnement au moyen d'une politique énergétique à bas carbone mettant en oeuvre des technologies efficaces. Pour y parvenir, l'Union européenne fixe pour objectif la transformation de l'ensemble du système énergétique, ce qui implique des

changements considérables dans la production, le transport, l'exploitation et l'utilisation de l'énergie. En termes d'émissions de gaz à effet de serre, d'énergies renouvelables et d'efficacité énergétique l'Europe se propose de réaliser :

- l'objectif 20-20-20 visant d'ici 2020, à faire passer la part des énergies renouvelables dans le mix européens à 20 %, une réduction de 20 % des émissions de gaz à effet de serre, une part de 20 % et une amélioration de 20 % de l'efficacité énergétique ;
- la réduction à l'horizon 2050, des émissions de CO₂ de 80 à 85 % par rapport à leur niveau de 1990. Cet objectif difficile à atteindre (et peut-être même irréaliste) doit servir d'incitation pour le déploiement de nouvelles technologies plus efficaces.

Dans un document récent de la Commission européenne (*Énergie 2020 - Une stratégie pour une énergie compétitive, durable et sûre*), les engagements pour la recherche dans le domaine de l'énergie sont réaffirmés dans trois domaines. La Commission :

- proposera une initiative de 1 milliard d'euros pour soutenir la recherche de pointe nécessaire aux découvertes dans le domaine des énergies à bas carbone ;
- souhaite maintenir une position dominante de l'Europe dans le projet ITER ;
- propose de développer un programme de recherche sur les matériaux pour l'énergie afin de maintenir la compétitivité du secteur énergétique européen en dépit de la raréfaction des ressources dans le secteur des terres rares.

Le SET-Plan s'appuie sur deux instruments pour coordonner les acteurs de la recherche et de l'innovation : l'EERA et les EII.

L'EERA (European Energy Research Alliance) regroupe les principaux organismes de recherche de l'Union européenne avec pour mission de mettre en commun ressources et compétences dans des projets conjoints du SET-Plan. À ce jour, 150 organismes de recherche et universités mobilisant 2000 chercheurs à temps plein composent cette alliance. treize projets conjoints sont d'ores et déjà actifs, couvrant des sujets divers, de l'énergie solaire à celle des océans, en passant par la bioénergie et les piles à combustible. Ce sont : l'énergie photovoltaïque, l'éolien, les réseaux intelligents, l'énergie géothermique, la capture et le stockage du CO₂, les matériaux pour le nucléaire, la bioénergie, l'énergie solaire concentrée, l'énergie marine, les villes intelligentes, les matériaux et procédés avancés pour les applications énergétiques, le stockage d'énergie, les piles à combustible et l'hydrogène.

Les EII (*European Industry Initiatives*) rassemblent acteurs de l'industrie et de la recherche sur des projets majeurs de développement technologique à grande échelle. À ce jour, les initiatives industrielles concernent :

1. *European Industrial Bioenergy Initiative* (9 milliards d'euros sur 10 ans), dont la part recherche est centrée sur les technologies innovantes dans le domaine des bio-énergies dont la commercialisation devrait être possible après 2020.
2. *European CO₂ Capture, Transport and Storage Initiative* (13 milliards d'euros sur 10 ans), qui comprend un programme de recherche venant compléter les démonstrations de faisabilité. Les recherches seront centrées sur les technologies de capture et stockage du CO₂ en vue d'améliorer les rendements de leurs composants. La commercialisation devrait devenir possible en 2020. La généralisation aux industries fortement consommatrices d'énergie est aussi envisagée dans ce cadre.
3. *European Electricity Grid Initiative* (2 milliards d'euros sur 10 ans), dont les activités comportent un programme de R&D intégré destiné à préparer le réseau européen intelligent.
4. *Sustainable Nuclear Initiative*, qui vise à démontrer la durabilité à long terme de l'énergie nucléaire, avec comme objectif la réalisation d'un réacteur de quatrième génération en 2020 avec un déploiement commercial vers 2040. La part de recherche dans ce programme est considérable. L'initiative est pilotée par les membres de la plate-forme de technologie pour une énergie nucléaire durable, un forum de 80 organisations européennes. Un programme coordonné de R&D sera mis en place pour la sûreté, les performances, la gestion des déchets et de la durée de vie des réacteurs de quatrième génération comme ceux des réacteurs existants. L'initiative prendra en charge les infrastructures de recherche nécessaires. Les investissements vont de 4 à 7 milliards d'euros sur 10 ans.
5. *Energy Efficiency – The Smart Cities Initiative* ne comporte pas de volet R&D.
6. *Solar Europe Initiative*, qui porte sur l'énergie solaire photovoltaïque et l'énergie solaire concentrée ou CSP (*Concentrated Solar Power*). Cette initiative comporte essentiellement de la R&D dans les domaines des performances et du temps de vie des systèmes photovoltaïques ainsi que de la technologie nécessaire pour le raccordement au réseau. Une usine pilote sera construite pour mettre au point la production de masse. Symétriquement, un programme de R&D sera mis en place pour les technologies CSP avec un objectif de réduction

de coûts et d'impact environnemental. Le budget total se montera à 16 milliards d'euros sur 10 ans.

7. *European Wind Initiative* ne nécessite pas de budget spécifiquement R&D.
8. *Fuel Cells and Hydrogen (FCH) Joint Technology Initiative*, dont le programme comprend une part de recherche de base à long terme, une part précompétitive et une part de développement technologique. Le budget pour les années 2008-2013 est de 1 milliard d'euros partagé entre la Commission et l'industrie.
9. *Nuclear Fusion* dans le cadre du programme international Iter.

L'Europe met ainsi en place une structuration renforcée des acteurs du secteur de l'énergie issus des États membres, autour de la mise en commun des compétences et des moyens les plus performants, et de la mise en œuvre de programmes conjoints concertés et ambitieux. Il faut rappeler que cette structuration européenne répond à l'objectif d'inciter les États à définir les orientations de leurs politiques énergétiques vers une énergie bas carbone, et qu'elle se positionne en complément de tous les programmes de recherche et d'innovation déjà définis et mis en œuvre dans chacun des 27 États membres (figure 7).

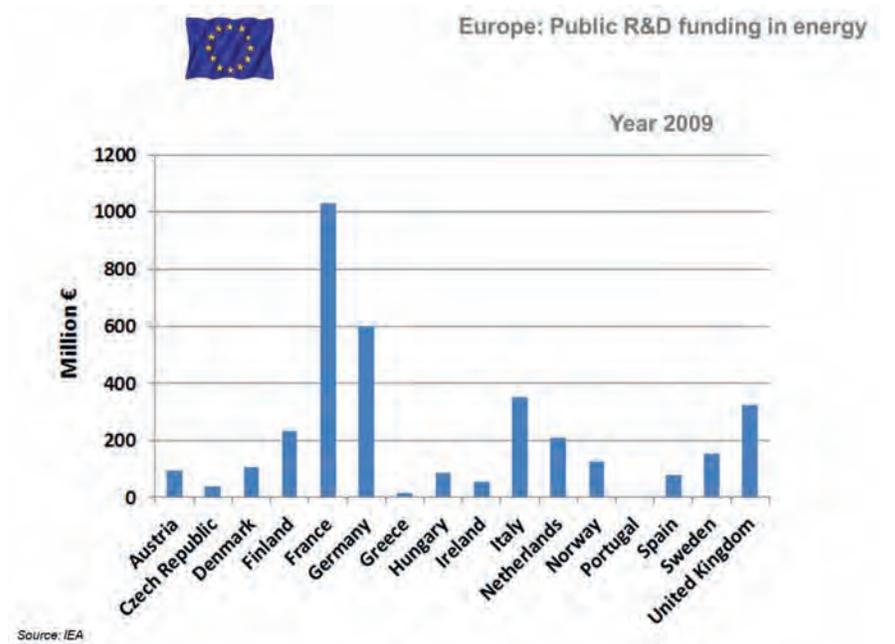


Figure 7

Les dépenses de R&D en Europe dans le domaine de l'énergie.

3 | Asie

3.1. Japon

Les deux ministères principaux allouant des budgets à la R&D énergie sont le MEXT (Ministry of Education, Culture, Sports, Science and Technology) et le METI (Ministry of Economy, Trade and Industry).

Jusqu'à l'année 2011, le politique de recherche dans le domaine de l'énergie s'appuyait sur « quatre piliers » : le nucléaire, les énergies fossiles, l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables.

À la suite de l'accident de Fukushima du 11 mars 2011, les objectifs de la R&D nucléaire ont été réorientés : réduction forte des budgets de développement de nouvelles technologies, y compris réacteurs rapides, et allocations orientées vers la sûreté et la R&D nécessaires à la gestion des conséquences de l'accident et au démantèlement des réacteurs de Fukushima.

Cette tendance se poursuivra probablement dans les années à venir, à l'exception possible des réacteurs rapides si la nouvelle politique énergétique actuellement en gestation maintient cette option ouverte, et si le gouvernement accepte de financer encore quelques années l'exploitation du réacteur prototype Monju.

Le budget total public de R&D nucléaire est estimé à environ 2,2 milliards d'euros, auxquels s'ajoutent environ 250 millions d'euros spécifiquement consacrés à Fukushima.

En revanche, les activités de recherche pour les autres piliers ne devraient pas être bouleversées. Elles se déroulent dans le cadre du plan « Cool Earth 50 » dont l'objectif est la réduction des émissions de CO₂ du Japon de 50 % en 2050 ; le chiffre de 60-80 % a même été donné par le Premier ministre. En apparence, ces objectifs pilotent le programme de R&D.

On peut noter que le programme « Cool Earth » du NEDO (New Energy and Industrial Technology Development Organization) retient 21 technologies prioritaires pour parvenir à une réduction significative des émissions de CO₂ :

Production d'électricité

Combustion du gaz

Combustion du charbon

Capture et stockage du CO₂

Photovoltaïque innovant

Nucléaire avancé

Transmission par supraconducteurs

Transport	Systèmes de transport intelligents Véhicules alimentés par pile à combustible Véhicules hybrides et électriques Production de biocarburants
Industrie	Matériaux innovants/Fabrication Procédé innovant pour produire le fer et l'acier
Habitat	Constructions efficaces Éclairage efficace Utilisation de piles à combustible pour les résidences Pompes à chaleur efficaces Informatique et télécommunications efficaces Gestion de l'énergie dans les bâtiments
Horizontal	Stockage de l'énergie Électronique de puissance Production, stockage et transport de l'hydrogène

Chaque technologie est dotée d'une feuille de route, mais cette feuille de route n'est pas toujours respectée.

En ce qui concerne la R&D, par exemple, le rendement de conversion des modules photovoltaïques doit être porté à 20 % en 2017, et 25 % en 2025 avec des durées de vie de 25 et 30 ans.

Le Japon estime que le solaire à concentration n'est pas adapté à son climat, mais il souhaite utiliser les technologies de DESERTEC pour tenter une opération du même type dans un désert d'Asie. C'est ce qui le conduit à développer des réflecteurs pour la concentration du rayonnement solaire. Il pense ouvrir des centrales de type CSP en 2015.

Le Japon fait un effort particulier dans le domaine des batteries et la feuille de route correspondante est particulièrement exigeante. Partant de l'avance acquise dans les batteries Li-ion, le NEDO finance un consortium de 22 organismes qui doivent tripler la densité d'énergie d'ici 2013 et la quintupler en 2030, pour un investissement total de 21 milliards de yens. Ces objectifs sont très ambitieux mais pourraient peut-être être atteints au moyen de systèmes hybrides batterie-pile à combustible de type Li-air. Une fois ces objectifs remplis, il faudrait ensuite trouver d'autres solutions pour aller encore plus loin.

Les énergies renouvelables comptent actuellement pour 9 % dans le mix énergétique dont 8 % d'énergie hydraulique. La question de la part des

renouvelables est au cœur des discussions et le nouveau Premier ministre Yoshihiko Noda s'est donné comme objectif de porter la part des renouvelables à 20 % dès 2020.

Multiplier par 12 en 8 ans la capacité renouvelable hors hydraulique implique une croissance considérable que le gouvernement souhaite faire porter majoritairement par l'éolien offshore (développement d'éoliennes flottantes ancrées sur les grands fonds) et par le photovoltaïque.

Les budgets sont en augmentation pour les énergies renouvelables. Le budget total public consacré à la R&D correspondante au sens strict est de l'ordre de 580 millions d'euros (METI + MEXT), complété par des financements importants pour soutenir le recours aux énergies renouvelables.

Le MEXT prévoit une enveloppe budgétaire totale de 311 millions d'euros sur la thématique de l'innovation verte. Ce budget récemment voté n'est pas encore intégralement alloué, et intègre notamment le budget dédié à Iiter. Sur la thématique plus spécifique des énergies renouvelables :

- 20 millions d'euros seraient dévolus à deux projets qui dureront 5 ans :
 - le premier prévoit la mise en place d'un centre de recherches sur les cellules solaires hautement efficaces, avec 12 millions d'euros alloués pour 2012 ;
 - le second prévoit l'implantation d'un système de gestion intelligent de l'énergie dans la zone touchée par la catastrophe pour y développer la recherche sur les énergies renouvelables marines (incluant les algues). Huit millions d'euros ont été alloués pour 2012.
- 47,5 millions d'euros ont été débloqués pour des appels à projets de recherche sur les technologies faiblement carbonées.

Les acteurs japonais des réseaux intelligents (depuis la production et le stockage jusqu'aux systèmes, infrastructures et technologies de l'information et de la communication associées) se sont regroupés dès 2009 au sein de la « Japan Smart Community Alliance ». Jusqu'à présent, l'action était tournée quasi-uniquement à l'export. Aujourd'hui, la donne a changé et la volonté du gouvernement japonais de pousser les « smart communities » et « smart cities » au Japon pourrait faciliter le déploiement de ces technologies sur le territoire national.

3.2. Chine

La politique énergétique de la Chine vise à assurer l'approvisionnement de son économie en forte croissance sans compromettre sa sécurité énergétique.

Pour ce faire, la Chine devrait poursuivre un développement fondé majoritairement sur le charbon, seule ressource fossile abondante dans le pays, et de manière de plus en plus importante sur les énergies renouvelables qui sont en forte croissance. Le nucléaire est part entière de cet effort, mais malgré un programme de construction très ambitieux (sans doute autour de 80 GWe vers 2020), il ne représentera que quelques % de la production électrique.

La R&D sur l'énergie en Chine est subordonnée à ce besoin énorme en énergie, qui a vu l'installation ces dernières années d'environ 80 à 90 GW de puissance électrique supplémentaire par an. Tous les domaines sont donc explorés, l'éolien, le photovoltaïque, le biogaz et les bioénergies, etc. L'État finance des programmes pluriannuels (programmes 973, 863, ...) sur différents sujets, à hauteur de 60 % en général du montant total du projet.

Nucléaire

La Chine dispose à l'heure actuelle de 15 réacteurs en service représentant une capacité totale de 12.6 GWe. Les dernières prévisions du gouvernement annoncent un objectif de 80 GWe en 2020. Concernant la R&D, le gouvernement chinois a investi 190 millions d'euros en 2011, ce qui représente une augmentation de 20 % par rapport à 2010.

Dans le domaine nucléaire, plusieurs axes sont poursuivis :

- à court et moyen terme, une R&D appliquée est effectuée en support des développements du parc actuel et futur, notamment pour le design des réacteurs de génération III dont la construction pourrait être décidée dans les prochaines années : CNP 1000 chez CNNC (China National Nuclear Corporation), CAP 1400 pour SNPTC (State Nuclear Power Technology Corporation) et ACPR 1000 pour CGNPC (China Guangdong Nuclear Power Group). Les bureaux d'études de ces compagnies sont en liaison avec des instituts qui dépendent d'eux (CNNC) ou avec des universités (CGNPC) pour apporter les derniers développements permettant de finaliser la conception ;
- pour le long terme, la Chine dispose de machines expérimentales : le réacteur de recherche CARR (China Advanced Research Reactor), le réacteur rapide expérimental CEFR (China Experimental Fast Reactor), tous deux construits par la CIAE (Chinese Institute of Atomic Energy, sous tutelle de la CNNC), mais aussi le réacteur refroidi à l'He HTR-10 (high-temperature gas-cooled demonstration reactor), construit par l'INET (Institute of Nuclear and New Energy Technology).

Photovoltaïque

L'objectif pour 2020 est d'installer environ 20 GW supplémentaires en termes de capacités (745 MW fin 2010). En 2008, la Chine fabriquait 2 GW de cellules photovoltaïques, ce qui représente 30 % du marché mondial assurant sa position de leader dans le secteur. La société Suntech Power est leader en Chine et dans le monde sur le marché photovoltaïque. Les investissements prévus entre 2007 et 2020 sont de 3,5 milliards d'euros pour la filière photovoltaïque.

Toutefois, la Chine rencontre plusieurs difficultés : le gouvernement n'encourage pas assez la demande domestique ainsi la majeure partie des cellules fabriquées en Chine sont destinées à l'exportation. La plupart des matériaux comme le silicium est importé. Enfin l'industrie photovoltaïque chinoise dépend encore de la technologie étrangère, très peu de sociétés investissent dans la R&D.

En 2010, le MOST (ministère chinois des Sciences et des Technologies) a donné son accord pour la création du premier laboratoire R&D sur les technologies photovoltaïques en Chine, le « State Key Laboratory of PV Technology » qui se trouve à Baoding. Avec le soutien du secteur privé, ce centre servira au développement des nouvelles technologies photovoltaïques de pointe mais aussi de centre de formation.

Éolien

Les objectifs pour 2020 sont d'atteindre une capacité installée supérieur à 200 GW (pour 62 GW fin 2011), ce qui représente un investissement de 200 milliards d'euros. La Chine est devenue en 2010 le leader mondial en termes de capacités nouvellement installées.

Toutefois, la Chine est confrontée à un important problème de connexion au réseau : plus de la moitié de l'électricité générée par les turbines est perdue. Ainsi le réseau électrique d'État, le plus important distributeur du pays, prévoit d'investir plus de 55,8 milliards d'euros pour moderniser le réseau au cours du 12^e plan quinquennal (2011-2015). Il a déjà investi 2,2 milliards d'euros dans les transmissions de lignes UHV (*Ultra High Voltage*) entre 2006 et 2010.

D'autre part, les éoliennes chinoises rencontrent des problèmes de qualité auprès des équipementiers chinois, notamment sur les pièces maitresses : turbines, roulements à bille. Ainsi de nombreuses entreprises leaders sur ce marché ont établi des centres de recherche et de production dans les principales villes de Chine, tel Siemens à Shanghai.

Biomasse

Les objectifs pour 2020 sont d'atteindre une production de la filière biomasse d'une capacité de 30 GW (5.5 GW fin 2010). Ceci correspondrait à une production de 15 millions de tonnes de fuel liquide par an, en utilisant 15-20 % des déchets issus de l'agriculture et de l'industrie forestière. Les principaux axes de recherches sont sur le développement des ressources primaires et la conversion en biogaz, éthanol, biodiesel, etc. Sur le long terme, les thématiques prioritaires concernent la fabrication du combustible de synthèse issue du procédé Fischer-Tropsch, fabrication de l'hydrogène à partir de la biomasse, etc.

Les grandes universités et instituts de recherches chinoises (Shanghai Jiaotong, Guangzhou Institute of Energy Conversion, etc.) sont impliqués dans la R&D concernant la biomasse.

Efficacité énergétique

La Chine avait fixé pour le plan quinquennal 2006-2010, un objectif de réduction d'intensité énergétique de 20 %, qui a quasiment été atteint. Pour le plan suivant (2011-2015), un nouvel objectif de réduction de 16 % est fixé.

Fusion

La Chine mène également une politique volontariste dans le domaine de la fusion. *Iter*, dont la Chine est partenaire, doit démontrer la faisabilité scientifique de la fusion thermonucléaire contrôlée par confinement magnétique dans le but de réaliser des réacteurs produisant industriellement de l'électricité. Pour passer d'*Iter* à un réacteur de présérie industrielle, une machine intermédiaire nommée DEMO est nécessaire (voir chapitre sur la fusion). La Chine annonce le timing pour DEMO le plus agressif avec une conception dans la période 2020-2025 et une construction entre 2030 et 2040.

Organisation

La recherche en matière d'énergie renouvelable est très éclatée, mais elle commence à se structurer compte tenu de l'importance que ces énergies vont prendre dans le futur. L'Académie des Sciences Chinoises (CAS) qui possède

plus d'une centaine d'instituts dans tout le pays prévoit pour 2020 de regrouper les instituts et laboratoires de recherches en cluster. Le « South China Cluster » auquel appartient la « Guangzhou Institute of Energy Conversion » semble se spécialiser vers les énergies renouvelables.

La loi sur les énergies renouvelables de 2006 encadre les efforts de la Chine dans ce domaine, et donne un objectif global de 15 % d'énergie produite en 2020 par les renouvelables. Cette loi impose aussi aux compagnies électriques d'acheter toute production d'énergie renouvelable produite localement.

Parallèlement, l'Energy Research Institute (ERI) (appartenant à la NDRC et créé en 1980 pour conduire des études liées aux problèmes énergétiques en Chine) a créé en février 2012 un institut exclusivement dédié aux énergies renouvelables appelé China National Renewable Energy Centre (CNREC). Ce centre bénéficie d'une coopération forte avec l'industrie et le gouvernement du Danemark.

3.3. Inde

L'Inde, également partenaire d'Iter, est le 4^e consommateur mondial d'énergie après les États-Unis, la Chine et le Japon, mais avec une consommation par habitant plus faible. L'Inde connaît aujourd'hui une carence d'énergie qui limite sérieusement sa croissance économique. Aujourd'hui la production électrique est basée à 65 % sur des centrales thermiques et à 21 % sur des centrales hydrauliques.

Énergie nucléaire

L'Inde produit aussi de l'énergie nucléaire (3 % de l'électricité) et joue un rôle phare dans le domaine de R&D correspondante. Depuis longtemps, les Indiens annoncent leur intention de devenir autonomes en énergie électronucléaire. La capacité électronucléaire en Inde devrait passer de 4,5 GWe en 2010 à plus de 20 GWe en 2020 et 60 GWe en 2032. Les réserves d'uranium étant faible, l'Inde compte à terme passer au thorium, car son sous-sol en contient 32 % des réserves mondiales.

Cet objectif doit être atteint en trois phases, définies dès les années 1940 par le concepteur du programme nucléaire indien, le Dr. H. Bhabha :

- une première phase de réacteurs à eau lourde pressurisés, utilisant de l'uranium naturel ; 17 d'entre eux sont en fonctionnement et d'autres sont en construction. Cette technologie est arrivée à maturité ;

- une deuxième phase de réacteurs surgénérateurs, en cours de développement. Un prototype de 500 MWe est en fin de construction à Kalpakkam. L'Inde compte sur ces réacteurs pour générer l'uranium 233 et le plutonium nécessaires pour la troisième phase ;
- une troisième phase de réacteurs utilisant le thorium, encore au stade de la conception, qui utilisera un combustible thorium/uranium 233 et thorium/plutonium. Le design d'un prototype de réacteur avancé a déjà fait l'objet d'un examen préliminaire de sûreté par l'autorité de sûreté indienne.

On prévoit, sur le long terme, des études sur les réacteurs à haute température pour la production d'hydrogène, et sur des réacteurs nucléaires pilotés par des accélérateurs de particules pour l'élimination des actinides mineurs.

Par ailleurs, l'Inde a opté pour le retraitement et recyclage du combustible nucléaire usé, et est fortement impliquée dans la recherche et développement sur ce sujet.

Le Département de l'énergie atomique (DAE) a mis en place un programme à cinq ans en recherche et développement, sur une longue liste de sujets, touchant à la fois aux réacteurs nucléaires de tous types, aux réacteurs de fusion, et à la recherche fondamentale en physique nucléaire et physique des particules, souvent dans le cadre de collaborations internationales (Iter, projets pilotés par le CERN, projets pilotés par l'Allemagne tels XFEL et FAIR).

Le budget du DAE a été multiplié par 3 depuis 9 ans, et était de 1,4 milliards d'euros en 2009-2010.

Énergies renouvelables

L'Inde est en train de mettre en place un programme ambitieux de développement des énergies renouvelables, qui fournissent aujourd'hui 11 % de l'énergie électrique, en majeure partie grâce à l'éolien. En 2010-2011, le budget alloué au « Ministry of New and Renewable Energy » au titre du « Plan » a augmenté de 61 % par rapport à l'année précédente, passant de 99 à 160 millions d'euros). L'importance accordée aux énergies renouvelables par l'Inde est illustrée par le fait que c'est l'un des seuls pays à avoir créé un ministère pour les énergies nouvelles et renouvelables (MNRE).

L'Inde a un fort potentiel dans le domaine de l'énergie solaire. Pour le moment, cette source d'énergie est faiblement exploitée : moins de 200 MW sont actuellement installés sur un potentiel de 50 GW (l'Inde compte entre

250-300 jours d'ensoleillement par an). Deux programmes de développement ont été mis en place, l'un pour les systèmes de chauffage thermique, l'autre pour le photovoltaïque. Ces projets sont, en général, décentralisés et captifs. Depuis 2008, un programme de démonstration de 50 MW en fermes solaires de 1 à 5 MW a été mis en place. Pour assurer le déploiement de l'énergie solaire, le gouvernement indien a lancé la « Jawaharal Nehru National Solar Mission », qui entre dans le cadre du plan d'action national contre le changement climatique. Le plan prévoit qu'en 2022, 20 GW de capacités dans l'énergie solaire seront installés en Inde. Une innovation importante sera la mise en œuvre d'un dispositif de revente groupée de l'électricité aux entreprises de service public des États.

La biomasse de 2^e génération, très abondante en Inde (résidus agro-industriels) a le potentiel de fournir 25 GW de puissance énergétique. Actuellement, la capacité installée n'est que de 2,8 GW. Pour dépasser cette valeur, des technologies innovantes sont recherchées, parfois en partenariat avec des pays étrangers.

4 | Brésil

Le Brésil est devenu, en l'espace de quelques années, un acteur énergétique mondial de premier plan.

Pétrole et gaz

Ayant atteint l'autosuffisance en 2006, le Brésil est devenu l'un des rares pays émergents de grande taille à subvenir à ses propres besoins en pétrole, et à envisager, en 2008, de devenir un exportateur à long terme. Les combustibles fossiles (pétrole et dérivés, gaz naturel, charbon) représentent 51,3 % de son mix énergétique.

En novembre 2007, la découverte par PETROBRAS d'énormes réserves d'hydrocarbures (au large du bassin de Santos, à des profondeurs pouvant atteindre 7 000 mètres) ouvre des perspectives nouvelles.

L'activité pétrolière représente aujourd'hui près de 10 % du PIB du pays, avec des perspectives de croissance importantes pour la prochaine décennie. Le Brésil est sur le point de devenir un des six principaux pays pétroliers, au même rang que le Koweït ou les Émirats arabes unis.

Le Brésil est devenu un marché attractif pour les entreprises étrangères, pour les investissements et les opportunités commerciales.

Énergies renouvelables

Une analyse des sources renouvelables publiée par l'ONU place le Brésil en 5^e position du classement mondial des investissements dans ce type d'énergies. Depuis 2005, le Brésil aurait augmenté de 42 % sa capacité installée dans ce secteur, atteignant un investissement de l'ordre de 5,2 G€ en 2010. Aujourd'hui les énergies renouvelables représentent 47,5 % du mix énergétique brésilien, les filières canne-à-sucre (18 %) et hydroélectricité (14 %) se situant en tête de classement.

Biocarburants

Le Brésil, 1^{er} producteur de canne à sucre au monde et 2^e producteur d'éthanol derrière les États-Unis, est à la pointe de l'innovation dans le domaine. Avec 30 milliards de litres produits en 2009, le Brésil détient près de 30 % de la production mondiale. Le pays a lancé en janvier 2008 un programme biodiesel ambitieux, dont les objectifs sont à la fois de nature économique, environnementale et sociale.

Conclusions

À la lumière de ces éléments, derrière des objectifs de long terme partagés sur la nécessité de disposer de ressources énergétiques durables, les pays mènent des programmes de R&D souvent ambitieux, avec des étapes de court et moyen termes différenciés.

Dès lors que les technologies ont atteint une certaine maturité en termes de performances et de coûts, le développement des énergies renouvelables peut prendre pleinement son essor. Le domaine de l'éolien terrestre (on-shore) en est une belle illustration, avec un marché en forte croissance majoritairement dans les pays asiatiques, sachant toutefois que les puissances mondiales installées aujourd'hui restent encore faibles, comparées aux besoins de consommation électrique.

Si la R&D est incontournable pour espérer mettre sur le marché des innovations répondant à la concurrence internationale, elle ne suffit pas dans le développement des énergies renouvelables. À titre d'exemple, au cours de cette dernière décennie, le savoir-faire existant en France et en Europe pour le photovoltaïque, et les aides apportées pour accompagner le développement des marchés n'ont pas suffi à faire face au développement des industries japonaises puis chinoises.

Les efforts de R&D doivent aussi s'accompagner de mesures réglementaires pour assurer que le déploiement de ces nouvelles sources d'énergie ne soit pas seulement bon marché, mais aussi respectueux de l'environnement, sûr, durable et éthique.

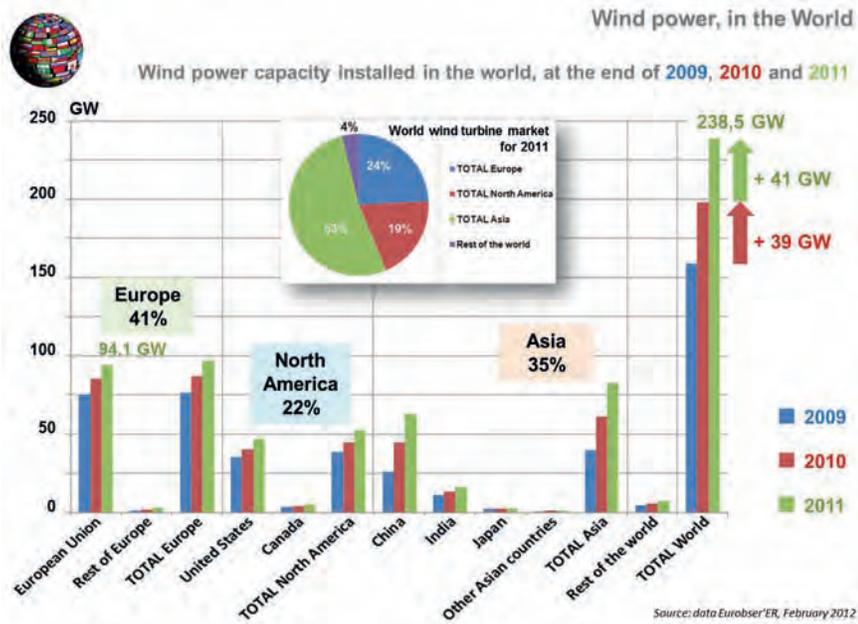


Figure 8
Puissance éolienne installée dans le monde.

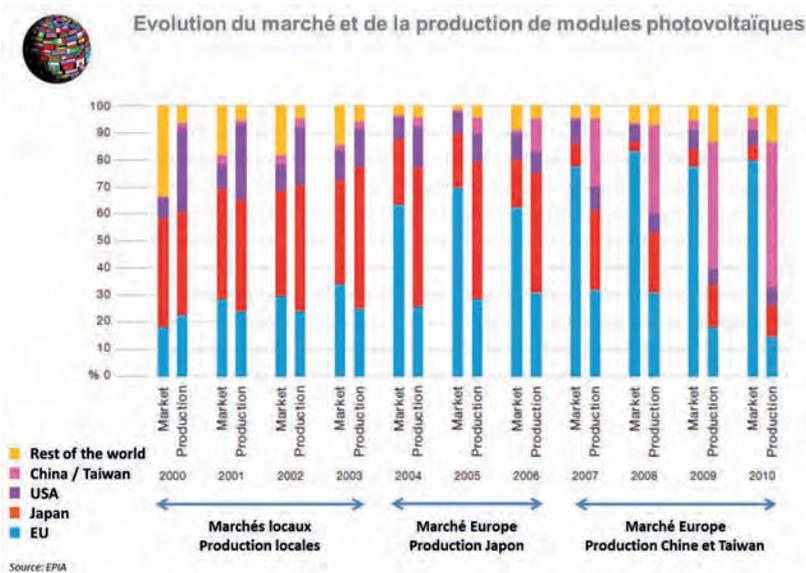


Figure 9
Evolution du marché et de la production de modules photovoltaïques dans le monde.

La recherche pour l'électronucléaire est considérée dans les pays retenus pour cette étude comme importante. Cette source d'énergie est jugée incontournable pour l'approvisionnement énergétique des décennies à venir par les pays émergents les plus avancés.

On constate également que les énergies fossiles sont loin d'avoir dit leur dernier mot, que les pays y consacrent des moyens très diversifiés en fonction des ressources dont ils peuvent disposer, et qu'elles sont aussi utilisées fréquemment en complément des énergies renouvelables pour pallier à leur intermittence.

Comme la problématique de l'énergie est effectivement partagée, on pourrait souhaiter une collaboration plus intense et une coordination plus évidente entre les pays, en particulier pour ceux qui partagent des situations comparables. On peut illustrer l'attrait et les bénéfices d'une vision partagée sur la dynamisation de la recherche par le nombre de brevets déposés dans le domaine des énergies renouvelables suite à la mise en place du Protocole de Kyoto.

La possibilité de travailler sur la recherche énergétique au niveau international est bien démontrée par le projet Iter qui concerne la phase amont de la fusion et qui rassemble déjà, avec ses 7 partenaires, plus de la moitié de la population mondiale.

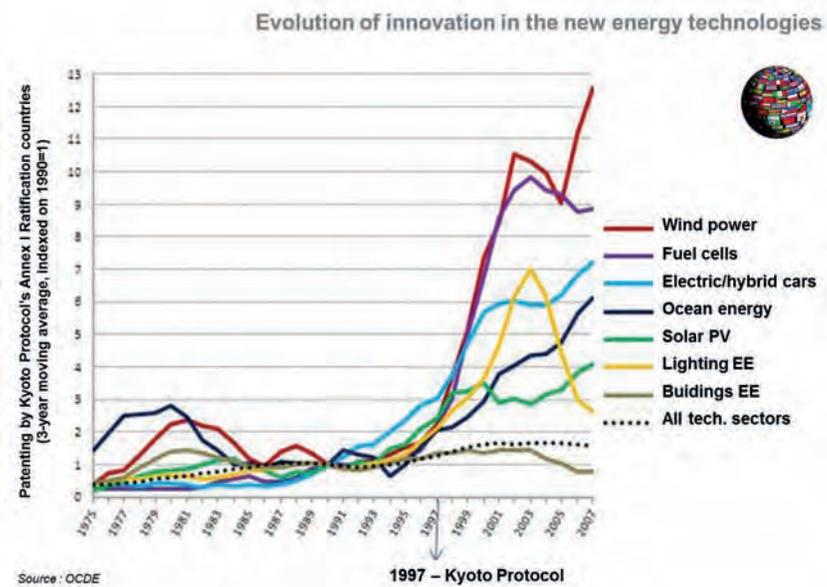


Figure 10

Évolution des innovations vue au travers des brevets dans le domaine des nouvelles technologies de l'énergie (pays ayant ratifié le protocole de Kyoto).

ANNEXE B

Le cycle du combustible pour les surgénérateurs

Introduction

Les neutrons rapides peuvent provoquer la fission de tous les isotopes d'uranium (U), notamment du plus abondant U238, contenu dans l'uranium naturel (Unat), appauvri (Uapp), de retraitement (Uret). Ils peuvent aussi provoquer la fission de tous les isotopes de plutonium (Pu), formés dans le combustible UOX (plutonium de première génération) ou dans le combustible MOX (plutonium de deuxième génération) actuellement utilisés dans les réacteurs à neutrons thermiques (RNT, technologie actuelle des centrales françaises), ainsi que les isotopes des actinides mineurs (AM), neptunium (Np), américium (Am) et curium (Cm), également formés dans le combustible nucléaire.

Les réacteurs à neutrons rapides (RNR) alimentés avec un combustible à Uapp et Pu, extraits du combustible usé UOX ou MOX, apparaissent ainsi particulièrement attrayants pour augmenter la ressource en matière fissile en utilisant massivement U238 (et Pu). De plus ils permettent d'extraire plus d'énergie du combustible nucléaire que les RNT, de générer autant ou plus de Pu qu'ils en consomment et de transmuter les actinides mineurs AM. Une filière de RNR peut ainsi, en principe, se perpétuer par auto-alimentation et auto-génération (au moins sur des millénaires). En plus de la production d'énergie, les RNR peuvent transmuter les actinides et aider à la gestion des déchets nucléaires. La mise en place, en France d'une filière de 60 GWe avec des RNR de nouvelle génération (dits RNR de 4^e génération), alimentés avec du MOX (Uapp et Pu) et refroidis avec du sodium liquide, est envisageable dans ce cadre. De nombreux scénarios de sa mise en place ont été étudiés (CEA, EDF). Pour arriver à un régime de croisière, cela demanderait au moins une centaine d'années, pour plusieurs raisons, tenant d'abord au choix des performances des RNR et à la disponibilité du Pu, puis à la mise en place progressive des usines d'un nouveau cycle fermé de combustible MOX. En effet, dans une telle filière, il faut impérativement et sans cesse multi-recycler U et Pu (et les AM) du combustible usé (CU) en commençant par les CU MOX actuels et donc sans cesse traiter la matière hautement radioactive (de plus en plus au fur et à

mesure qu'elle circule). Tout autre filière RNR, avec par exemple des RNR refroidis au plomb, à l'hélium ou alimentés avec du thorium, demanderait beaucoup plus d'efforts et de temps pour être mise en place.

Évidemment il est possible de lancer des RNR avec le Pu fourni par un parc de RNT, mais la notion de filière (auto- ou surgénératrice) implique *a minima* de recycler le Pu produit (et Uret, bien que les réserves en Uapp soient énormes), donc de retraiter le CU des RNR.

1 | Retour d'expérience du cycle du combustible semi-fermé actuel des RNT et des RNR

Plusieurs pays ont une grande expérience du retraitement des assemblages de CU des RNT (REP, REB, VVER) pour monorecycler le Pu de première génération dans le combustible MOX (jusqu'à 7,5 % en Pu), c'est le cas notamment de la France. Environ 20 000 tonnes de CU REP ont été retraitées à la Hague et 2 000 tonnes de MOX RNT ont été fabriquées. Des quantités très significatives de MOX usé (60 tonnes aux taux de combustion (TC) de 30 à 50 GWj t⁻¹ et refroidi entre 5 et 11 ans) ont aussi été retraitées à la Hague et aucun obstacle, sinon de disposer des usines adaptées pour une production industrielle, ne s'opposerait à fabriquer du MOX avec du Pu de 2^e génération, pour un deuxième recyclage du Pu en RNT (donnant du Pu de 3^e génération). Mais un tel recyclage pose divers problèmes et il n'est donc pas pratiqué. Le Pu de deuxième génération est conservé dans les assemblages de MOX RNT usé.

En France 100 tonnes de combustible MOX RNR ont été préparées avec 22 tonnes de Pu de première génération pour alimenter Rapsodie, Phénix et Superphénix. Plusieurs tonnes de CU MOX RNR (à 20 % de Pu) provenant de Phénix (22 tonnes) et de Rapsodie (1 tonne) ont été retraitées après un TC allant jusqu'à 120 GWj t⁻¹ et 4,4 tonnes de Pu ont été recyclées deux fois dans Phénix. D'autres combustibles de RNR ont aussi été retraités à une échelle significative (une centaines de kilos à des valeurs de l'ordre de la tonne) dans d'autres pays (États-Unis, Russie, Inde). Mais il n'existe pas de retour d'expérience réelle pour fermer un cycle de combustible RNR.

La France (CEA, Areva, EDF) dispose certainement du meilleur retour d'expérience au monde dans le retraitement du combustible UOX et MOX.

2 | Caractéristiques d'un cycle de combustible fermé RNR

Elles proviennent des caractéristiques du combustible RNR, dans et hors des réacteurs. On ne s'intéresse ici qu'au CU MOX RNR ce qui suppose que l'on se place dans l'hypothèse où on a résolu les problèmes de morphologie du combustible MOX en réacteur RNR pour une tenue à haut TC, ce qui n'est pas encore le cas et qu'un RNR aussi sûr que l'EPR soit en service (ce qui peut demander deux à trois décennies, prototype, exploitation, cahiers des charges du RNR industriel et commercial, etc.).

Les architectures et les matériaux des assemblages de combustibles d'un RNT (UOX ou MOX) et d'un RNR sont très différents. Par exemple, il y a beaucoup plus de matériaux métalliques pour un assemblage RNR par rapport au combustible (420 kg pour 150 kg de U et Pu) que pour un RNT (145 kg pour 461 kg de U). Avec les neutrons rapides les produits de fission (PF) contiennent plus de Sn, Sb et Te et de platinoïdes (Ru, Rh, Pd, Tc) qu'avec des neutrons lents : 3 à 4 fois plus que pour le MOX RNT et, pour un TC de 80 à 120 GWj^{-1} il y a de 8 à 12 % de PF (environ 1 % de PF par GWj^{-1}), ce qui produit une radioactivité considérable. Avec ce TC le combustible RNR relâche les gaz de fission dans les crayons. Le CU contient également 15 à 20 % de Pu et plutôt moins d'AM que le MOX RNT. Sa puissance thermique est élevée et il faut du temps pour que les assemblages atteignent la valeur de 7,5 kW avant de pouvoir être retraités (40 kW contre 25 kW après un an de refroidissement). Enfin la température des pastilles de combustible RNR étant plus élevée (2 000 °C au centre et 900 °C en surface) que pour celles de MOX RNT, les modifications chimiques du combustible sont considérables, entraînant des concentrations locales en éléments et la formation d'intermétalliques.

Les assemblages de MOX RNR sont donc *a priori* plus difficile à retraiter que les MOX RNT car leurs caractéristiques les éloignent de ce que l'on sait faire. Les difficultés sont différentes selon que l'on veut extraire Pu (sans en perdre) et U pour les recycler en RNR ou bien extraire les AM (en plus de U et Pu) pour les transmuter. Dans le second cas d'ailleurs il est déjà acquis, au vu des difficultés posées par la manipulation du curium (Cm), que seul l'américium (Am) serait transmuté dans des cibles (Uapp, contenant 20 % de Am), mais en plusieurs passes en réacteur. Le Cm séparé serait mis en entreposage pour décroissance. Contrairement à la séparation de U et Pu du CU MOX RNR et à leur recyclage en RNR il n'y a aucun retour d'expérience industrielle pour extraire et séparer les AM du CU.

3 | Recherches à conduire pour fermer un cycle de combustible RNR

Elles sont considérables tant au plan technologique que fondamental. En effet aucune des usines actuelles du cycle du combustible RNT n'est dimensionnée pour traiter du MOX RNR (criticité, radioprotection) et il faut maîtriser au plan de la physicochimie toutes les étapes du cycle au regard des caractéristiques du CU MOX RNR : cisailage des assemblages, dissolution complète du CU, performances des séparations par extraction par solvant, gestion des déchets notamment vitrification des produits de fission (PF) (avec ou sans AM) et préparation du nouveau combustible (avec ou sans AM) ou de cibles de transmutation (U et AM). Les problèmes sont, par exemple, celui du dégagement massif des gaz de fission au cisailage, difficulté de solubiliser le Pu (concentration élevée et intermétalliques avec les platinoïdes), choix des réactifs spécifiques et radiolyse importante de ces réactifs, vitrification des platinoïdes, frittage réactif pour obtenir les bonnes compositions et morphologies des combustibles ou cibles, etc. et d'une façon générale manipulation de solutions et de solides très radioactifs en conditions sous-critiques. Enfin il ne faut pas oublier le problème final, bien que lointain, de la gestion des matières radioactives qui seront dans les derniers RNR et cycles (1 000 tonnes de Pu, tonne d'AM).

Ces recherches ont débuté en France dès 1991 au CEA puis se sont développées dans un cadre national (industriels du nucléaire, organismes nationaux de recherche) et international (Europe et pays nucléaires). La loi de recherche de 1991 inscrivait la transmutation des AM comme une voie d'amélioration de la gestion des déchets de haute activité. Après 15 ans il a été acquis que seul les RNR pouvaient l'assurer. La loi de 2006 a programmé la transmutation des AM en fixant à 2020 la construction d'un prototype de RNR. Les efforts sont désormais concentrés sur le programme Astrid (Advanced Sodium Technological Reactor for Industrial Demonstration). Les ambitions de ce programme sont d'abord de démontrer le recyclage de Pu et U en RNR-Na puis ultérieurement la transmutation de Am seul. Le Cm serait extrait et placé en décroissance pendant 100 ans. Un calendrier de principe pour la construction du réacteur et des pilotes de retraitement et fabrication des combustibles est arrêté (2020-2040). Quoi qu'il en soit, il faut fermer le cycle sur Pu-U ou sur Pu-U et Am (et Cm) et retraiter du combustible MOX. Aujourd'hui des résultats significatifs ont été obtenus et les points durs sont bien identifiés. On connaît donc bien les efforts considérables à fournir (sans parler des coûts) dans les années qui viennent et de nombreux organismes s'occupent de les planifier (CEA, EDF, Areva, ministères et ANCRE, Union européenne, etc.).

L'Académie a tenu en 2010 un séminaire sur les recherches nécessaires pour fermer un cycle de combustible RNR. Ce séminaire a permis de faire un point sur les résultats acquis et les recherches fondamentales à conduire. En effet les recherches technologiques suivront en fonction des procédés qui seront issus des recherches. Voici l'essentiel des enseignements de ce séminaire.

La principale conclusion a été qu'il n'y aurait pas d'étapes vraiment rédhibitoires pour gérer un cycle du combustible de RNR. Néanmoins il faudrait de nouvelles usines nécessitant, avant de les construire, une longue expérimentation technologique pour définir les cahiers des charges. Pour autant, tous les phénomènes physicochimiques sont loin d'être compris et donc maîtrisés et toutes les voies innovantes n'ont pas été complètement explorées. La recherche fondamentale en physicochimie doit donc être poursuivie sans relâche même en l'absence de réelle perspective sur une filière RNR.

La physicochimie associée aux cycles des combustibles concerne, au plan fondamental, plusieurs systèmes multiphasés.

Systemes solides-gaz (chimie à haute température dans le combustible en réacteur, fabrication du combustible neuf par frittage, transformation en oxydes des précipités des éléments à recycler, ...)

La restructuration des oxydes en présence d'hélium et d'oxygène dans le fort gradient de température entre le centre et la périphérie des pastilles, et sous forte irradiation, n'est pas bien comprise. Elle est d'une complexité extrême. Des composés inhabituels se forment et des composés corrosifs pour l'acier migrent radialement par thermodiffusion vers la gaine. Ce domaine de la chimie du solide à haute-moyenne température appelle de nouvelles études : thermodynamique des composés d'actinides (Pu et autres actinides), calcul de diagrammes de phases, potentiel d'oxygène et non stœchiométrie, modélisation des défauts et stabilité des composés. Elles devraient permettre de transposer les concepts classiques de chimie du solide aux conditions du passage du combustible neuf au combustible usé à fort taux de combustion.

Le contrôle de la stœchiométrie de la céramique d'oxyde du combustible neuf MOX (U, Pu, Am, ...) nécessite celui du potentiel oxygène qu'il faut savoir mesurer et ramène aux nombreux équilibres oxygène-oxydes des éléments (PF et actinides). La décomposition des oxalates mixtes d'actinides (U et Pu, voire avec Am, ...) est très complexe tant au plan redox que structural. Il faut donc mieux comprendre la phénoménologie et la formation des solutions solides des éléments.

Les combustibles renfermant U, Pu, AM sont très spécifiques (stœchiométries et propriétés thermodynamiques compliquées, volatilité de Am, présence impuretés, taux de combustion élevés, production d'hélium, fabrication et

contrôles en télé-opération) nécessitent encore d'intenses recherches car leurs diagrammes de phases et leurs propriétés sont quasi inconnues.

La vitrification des PF et des AM est un domaine scientifiquement maîtrisé, mais que l'on peut optimiser au regard de la lixiviation de certains éléments des verres obtenus. D'une façon générale le conditionnement des déchets passe par la chimie du solide, sans avoir le souci de l'influence d'une phase gazeuse, mais il faut s'assurer de la bonne rétention des éléments et en comprendre le mécanisme.

Systemes solides-solutions (dissolution du MOX dans l'acide nitrique, précipitation de U, Pu ... à partir de solutions nitrique, ...)

La solubilité du Pu contenu dans le combustible utilisé MOX dépend des conditions de fabrication et d'irradiation et de la concentration de certains PF qui l'accompagne. La coprécipitation des composés U, Pu et Am est un phénomène compliqué. Ces domaines appellent des recherches sur les cinétiques de réactions et sur la thermodynamique des systèmes.

Systemes solutions liquides-solutions liquides (extraction par solvant de U, Pu, PF, AM)

Ces systèmes se rencontrent dans les domaines de la séparation des éléments à recycler et sont plus ou moins complexes selon les modes de séparation, éléments isolés ou éléments par groupe. Ils sont très nombreux et caractérisés par le fait que la phase aqueuse est de l'acide nitrique, que les éléments sont très concentrés, que l'extraction doit être supérieure à 99,9 % avec des facteurs de séparation élevés, que les solutions organiques ont des compositions très variables et que, finalement, la radiolyse est importante. À cela il faut ajouter que le comportement des PF et des actinides en solution est intrinsèquement compliqué et quelques fois très proche (lanthanides et actinides).

Les systèmes en cause ouvrent de multiples recherches dans tous les secteurs de la chimie sous rayonnement : acide nitrique, solutions concentrées, complexes organométalliques, complexes supramoléculaire, radiolyse etc. et nécessitent l'utilisation de toutes les méthodes de caractérisation et de modélisation. Ces recherches sont en pleine expansion.

Lors du séminaire, quelques présentations ont porté sur la voie alternative des RNR à sels fondus alimenté avec du combustible au thorium (Th/Pu puis Th/²³³U). La physicochimie associée à cette voie porte sur les systèmes comportant des sels fondus et des métaux. Ici le retour d'expérience à l'échelle pilote est quasi inexistant et la recherche est largement ouverte en électrochimie et en extraction réductrice.

4 | Modélisation

La modélisation du comportement des éléments dans tous les systèmes multiphasés est un point commun à toutes les études. Le développement récent des modèles *ab initio* de dynamique moléculaire et le développement de la modélisation à toutes les échelles (microscopique, mésoscopique, macroscopique) doivent être accentués pour couvrir toutes les perspectives de chimie de l'aval du cycle. La sûreté des installations, l'analyse des risques, notamment de l'aval du cycle à très long terme, font aussi appel à la simulation sur ordinateur.

Conclusion

Extraire plus d'énergie de l'U et du Pu qu'on ne le fait actuellement dans les RNT est possible en exploitant des RNR. La notion de réserve en matière fissile ne se pose plus puisqu'elle se compte en millénaires. On sait construire et exploiter des RNR-Na de type Superphénix, la Russie en a, l'Inde et la Chine en construisent. Ils ne recycleront pas les actinides mineurs. On ne sait pas si leur exploitation sera en iso-génération ou en surgénération ou s'ils recycleront seulement le Pu et l'U des RNT. Autrement dit on ne sait pas si le cycle du combustible RNR pour ces réacteurs sera fermé.

L'ambition de la France est de construire des RNR de 4^e génération (à sûreté renforcée par rapport aux RNR actuels) et de fermer le cycle du combustible associé sur U et Pu puis sur Am (Cm en décroissance). C'est un grand défi correspondant un changement de filière nucléaire. Seule la France s'intéresse vraiment à la séparation et à la transmutation des actinides mineurs pour l'avoir inscrite dans une loi. Son expérience du nucléaire (réacteurs, cycle du combustible semi fermé) lui permet certainement de relever le défi sur les plans scientifique et technique. Une décision dans ce sens est un engagement d'efforts sur plus d'un siècle, tant au niveau des RNR que du cycle du combustible associé. Les efforts portant sur le cycle ne doivent pas prendre du retard par rapport à ceux consentis sur les réacteurs. Ils ont aussi pour objet la gestion des déchets nucléaires à venir quand on arrêtera le nucléaire RNR (résorption du Pu et AM en cycle). Même devant une filière incertaine (parc de RNR transmutant ou non les AM) il faut poursuivre les recherches car dans le domaine du nucléaire elles sont très longues. Il reste encore des incertitudes qui doivent être levées au plus vite pour prendre des décisions. Une filière électronucléaire fondée sur des RNR implique une intervention de la chimie-radiochimie beaucoup plus importante qu'elle ne l'est dans une filière de RNT car c'est l'aval du cycle qui devient stratégique au profit de l'amont. Il faut donc

se préparer dans cette perspective de « nouvelle stratégie » et en particulier former des spécialistes.

Valeur énergétique de l'uranium

Elle est imposée par des phénomènes physiques et par la résistance des matériaux formant les crayons de combustible, notamment la gaine. Dans un RNR la réactivité diminue moins vite que dans un RNT (pour de multiples raisons) et on peut donc laisser le combustible plus longtemps en réacteur (7/8 ans contre 3/4 ans) et donc brûler plus de matière fissile. Dans un RNT les gaines du combustible en Zr, transparent aux neutrons thermiques, ne peuvent supporter que de 10 à 30 dpa (déplacement d'un atome par atome par les neutrons rapides) alors que dans un RNR les gaines en acier inox peuvent supporter jusqu'à 150 voire 200 dpa. Zr s'oxyde en présence de H₂O et O₂ vers 300 °C et se fragilise, l'inox est inerte en présence de Na vers 500 °C. Ainsi avec un RNR on peut espérer extraire jusqu'à 200 GWj t⁻¹ du combustible (Uapp à 20 % de Pu) alors que dans un RNT à uranium enrichi à 3,7 % on ne va pas plus loin que 55/60 GWj t⁻¹ ce qui, ramené à l'uranium naturel, correspond à 6 GWj t⁻¹. L'énergie que l'on peut tirer de l'uranium naturel en passant d'un RNT à un RNR est considérable mais il faut pour cela disposer de Pu. C'est le Pu initial, formé à partir de ²³⁸U qui fournit l'essentiel de l'énergie, soit 87 % du total. Mais le CU RNR est plus chaud et radioactif que le CU RNT.

Quantités de Pu

Pour lancer une RNR il faut environ 9,6 t de Pu fissile (10 à 15 t de Pu de première génération) par GWe. Ce Pu correspond à deux cœurs (dont un pour le premier rechargement). Cette quantité de Pu est contenue dans le CU d'un RNT de 1 GWe fonctionnant pendant 40 à 50 ans. Ensuite un RNR peut s'auto-régénérer en 20 à 30 ans. Superphénix le plus puissant RNR jamais construit (1,2 GWe) devait donner un excès de 0,2 t de Pu/an. Actuellement le CU UOX déchargé annuellement en France contient environ 100 t de Pu (10 000 t à environ 1 % en Pu) et le CU MOX déchargé annuellement environ 10 t (200 t à environ 5 %). La réserve de Pu de première génération qui sera dans le CU UOX en entreposage en 2030 sera de 4 500 t. À cette date la réserve de Pu de deuxième génération présente dans le CU MOX sera de 300 t.

Le Pu du CU UOX est particulièrement intéressant car il peut être immédiatement recyclé. La « valeur de fission » du Pu pour être recyclé, dans le MOX des RNT ou dans le MOX des RNR, est exprimée en quantité équivalente de Pu239. On tient compte pour cela des rapports des sections

efficaces de fission des différents isotopes à celle de Pu239 en fonction de l'énergie des neutrons. Pour les neutrons rapides l'aptitude du Pu à être utilisée comme matière fissile dépend d'un jeu de coefficients (par exemple 0,59 pour Pu238, 1 pour Pu239, 0,193 pour Pu240, 1,33 pour Pu241 et 0,12 pour Pu242). Ainsi pour du CU UOX initialement à 3,7 % en U235 brûlé avec un TC de 45 GWj/t il y a dans 1 tonne, 8,57 kg de Pu fissile en RNR pour 11,270 kg de Pu total. Pour du CU MOX initialement à 8,3 % en Pu initial dans Uapp avec un TC de 45 GWj/t il y a dans 1 tonne, 37,77 kg de Pu fissile en RNR pour 57,482 kg de Pu total. Le plutonium de première génération est meilleur que celui de deuxième génération pour faire des RNR. Ensuite, dans un RNR la dégradation isotopique du Pu (Pu de troisième génération et au-delà) est plus lente, il y a plus de fission que de captures des neutrons.

ANNEXE C

Les réacteurs hybrides fusion-fission

Introduction

L'énergie nucléaire peut répondre à une augmentation de la demande d'énergie électrique de base avec un niveau d'émissions de gaz à effet de serre réduit. La production d'énergie nucléaire est surtout intéressante lorsque la demande provient d'agglomérations urbaines, notamment les mégapoles, ou d'industries lourdes. Ce mode de production d'énergie peut évoluer avec l'émergence potentielle des réacteurs à neutrons rapides ou celle plus lointaine de la fusion contrôlée. Dans la mesure où on peut brûler U238 dans les RNR, les réserves énergétiques se comptent en millénaires, il en est de même pour la fusion car les ressources en isotopes de l'hydrogène et en lithium sont quasi illimitées.

1 | La fusion

Une réaction D-T libère une énergie de 17,5 MeV dont un neutron de 14 MeV. Une réaction de fission libère environ 200 MeV.

2 | Les réacteurs hybrides fusion-fission

L'hybridation consiste à mettre de l'U238 voire du Pu dans la couverture du réacteur de fusion pure. Les réacteurs hybrides fusion-fission utilisent les caractéristiques de la réaction D-T et de la fission de U238 (facteur 10 dans les énergies produites).

Dans un réacteur de fusion, les neutrons de 14 MeV produits par la réaction D-T cèdent leur énergie à la couverture en étant ralentis. Or ces neutrons ont

des propriétés neutroniques exceptionnelles : ils peuvent provoquer des réactions de fission sur la plupart des actinides, entre autres sur U238 et le Th232.

Dans un réacteur hybride utilisant de U238, les neutrons de 14 MeV induisent aussi des réactions de fission dans le Pu239 situé dans la couverture, lui-même issu de U238 par réaction avec les neutrons, ou ajouté au départ à U238. En ayant une réaction de fission par réaction de fusion, on obtient dans la couverture un gain énergétique de 10 alors que la neutronique reste définie par la fusion. En partant d'un gain pour les réactions de fusion de 5 ($Q = 5$) on obtient alors pour le réacteur hybride un gain global de 50, ce qui est nécessaire pour la production d'électricité avec une consommation interne de 20 %, la couverture restant très loin des conditions critiques ($K_{eff} = 0,7$). Au cours de ce processus il se forme, en plus de Pu, des actinides mineurs qui seront avec le temps brûlés dans ce même réacteur, sans séparation externe. On obtient alors un état d'équilibre pour la concentration de Pu239 lorsque la fraction de Pu brûlé correspond à la fraction produite à la suite de l'absorption de neutrons par U238.

La taille d'un réacteur hybride est très inférieure à celle d'un réacteur de fusion pure car la puissance fusion demandée ainsi que la valeur du gain ($Q < 5$) sont beaucoup plus faibles. La modification majeure est dans la composition de la couverture qui contient de l'uranium 238 et du plutonium, l'épaisseur de la couverture restant pratiquement la même.

3 | Structure des couvertures hybrides

On considère un cas particulier simple pour permettre un premier calcul ; c'est celui d'un système où le caloporteur est du lithium liquide chargé en combustible sous la forme de petites billes de U238 en suspension, le tout à basse pression ~ 1 MPa. Ce mélange liquide, le « fuel », circule de part et d'autre d'un modérateur en béryllium, les épaisseurs étant d'environ 15 cm (figures 1 et 2). Le Li6 utilisé (2 % du lithium total) produit du tritium comme dans un réacteur de fusion pure.

Les interactions de base du neutron de 14 MeV avec U238 sont les réactions de fission et des réactions $(n, 2n)$ et $(n, 3n)$ avec des sections efficaces semblables. Ces réactions donnent environ 3 neutrons, qui, lorsqu'ils ont atteint une énergie suffisamment faible, produisent Pu239 avec U238. Pu239 est ensuite « brûlé » (fission et autres réactions nucléaires) par les neutrons rapides comme dans un réacteur rapide. Le calcul neutronique a été fait lorsqu'il y a un équilibre entre la production de plutonium et sa consommation.

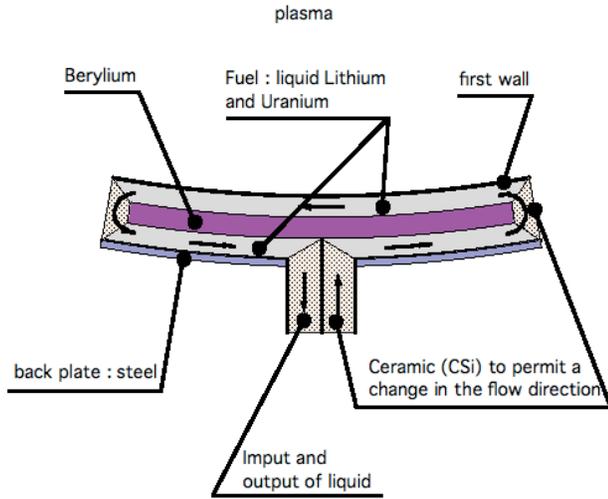


Figure 1
coupe schématique d'une couverture hybride.

Les études neutroniques ont été en grande partie menées à **Sarov en Russie** dans le cadre de l'ISTC (International Science and Technology center). Le résultat de ces calculs est donné dans le tableau ci-dessous.

Tableau

Composition de la couverture (cas de la figure 1) à l'équilibre du Pu239 pour un gain énergétique de 10.

Couche	épaisseur cm	U+Pu (%)	Pu 9 (%)	Li (%)	Li 6 (%)	autres
Mur	0.75			(%)		V
fuel	15	10	(5)	90	(2)	
Mode.	15					Be
fuel	15	10	(5)	90	(2)	
Ecran	44					eau, acier

Gain en puissance dans la couverture : 10

Équilibre entre la production et la consommation du Pu239

$Z_{eff} = 0,7$

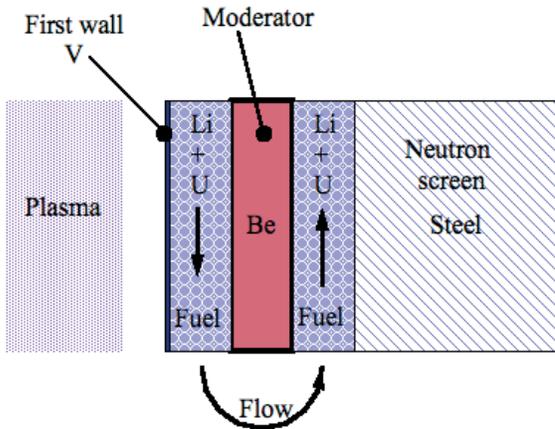


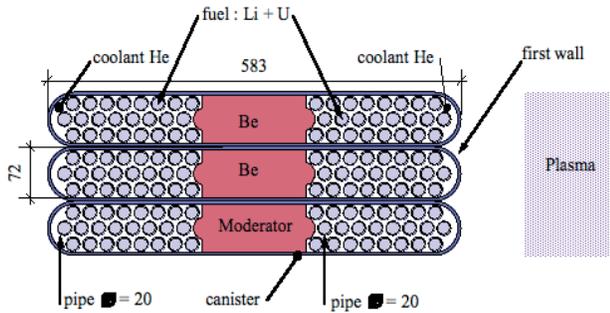
Figure 2

Coupe longitudinale d'une couverture hybride correspondant à la figure 1 où le fuel est un métal liquide aussi caloporteur.

Un problème de ce type de configuration est dû à la vitesse de circulation nécessaire du fluide conducteur ~ 1 m/s dans un milieu à champ magnétique élevé. Une telle vitesse demande des revêtements semi isolants sur les parois métalliques pour limiter les pertes de charge à moins de 1 MPa.

D'autres solutions sont mieux adaptées à la situation actuelle mais sont moins bien optimisées du point de vue neutronique :

- Le refroidissement peut se faire par un gaz, de l'hélium ou de l'hydrogène. Le fluide de refroidissement à l'extérieur du fuel se trouve à une pression d'environ 10 MPa.
- Le fuel fluide circule dans des tuyaux à vitesse très réduite pour homogénéiser la composition du fuel : 1 mm/s, avec une pression statique proche de celle du fluide de refroidissement ; le fuel reste principalement à l'intérieur de la couverture car il n'est plus le fluide caloporteur. L'épaisseur des tuyaux est environ 1 mm ou moins.
- Les tuyaux du fuel et le gaz caloporteur se trouvent à l'intérieur de conteneurs qui contiennent la pression et dont les extrémités constituent le premier mur. Ils ont un petit rayon de courbure, 2 à 5 cm de façon à limiter l'épaisseur de la structure à une valeur de 5 à 10 mm (figure 3).
- La couverture pourrait être séparée en deux à l'intérieur du réacteur : les éléments produisant de l'énergie à l'extérieur du tore de plasma et ceux produisant du tritium à l'intérieur.

**Figure 3**

Coupe transversale d'une couverture hybride où le fluide caloporteur est un gaz séparé du fuel.

Comparé à la figure 1, le fuel est contenu dans une série de tubes d'un diamètre de quelques cm. Le fluide caloporteur à haute pression est contenu dans des boîtiers qui ont aussi le rôle de premier mur en face du plasma.

4 | Avantages de ces solutions de couverture hybride du point de vue de la fusion

- Au niveau du premier mur, le flux de neutrons est plus faible d'un facteur 5 comparé au cas d'un réacteur de fusion pure de même puissance.
- Il y a moins d'érosion et le flux de chaleur sur les plaques du divertor et sur le premier mur est moindre. Des plaques de divertor plus épaisses pourraient être utilisées et leur durée de vie pourrait être fortement augmentée (plus que d'un facteur 10).
- Un gain Q tel que 5 est suffisant, cela signifie un courant plus faible dans le plasma et un réacteur plus petit.
- Le plasma d'ITER est suffisant pour un réacteur hybride ; le test d'une couverture hybride avec les paramètres appropriés : température, puissance spécifique produite, flux de neutrons... pourrait être effectué sur ITER.
- Le temps nécessaire pour développer les matériaux serait réduit de beaucoup puisque les contraintes d'utilisation sont d'au moins un ordre de grandeur plus faible.

- Le nombre d'étapes pour mettre au point un réacteur commercial serait réduit.

Néanmoins il y a des problèmes à résoudre.

La présence d'uranium, de plutonium et de produits de fission produira une forte activité du fuel à l'intérieur du tokamak où les conditions de sécurité devront être renforcées, en particulier les systèmes de refroidissement auxiliaires devront être incorporés pour évacuer la chaleur résiduelle produite après l'arrêt du réacteur.

Il peut être demandé par les autorités de sûreté une autre barrière de confinement à l'intérieur de la couverture.

Comme proposé, avec un gaz comme caloporteur, le fuel (Li7-U238 ou un autre système liquide) pourrait rester à l'intérieur du réacteur lorsque ce dernier est en opération. Le même refroidissement avec ce gaz peut être utilisé pour le premier mur.

Le temps pour obtenir l'équilibre du Pu239 est relativement long, quelques décennies, si l'on part de U238 pur car la puissance des neutrons de 14 MeV est modeste, de 0,3 à 0,5 MW/m². Initialement sans Pu, le gain de la couverture sera voisin de 3. On peut aussi démarrer le réacteur avec un fuel contenant déjà du Pu ou d'autres actinides fissiles.

5 | Comparaison entre les réacteurs rapides et les hybrides

La configuration hybride a les avantages suivants :

Il y a deux amplifications successives avec d'abord le gain dû à la fusion à partir du chauffage additionnel Q puis celui dû à la fission M , soit un gain total QM . La puissance globale produite dépend directement du chauffage additionnel et il n'y a pas de possibilité d'emballlement. Il n'y a pas de barres de contrôle car la régulation est faite par le chauffage additionnel.

Le coefficient K_{eff} est très inférieur de la valeur critique de 1 et le réacteur est peu sensible aux variations de composition du fuel et des matériaux de la couverture :

- un grand choix de solution existe pour le fuel, métal liquide lithium, plomb... ou sels fondus, fluide caloporteur eau ou gaz, modérateur Be, eau, carbone ;

- un retraitement du fuel n'est pas nécessaire pendant une longue période de temps et peut-être même pendant la vie du réacteur ;
- les actinides mineurs peuvent être aussi partiellement brûlés durant l'opération et recyclés après.

Des études récentes de neutronique réalisées en Chine proposent une solution voisine de celle des réacteurs de fission à eau pressurisée pour la couverture hybride et comme fuel celui provenant de réacteurs de fission après usage.

Le désavantage principal est lié à la complexité du réacteur hybride et à sa géométrie torique.

6 | En résumé

Dans un réacteur hybride l'énergie est produite par les réactions de fission, mais la neutronique est définie par la fusion ; la configuration de la matière fissile (cœur) est sous critique et le réacteur ne peut donc ni s'emballer ni exploser. L'avantage est de pouvoir brûler directement U238 (ou le thorium) sans utiliser d'U235 au départ. On minimise aussi les déchets en brûlant directement une partie des actinides produits et en réduisant les retraitements.

Le plasma envisagé sur 1ter avec un gain fusion de $Q = 10$ et une puissance de 400 MW est presque trop puissant pour le cœur d'un réacteur hybride car ce dernier produirait alors 4 GW de puissance thermique totale pour un gain de la couverture de 10. Mais avec 1ter il serait possible de tester des éléments de couverture hybride en grandeur réelle. Seule la durée d'opération et le flux intégré des neutrons seraient loin des conditions d'un réacteur commercial.

Malgré la complication introduite, les avantages d'une telle voie sont :

- Vis-à-vis d'un réacteur à fusion pure, les contraintes sur les matériaux sont réduites d'un facteur de 5 à 50.
- Un réacteur hybride devrait être moins long à développer qu'un réacteur de fusion pure.
- Les réserves énergétiques du nucléaire classique sont multipliées par au moins deux ordres de grandeur.
- Les actinides mineurs sont en grande partie brûlés.
- Cette voie devrait permettre un développement harmonieux vers la fusion pure car on peut augmenter progressivement le gain et la puissance de fusion au fur et à mesure du développement des matériaux et de leurs tests.

Conclusion

L'introduction de réacteurs hybrides fusion-fission peut être une source d'amélioration au niveau de la sécurité et de la gestion des déchets et peut ainsi aider le développement du nucléaire en tant que source d'énergie.

Dans le monde, les recherches sur les couvertures hybrides sont plutôt dispersées :

Aux États-Unis les travaux se sont concentrés sur l'incinération des actinides mineurs et du plutonium d'origine militaire. Mais le cœur de fusion choisi est en général très éloigné de performances réalistes.

En Europe, il n'y a pratiquement pas d'équipes travaillant sur le sujet, et le CEA se désintéresse de ce problème. Des collaborations ont été développées avec la Russie où une équipe du VNIEFF de Sarov a fait les calculs neutroniques sur la couverture hybride de la figure 2.

Par contre la Chine a pris le réacteur hybride comme objectif de ses recherches sur la fusion et commence à proposer des résultats intéressants en particulier avec des solutions dérivées des REP.

Il serait peut-être temps qu'en Europe, une équipe d'une dizaine de personnes fasse les études neutroniques et thermomécaniques, incluant les forces induites par le plasma, pour permettre de comparer diverses solutions et préparer la conception d'un élément test qui pourrait être monté dans Iter et fonctionner dans une situation réaliste.

ANNEXE D

Le vieillissement des centrales nucléaires de type REP

1 | La problématique du vieillissement

Le vieillissement d'un matériau ou d'un composant peut être défini comme la dégradation avec le temps de leur capacité à remplir la fonction pour laquelle ils ont été conçus. Dans la réalisation d'un composant, on peut choisir d'assembler des matériaux. C'est le vieillissement de cet ensemble qu'il faut alors considérer.

Quand on se pose la question du vieillissement des centrales nucléaires (plusieurs réacteurs sur un même site), il est important de distinguer le vieillissement des matériaux et le vieillissement des composants.

Les composants principaux des réacteurs nucléaires français peuvent assez naturellement se classer en trois catégories : les composants qui sont du « consommable » (comme le combustible et les gaines de combustibles réunis en assemblages), les composants qui sont « remplaçables » (comme les internes de cuves, la circuiterie, les échangeurs de chaleur), et les composants qui sont « non remplaçables » et qui déterminent la durée de vie du réacteur (comme la cuve). La question du vieillissement se pose en des termes différents suivant le type de composants : le vieillissement des « consommables » doit être contrôlé pour assurer une consommation optimale du combustible nucléaire, le vieillissement des « remplaçables » doit être géré pour optimiser l'exploitation des centrales et minimiser le nombre et la durée des arrêts de réacteurs, et le vieillissement de la cuve « non remplaçable » contrôle la durée de vie des réacteurs. Les questions de vieillissement, compte tenu des matériaux utilisés pour réaliser les centrales, sont majoritairement centrées autour des matériaux métalliques, avec comme caractéristiques majeures la sensibilité de leurs propriétés mécaniques à leur microstructure, et leur réactivité au milieu environnant *via* les mécanismes de corrosion. Dans le cas particulier des centrales nucléaires, l'endommagement par irradiation, la sollicitation mécanique et la sollicitation par l'environnement interviennent de façon couplée dans la dégradation des matériaux, et donc le vieillissement des composants.

2 | Spécificité des matériaux métalliques

La première caractéristique physicochimique des métaux et alliages est la nature de la liaison chimique. De façon dominante, la cohésion des métaux et alliages est liée à un gaz d'électrons libres ou presque libres dans leurs mouvements : ces électrons mobiles leur donnent une grande réactivité chimique et expliquent la facilité des réactions d'oxydoréduction avec le milieu extérieur, et c'est pour cette raison qu'un des modes de vieillissement des alliages métalliques sera la corrosion, et en particulier la corrosion par l'eau des réacteurs, chaude, sous pression et ayant subi une forte radiolyse (présence d'espèces radicalaires très réactives).

La deuxième caractéristique des métaux et alliages est que leurs propriétés, et en particulier leurs propriétés mécaniques, dépendent, au-delà des effets de composition proprement dits, de la microstructure, c'est-à-dire de la façon dont les atomes sont distribués à l'échelle micronique ou submicronique. Cette microstructure comporte en général des grains correspondant à une orientation cristallographique, séparés par des joints de grains. L'intérieur des grains est très souvent polyphasé, deux ou plusieurs phases, de cristallographie et de composition chimique différentes, coexistent dans des morphologies très variées. Ces microstructures sont obtenues par des traitements thermiques et thermomécaniques effectués le plus souvent loin de l'équilibre thermodynamique. La nature des phases, leurs morphologies, leurs proportions dépendent du traitement thermique qui leur a donné naissance, et de l'histoire des matériaux en cours de fonctionnement des composants, et en particulier dans les cas de fonctionnement à haute température. C'est pour cette raison qu'un mode de vieillissement courant des matériaux métalliques est le vieillissement thermique dû à l'évolution des propriétés mécaniques suite à un maintien prolongé en température.

3 | Spécificité des appareils sous pression : le cas de la cuve, la question de la ténacité et de la transition ductile fragile

Comme dans tous les appareils sous pression, il faut éviter la propagation brutale de fissures dans la paroi de la cuve. La grandeur qui mesure cela est la « ténacité ». Propager une fissure relâche de l'énergie élastique (force motrice) et coûte de l'énergie « dissipée », en créant des nouvelles surfaces, et en déformant plastiquement le matériau. L'énergie dissipée plastiquement est très largement dominante devant l'énergie de surface pour tous les matériaux

métalliques. Quand une fissure est trop courte, ou que la contrainte appliquée est trop faible, l'énergie élastique relâchée est trop faible en regard du coût énergétique de propagation, et la fissure est stable. Dans le cas inverse, la fissure est instable et se propage brutalement. Au-delà d'une contrainte critique, une fissure se propagera brutalement. Si la « ténacité » est trop faible et que la contrainte est élevée, la fissure deviendra instable pour des longueurs inférieures aux longueurs détectables par contrôle ultrasonore (qui est relativement facile à faire industriellement) et donc la sécurité ne sera pas convenablement assurée. C'est pour cela que les autorités de sûreté insistent sur la ténacité.

En général, la ténacité est d'autant plus grande que la dissipation plastique pour la propagation de fissure est plus élevée, et donc une limite d'élasticité élevée (qui rend la déformation plastique plus difficile) est en général associée à une baisse de ténacité. Un deuxième aspect est le rôle de la température sur la fragilité du matériau. Cela tient spécifiquement à la nature des aciers de cuve. Quand un matériau est cubique centré (comme l'acier de cuve en majorité) sa capacité à se déformer plastiquement dépend fortement de la température : à basse température il est très dur, et à haute température plus mou. À basse température il tend donc à rompre de façon fragile en dissipant peu d'énergie plastique. À haute température il rompt de façon ductile avec beaucoup d'énergie dissipée. Il y a une température de transition dite « ductile fragile » qui donne la gamme de température en-deçà de laquelle le matériau a une faible énergie dissipée et il est « dangereux » de l'utiliser.

Quand on durcit le matériau, la ténacité baisse et cette « température de transition » augmente. On ne pourra utiliser sûrement un appareil sous pression que si les fissures détectables sont sous-critiques (ténacité suffisante), et évidemment si la température de transition ductile fragile ne se rapproche pas trop des températures avoisinant l'ambiante. Le problème du vieillissement de la cuve est lié à la modification sous irradiation des propriétés de ténacité et de température de transition des aciers bainitiques la constituant.

4 | Une sollicitation particulière : l'irradiation

L'irradiation perturbe tout l'édifice des alliages, aussi bien du point de vue de la structure cristallographique, que du point de vue de la chimie, et du point de vue des transports de matière. La collision avec des particules de haute énergie induit des déplacements atomiques, il en résulte la formation de défauts ponctuels hors équilibre thermodynamique, qui eux-mêmes modifient les phénomènes de transport dans les alliages, peuvent induire par leur élimination des ségrégations chimiques aux interfaces, peuvent condenser sous forme de boucles de dislocations et en conséquence durcir le matériau.

La complexité du vieillissement sous irradiation est double : la caractérisation des phénomènes est expérimentalement difficile compte tenu de la radioactivité des échantillons, et la modélisation doit aller de l'échelle atomique, où se situe le dommage élémentaire, à l'échelle macroscopique de la pièce où se situent les conséquences sur le comportement. La compréhension des phénomènes élémentaires d'irradiation (création de défauts ponctuels) repose actuellement sur des codes de dynamique moléculaire. Une fois la population de défauts créée, leur dynamique ultérieure, leur condensation sous forme de boucles d'irradiation, leur élimination sur des puits structuraux comme les joints de grains, sont relativement bien comprises, au moins conceptuellement. Il en est de même des phénomènes de stabilité de phase sous irradiation ou de ségrégations chimiques induites. L'incidence de ces évolutions microstructurales sur les propriétés mécaniques est bien référencée, mais moins bien comprise. La compréhension du comportement mécanique sous irradiation est encore imparfaite. Le comportement de matériaux irradiés sous une sollicitation externe appliquée de façon temporaire (ce qui serait le cas d'un accident) est mieux compris. Si l'incidence sur la limite d'élasticité est en bonne voie de compréhension, les instabilités de comportement mécanique induites par irradiation (et en particulier les phénomènes de localisation) rendent la compréhension des autres conséquences beaucoup plus délicate et il manque encore à ce jour les outils conceptuels pour la mener à bien.

5 | Le vieillissement sous irradiation des cuves de réacteurs

Les aciers ferritiques « non alliés » sont les aciers de construction de chaudières les plus classiques. Les aciers faiblement alliés sont utilisés en cas de besoin de caractéristiques mécaniques plus élevées dans le domaine des températures inférieures à 350 °C, par exemple pour des capacités sous pression de fort diamètre (avec souci de limiter les épaisseurs) : c'est le cas de la cuve des réacteurs. Ces matériaux présentent toutefois plusieurs inconvénients : l'augmentation des caractéristiques de traction se fait en général aux dépens de la résistance à la rupture fragile (résilience, ténacité) ; ils sont sensibles à la fragilisation par l'hydrogène, ce qui peut amener des problèmes de corrosion ou des difficultés de soudage ; enfin la vitesse de trempe variant beaucoup entre la peau et le cœur des pièces épaisses, des hétérogénéités de structure et de propriétés préjudiciables à l'emploi peuvent apparaître.

Les chaudières nucléaires à eau pressurisée sont soumises en service à des sollicitations de nature mécanique, thermique (température de fonctionnement inférieure à 350 °C) ou chimique (présence d'eau boriquée, de lithine et

d'hydrogène dissous dans le milieu primaire ; ammoniacque ou morpholine et hydrazine dans le milieu secondaire) pour des durées de fonctionnement très longues, 40 ans voire 60 ans. Le plus souvent, la prise en compte des problèmes de corrosion conduit au choix d'aciers inoxydables (addition de chrome à teneurs supérieures à 12-13 %) qui fournissent un revêtement interne de la cuve.

Pour les aciers ferritiques (comme les aciers de cuve), qui peuvent être soumis à une irradiation neutronique maximale de l'ordre de $6,5 \cdot 10^{19}$ neutrons/cm² (d'énergie pouvant aller jusqu'au MeV), les éléments résiduels cuivre et phosphore qui interagissent avec les défauts ponctuels sont la cause de la majeure partie de la fragilisation. Outre la composition chimique du matériau et sa structure, les autres paramètres significatifs sont le nombre de neutrons reçus par unité de surface (fluence) et la température. Le flux et le spectre d'énergie des neutrons ne paraissent pas avoir d'effet significatif. Les conséquences de l'irradiation sur les aciers ferritiques sont une augmentation de la limite d'élasticité, qui conduit à une augmentation de la température de transition ductile-fragile (DBTT), et donc à une augmentation du risque de rupture fragile par clivage. Les facteurs déterminant l'amplitude de la fragilisation par irradiation sont bien connus. Ce sont les teneurs en éléments résiduels cuivre et phosphore. Certains éléments d'alliage (Ni, ...) peuvent venir renforcer l'effet de ces éléments. À partir de là, des formules de prévision (pour le métal de base et pour les joints soudés) ont pu être proposées. Ces formules sont du type $DBTT = f(\%Cu, \%P, \%Ni\dots)$.

L'analyse par sonde atomique de la microstructure des aciers ferritiques irradiés permet d'analyser la distribution spatiale des solutés présents dans l'acier de cuve. Elle montre que l'irradiation neutronique d'un acier de cuve REP conduit à la formation d'amas de solutés (Cu, Ni, Mn, Si, P, ...) dont ni la taille (3 à 4 nm), ni la composition chimique (à l'exception vraisemblable de la teneur en cuivre), ne semblent évoluer avec la fluence. Seul leur nombre augmente avec la fluence. La solution solide ferritique présente après irradiation neutronique une baisse de la concentration de cuivre jusqu'à 0,03 %at. La concentration en cuivre des amas formés augmente avec la teneur nominale de l'acier. Ces amas contribuent, comme les défauts ponctuels et la ségrégation aux joints de grains, à la fragilisation de l'acier soumis à irradiation neutronique, sans qu'on connaisse véritablement la part de leurs contributions respectives. La simulation numérique a permis ces dernières années des progrès importants dans la compréhension des mécanismes de formation du dommage, aussi bien dans la génération des défauts ponctuels, dans leurs cinétiques d'agrégation, dans la formation des ségrégations et des amas.

Par ailleurs, afin de suivre l'évolution de la cuve sous irradiation, un programme de surveillance a été mis en place. Il consiste à placer, dans des

capsules, en des endroits appropriés dans la cuve, des éprouvettes représentatives des matériaux employés. Ces éprouvettes sont extraites et examinées à intervalles de temps réguliers selon un programme permettant de surveiller l'évolution des principales propriétés de ces matériaux durant la durée de vie de la cuve.

6 | Le cas des composants remplaçables

Si le vieillissement de la centrale est principalement à associer au vieillissement de la cuve, on ne peut faire confiance aux composants remplaçables que s'ils sont régulièrement testés et remplacés si nécessaire, ce qui est exactement ce que prescrivent les autorités de sûreté. Si on considère les internes de cuve, ils sont en aciers inoxydables, sont très fortement irradiés dans un milieu agressif et sous une contrainte mécanique appliquée : c'est un mode de vieillissement qui conduit régulièrement à des ruptures de vis par « corrosion sous contrainte assistée par l'irradiation » (IASCC). Pour ce qui est des circuits primaires, secondaires et des échangeurs de chaleurs, qui sont essentiellement en aciers austéno-ferritiques et alliages nickel-chrome, le mode de vieillissement majeur est d'une part la précipitation induite par traitement thermique (en particulier la démixion du chrome dans la ferrite des aciers austéno-ferritiques) et d'autre part la corrosion dans un milieu aqueux, l'irradiation étant sur ces composants d'une importance moindre. Il en résulte qu'ils sont plus faciles à vérifier, plus faciles à remplacer, et donc moins susceptibles de poser des problèmes durables.

7 | Faut-il reconsidérer le programme de prolongation de vie des centrales à la lumière de l'accident de Fukushima ?

Dans le contexte des accidents nucléaires, il est important de garder en mémoire qu'aucun des grands accidents nucléaires (Windscale, Three Mile Island, Tchernobyl, et aujourd'hui Fukushima) n'est lié à un vieillissement des centrales, mais à un défaut de conception et/ou à une faute de fonctionnement.

La tentation consistant à « arrêter les plus anciennes », par « précaution », tout instinctive et naturelle qu'elle puisse paraître, n'est pas d'ordre rationnel. La distinction que nous avons faite entre les composants « non remplaçables », « remplaçables » et « consommables » sert de guide de réflexion.

Dans des dispositifs comme les centrales nucléaires, régulièrement inspectées pour le remplacement des pièces à durée de vie limitée, avec les consommables régulièrement renouvelés, la question du « vieillissement de la centrale » qui pourrait mettre en cause la sécurité de son fonctionnement est essentiellement la question du vieillissement de la cuve. Or on peut estimer avec une fiabilité raisonnable les pertes de performance de ce composant liées au vieillissement. Ce vieillissement dépend fortement des compositions chimiques et, par exemple, il ne peut être estimé à partir de données sur les centrales russes ou américaines, mais doit l'être sur les nuances d'acier effectivement utilisées dans les cuves des centrales françaises. L'augmentation de la température de transition ductile/fragile après 40 ans de fonctionnement est de 40 °C à 80 °C seulement (ce qui laisse une marge très confortable par rapport à la température ambiante et *a fortiori* par rapport aux températures de fonctionnement), et la perte de ténacité est d'environ 10 % (estimée à partir de la baisse observée du palier ductile). Cela signifie que la cuve de la centrale peut supporter une contrainte qui vaut jusqu'à 10 % de celle pour laquelle elle a été dimensionnée, ce qui une fois encore est largement suffisant pour les critères de sûreté. Du strict point de vue des matériaux, les centrales « anciennes » construites sur le même concept et les mêmes critères de dimensionnement, ne sont pas substantiellement plus dangereuses que leurs cadettes du simple point de vue de leur âge.

Pour ce qui est des composants consommables (combustibles et gaines), ils ne sont pas plus « anciens » que dans des centrales plus récentes, et ne nécessitent pas de traitement particulier.

Pour ce qui est des composants « remplaçables », régulièrement contrôlés et remplacés, il n'y a pas lieu de rendre les critères de remplacement plus sévères.

Avant de fermer une centrale, il convient de la considérer comme un système global. On peut se demander systématiquement si les choix faits pour les composants « non remplaçables » rigidifient totalement les conceptions ou permettent une évolution des composants remplaçables, et si oui dans quelle mesure. Au-delà de la question du vieillissement des matériaux, on peut et on doit considérer aussi les questions de vieillissement de systèmes d'exploitation (électronique, programmes informatiques) des systèmes de pompage, et des ouvrages de génie civil. Enfin il semble important d'analyser les modes de fonctionnements et de dysfonctionnement des piscines d'entreposages des assemblages de combustible usé et le vieillissement possible de ces sites et de leurs équipements. Ces questions doivent être examinées avec soin, et sans doute des remplacements et des mises à niveau devront être décidés. Mais les mesures à prendre éventuellement relèvent du remplacement, et ne nécessitent certainement pas un arrêt définitif de l'outil industriel.

ANNEXE E

Caractéristiques des végétaux lignocellulosiques

La biomasse lignocellulosique est principalement composée des trois polymères de la paroi cellulaire végétale : cellulose, hémicelluloses et lignine. Ceux-ci sont présents en proportions variables selon la plante considérée (tableau 1). Ils sont étroitement associés entre eux dans les différentes couches de la paroi, formant ainsi une matrice rigide difficile à déstructurer.

Tableau 1

Composition en polymères des familles de plantes lignocellulosiques.

	Cellulose (%)	Hémicelluloses (%)	Lignine (%)
Bois tendre	35-40	25-30	27-30
Bois dur	45-50	20-25	20-25
Paille de blé	33-43	20-25	15-20

La cellulose est un homopolymère linéaire d'unités D-glucopyranose reliées par des liaisons osidiques β -1,4 (figure 1). Le degré de polymérisation (DP) dépend de l'origine de la cellulose. Il est généralement compris entre 1 500 et 10 000, voire 15 000 dans les fibres de coton. Il existe des liaisons hydrogène entre les molécules de glucose adjacentes si bien que chacune d'entre elle est positionnée à 180° par rapport à sa voisine, conférant à l'ensemble une structure en ruban très stable. Les chaînes de cellulose s'associent entre elles par d'autres liaisons hydrogène pour former des microfibrilles de cellulose. Les microfibrilles s'associent en fibrilles pour former finalement les fibres de cellulose. Dans les chaînes de cellulose, des zones amorphes peuvent alterner avec les zones cristallines. La cellulose est d'autant plus résistante aux attaques chimiques que son degré de cristallinité est élevé.

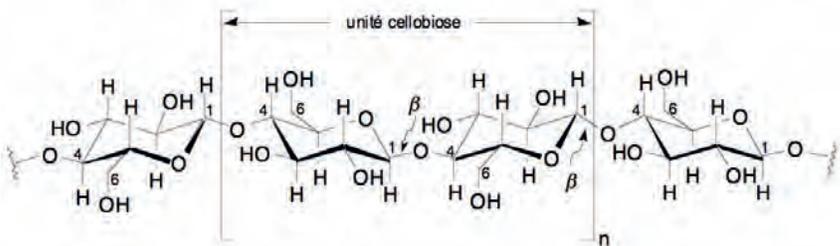


Figure 1

Structure de la cellulose.

Les hémicelluloses sont des hétéropolysaccharides de plus faible degré de polymérisation que la cellulose, linéaires ou ramifiés et plus faciles à hydrolyser que la cellulose. Selon les sucres constitutifs (hexoses, pentoses, acides uroniques), ce sont principalement des galacto-gluco-mannanes, des arabinoglucuro-xylanes ou des glucurono-xylanes. Les hémicelluloses sont souvent adsorbées sur les microfibrilles de cellulose et forment des liaisons covalentes entre elles, notamment par l'intermédiaire d'acides féruliques (liaisons ester) dans le cas des graminées, et avec la lignine.

La lignine est un hétéropolymère fortement réticulé, constitué de trois alcools aromatiques, l'alcool coumarylique, l'alcool coniférylique, et l'alcool sinapylique (figure 2). Ils forment des structures hétérogènes amorphes qui sont associées aux hémicelluloses via l'acide férulique et forment ainsi un ciment au sein de la matière lignocellulosique.

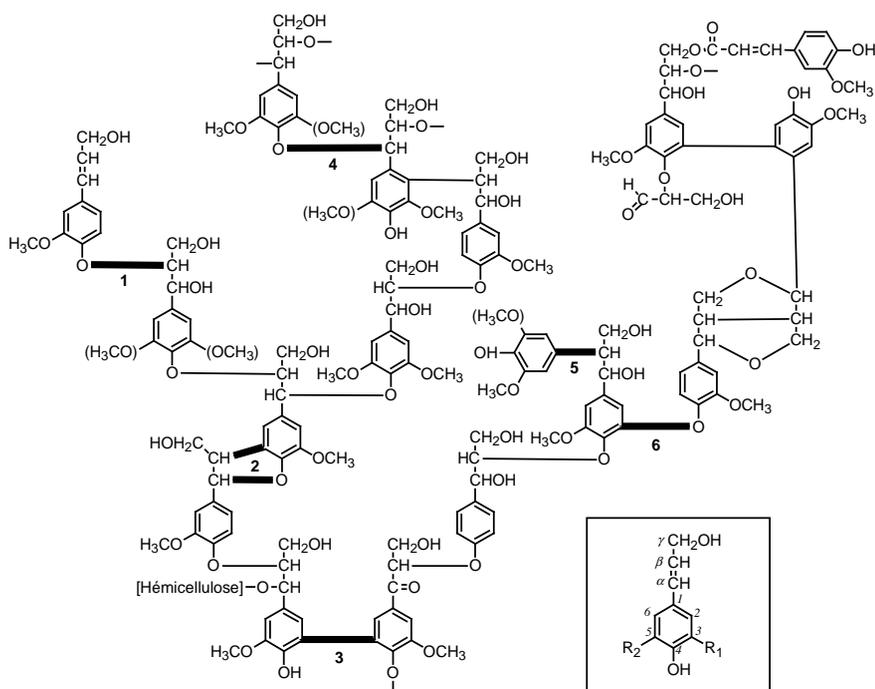


Figure 2

Structure chimique de la lignine. En encadré, les précurseurs : alcool coumarylique ($R_1 = R_2 = H$) ; alcool coniférylique ($R_1 = O-CH_3$, $R_2 = H$) ; alcool sinapylique ($R_1 = R_2 = O-CH_3$).

La composition des matériaux lignocellulosiques est très variable selon le végétal considéré (tableau 2). De ce fait, les traitements chimiques et/ou thermiques libèrent des composés différents dont certains sont plus faciles à valoriser ou à transformer que d'autres. Il peut en résulter des procédés de fractionnement ou de transformation du végétal qu'il est nécessaire d'adapter en fonction de la matière première à traiter.

Tableau 2

Composition en sucres de plantes lignocellulosiques, en % par rapport à la matière sèche.

	Glucane	Xylane	Mannane	Arabinane	Lignine	Cendres
Epicéa	42	6	14	1	27	1
Peuplier (<i>P. deltoides</i>)	34	12	2	-	22	< 1
Bouleau	38	19	1	-	23	1
Paille de blé	37	18	0	2	18	6
Tiges/feuilles de maïs	36	19	< 1	3	12	5
Bagasse de canne	43	21	-	1	19	1

À la différence de l'amidon, polysaccharide facilement extrait des grains de maïs ou de blé dont l'hydrolyse par voie enzymatique est relativement aisée et qui ne contient que du glucose fermentescible, les polymères des parois végétales contiennent différents constituants, dont certains ne sont pas fermentescibles. De plus, les polymères constitutifs sont étroitement imbriqués formant une structure rigide, difficilement décomposable. Par conséquent, tout procédé de valorisation visant la formation d'alcools devra passer par une étape préalable de déconstruction de la biomasse pour pouvoir accéder aux structures fermentescibles. Les procédés envisagés prennent en considération les caractéristiques suivantes :

- La cellulose est, comme l'amidon, constitué de glucose, mais les liaisons osidiques β -1,4 sont beaucoup plus difficiles à hydrolyser que les liaisons α -1,4. En outre, la structure souvent cristalline de la cellulose et les interactions entre les chaînes cellulosiques complexifient considérablement le processus d'hydrolyse enzymatique qui nécessite l'action conjointe de plusieurs activités enzymatiques. À l'heure actuelle, le coût de cette hydrolyse est un des principaux freins au développement de la production d'éthanol d'origine cellulosique.
- Les hémicelluloses contiennent souvent des proportions élevées de pentoses qui ne sont pas métabolisés par les souches de *Saccharomyces cerevisiae* employées pour la fermentation éthanolique. Il en résulte un rendement global relativement faible, puisque les sucres fermentescibles sont issus de la seule fraction cellulosique.

- La lignine n'est pas convertible en éthanol.
- Cellulose, hémicelluloses et lignine sont agencés de façon telle que l'accessibilité des enzymes cellulolytiques à la cellulose est limitée. Il est par conséquent nécessaire d'appliquer un prétraitement pour déstructurer la matrice constituée de ces trois polymères.
- Lors du prétraitement, il faut veiller à ne pas engendrer de composés de dégradation des sucres afin, d'une part, de ne pas affecter le rendement global en éthanol, et, d'autre part, de ne pas former des molécules susceptibles d'exercer des effets toxiques sur les levures (hydroxy-méthyl furfural, furfural et acide acétique, notamment) ou inhibiteurs sur les enzymes.
- Ces polymères sont insolubles dans l'eau alors que la phase aqueuse est le milieu de prédilection des micro-organismes et des enzymes. Par conséquent, les concentrations en substrats (et donc en produits) restent souvent faibles (en général inférieures à 15 % de matières sèches).



INSTITUT DE FRANCE
Académie des sciences

La recherche scientifique face aux défis de l'énergie

Comité de prospective en énergie
de l'Académie des sciences

La question de l'énergie est à la croisée de la plupart des problèmes posés à nos sociétés : environnement, santé, changement climatique, indépendance économique, modèles de développement... Cette question centrale mérite d'être abordée en prenant la pleine mesure des défis à relever.

Le rôle de la science est d'abord d'identifier les voies de recherche qui permettront de faire face au besoin croissant d'énergie, en discernant les problèmes scientifiques majeurs qu'il faudra surmonter au prix d'un effort soutenu. C'est aussi de permettre d'aborder ces problèmes sans *a priori*, de façon raisonnée et systématique.

Mais, si les avancées les plus innovantes sont issues de la recherche fondamentale, elles n'ont pu aboutir que prolongées par des recherches technologiques et industrielles. Dans ces domaines, les ressources intellectuelles, si elles peuvent s'exprimer dans des conditions favorables et s'appuyer sur une dynamique partagée, sont immenses, et la France dispose de nombreux atouts : la solution aux problèmes énergétiques passe par la confiance dans nos capacités d'innover et d'entreprendre.

Le public perçoit désormais que nous abordons une période charnière, dans laquelle des choix seront à faire, et il importe de lui faciliter l'appropriation des enjeux, des contraintes et des facteurs scientifiques, technologiques et économiques qui définissent le champ des possibilités et motivent les décisions.

Ce rapport, élaboré par le Comité de prospective en énergie de l'Académie des sciences, apporte une contribution d'ensemble au débat. Il évoque tous les domaines – énergies renouvelables, énergies fossiles, énergie nucléaire, stockage, réseaux, économies... – sous l'angle des recherches à conduire pour relever les défis qui se poseront successivement au cours des prochaines décennies. Des recommandations sont proposées en direction des pouvoirs publics et de tous les acteurs de la vie économique.



9 782759 808267

ISBN : 978-2-7598-0826-7

Prix : 29 €

edp sciences

www.edpsciences.org