

PRODUITS DE L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE HORS ÉLECTRICITÉ

ORGANISATION DE COOPÉRATION ET DE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUES

En vertu de l'article 1^{er} de la Convention signée le 14 décembre 1960, à Paris, et entrée en vigueur le 30 septembre 1961, l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE) a pour objectif de promouvoir des politiques visant :

- à réaliser la plus forte expansion de l'économie et de l'emploi et une progression du niveau de vie dans les pays membres, tout en maintenant la stabilité financière, et à contribuer ainsi au développement de l'économie mondiale ;
- à contribuer à une saine expansion économique dans les pays membres, ainsi que les pays non membres, en voie de développement économique ;
- à contribuer à l'expansion du commerce mondial sur une base multilatérale et non discriminatoire conformément aux obligations internationales.

Les pays membres originaires de l'OCDE sont : l'Allemagne, l'Autriche, la Belgique, le Canada, le Danemark, l'Espagne, les États-Unis, la France, la Grèce, l'Irlande, l'Islande, l'Italie, le Luxembourg, la Norvège, les Pays-Bas, le Portugal, le Royaume-Uni, la Suède, la Suisse et la Turquie. Les pays suivants sont ultérieurement devenus membres par adhésion aux dates indiquées ci-après : le Japon (28 avril 1964), la Finlande (28 janvier 1969), l'Australie (7 juin 1971), la Nouvelle-Zélande (29 mai 1973), le Mexique (18 mai 1994), la République tchèque (21 décembre 1995), la Hongrie (7 mai 1996), la Pologne (22 novembre 1996), la Corée (12 décembre 1996) et la République slovaque (14 décembre 2000). La Commission des Communautés européennes participe aux travaux de l'OCDE (article 13 de la Convention de l'OCDE).

L'AGENCE DE L'OCDE POUR L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE

L'Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire (AEN) a été créée le 1^{er} février 1958 sous le nom d'Agence européenne pour l'énergie nucléaire de l'OECE. Elle a pris sa dénomination actuelle le 20 avril 1972, lorsque le Japon est devenu son premier pays membre de plein exercice non européen. L'Agence compte actuellement 28 pays membres de l'OCDE : l'Allemagne, l'Australie, l'Autriche, la Belgique, le Canada, le Danemark, l'Espagne, les États-Unis, la Finlande, la France, la Grèce, la Hongrie, l'Irlande, l'Islande, l'Italie, le Japon, le Luxembourg, le Mexique, la Norvège, les Pays-Bas, le Portugal, la République de Corée, la République slovaque, la République tchèque, le Royaume-Uni, la Suède, la Suisse et la Turquie. La Commission des Communautés européennes participe également à ses travaux.

La mission de l'AEN est :

- d'aider ses pays membres à maintenir et à approfondir, par l'intermédiaire de la coopération internationale, les bases scientifiques, technologiques et juridiques indispensables à une utilisation sûre, respectueuse de l'environnement et économique de l'énergie nucléaire à des fins pacifiques ; et
- de fournir des évaluations faisant autorité et de dégager des convergences de vues sur des questions importantes qui serviront aux gouvernements à définir leur politique nucléaire, et contribueront aux analyses plus générales des politiques réalisées par l'OCDE concernant des aspects tels que l'énergie et le développement durable.

Les domaines de compétence de l'AEN comprennent la sûreté nucléaire et le régime des autorisations, la gestion des déchets radioactifs, la radioprotection, les sciences nucléaires, les aspects économiques et technologiques du cycle du combustible, le droit et la responsabilité nucléaires et l'information du public. La Banque de données de l'AEN procure aux pays participants des services scientifiques concernant les données nucléaires et les programmes de calcul.

Pour ces activités, ainsi que pour d'autres travaux connexes, l'AEN collabore étroitement avec l'Agence internationale de l'énergie atomique à Vienne, avec laquelle un Accord de coopération est en vigueur, ainsi qu'avec d'autres organisations internationales opérant dans le domaine de l'énergie nucléaire.

© OCDE 2004

Les permissions de reproduction partielle à usage non commercial ou destinée à une formation doivent être adressées au Centre français d'exploitation du droit de copie (CFC), 20, rue des Grands-Augustins, 75006 Paris, France. Tél. (33-1) 44 07 47 70. Fax (33-1) 46 34 67 19, pour tous les pays à l'exception des États-Unis. Aux États-Unis, l'autorisation doit être obtenue du Copyright Clearance Center, Service Client, (508)750-8400, 222 Rosewood Drive, Danvers, MA 01923 USA, ou CCC Online : <http://www.copyright.com/>. Toute autre demande d'autorisation ou de traduction totale ou partielle de cette publication doit être adressée aux Éditions de l'OCDE, 2, rue André-Pascal, 75775 Paris Cedex 16, France.

AVANT-PROPOS

Ce rapport a été préparé par l'Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire (AEN) sous la supervision du Comité de l'AEN chargé des études techniques et économiques sur le développement de l'énergie nucléaire et le cycle du combustible (NDC). Il résulte d'une étude de synthèse fondée sur une vaste revue de la littérature publiée sur le sujet, y compris des rapports d'organisations internationales et d'instituts de recherche nationaux ainsi que les travaux effectués par les divers services de l'AEN.

Techniquement, les réacteurs nucléaires de fission, qu'ils soient en service ou en cours de construction, peuvent fournir des produits autres que l'électricité. Cependant, alors que les applications non électriques de l'énergie nucléaire sont envisagées depuis les tout débuts de l'exploitation de cette forme d'énergie, elles n'ont connu jusqu'à présent aucun développement industriel majeur dans le monde.

C'est pourquoi ce rapport tente d'examiner les points suivants : quels sont les caractéristiques techniques nécessaires pour que les systèmes nucléaires soient économiquement viables pour des applications non électriques ? Quels sont les marchés pour ces produits ? Et quelles sont les questions stratégiques à aborder pour faciliter le développement des applications non électriques de l'énergie nucléaire dans les pays qui souhaitent recourir à cette option ?

Ce rapport a été revu par le NDC et a bénéficié des commentaires et suggestions de ses membres. Néanmoins, son contenu ne reflète pas nécessairement les points de vue de tous les pays membres. Il est publié sous la responsabilité du Secrétaire général de l'OCDE.

TABLE DES MATIÈRES

AVANT-PROPOS	3
INTRODUCTION.....	5
BILAN ET PERSPECTIVES DES PRODUITS D'ORIGINE NUCLÉAIRE AUTRES QUE L'ÉLECTRICITÉ.....	7
Bilan.....	7
Chauffage urbain.....	7
Dessalement d'eau de mer	8
Chaleur industrielle	9
Hydrogène.....	10
Propulsion	12
Perspectives à long terme	13
POTENTIEL NUCLÉAIRE DISPONIBLE POUR LA FOURNITURE DE PRODUITS AUTRES QUE L'ÉLECTRICITÉ.....	16
Possibilités actuelles de déploiement à court terme.....	16
Réacteurs à eau.....	16
Réacteurs à gaz.....	16
Perspectives à long terme	17
ASPECTS STRATÉGIQUES DU DÉVELOPPEMENT ET DU DÉPLOIEMENT.....	20
Problèmes commerciaux.....	20
Caractéristiques du marché	20
Taille du marché.....	21
Compétitivité de l'énergie nucléaire	21
Prise d'initiatives.....	22
Problèmes technologiques	22
Problèmes de ressources	23
Problèmes sociaux et juridiques	24
CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS	25
REFERENCES.....	27
POUR COMPLÉTER VOTRE INFORMATION	27

Tableaux

Tableau 1. Procédés de production d'hydrogène	12
Tableau 2. Concepts de réacteurs Génération IV	17

Figures

Figure 1. Températures requises pour la mise en oeuvre de différents procédés industriels....	9
Figure 2. Projections à long terme du marché de l'énergie nucléaire	14
Figure 3. Chaîne commerciale simplifiée des produits énergétiques autres que l'électricité	20

INTRODUCTION

À l'heure actuelle, les centrales nucléaires fournissent quelque 16 % de la production mondiale d'électricité et la part de l'électronucléaire est de près de 25 % dans les pays de l'OCDE. Toutefois, comme la production d'électricité représente moins d'un tiers de la consommation d'énergie primaire, l'énergie nucléaire ne représente qu'environ 6 % de consommation totale d'énergie dans le monde. Si l'énergie nucléaire était utilisée pour des applications autres que la production d'électricité, elle pourrait jouer un rôle plus important dans la fourniture mondiale d'énergie.

Techniquement, les réacteurs nucléaires qui produisent de l'énergie sous forme de chaleur peuvent fournir des produits autres que l'électricité : chauffage urbain, chaleur industrielle, eau potable et même hydrogène. L'énergie nucléaire peut aussi fournir de l'énergie motrice, comme certaines applications militaires et quelques rares applications civiles l'ont démontré. Alors que les applications non électriques de l'énergie nucléaire sont envisagées depuis les tout débuts de l'exploitation de cette forme d'énergie, elles n'ont connu jusqu'à présent aucun développement industriel majeur dans aucun pays, quelles qu'en soient les raisons.

Les applications non électriques de l'énergie nucléaire pourraient présenter un double intérêt pour les pays qui souhaitent maintenir des capacités nucléaires industrielles ou se réserver la possibilité de l'option nucléaire à long terme :

- Déployer ces systèmes sur leur propre territoire ou dans la région dans le cadre de leur politique énergétique générale.
- Mettre en place et entretenir des capacités de nature à répondre à la demande nationale et internationale pour ce type de systèmes dans le cadre de leur politique de R&D et industrielle.

À cet effet, il est important d'évaluer la capacité des systèmes énergétiques nucléaires à fournir des produits énergétiques autres qu'électriques, ainsi que le marché potentiel de ces produits. Cette évaluation est un élément indispensable d'une analyse exhaustive du rôle de l'énergie nucléaire dans les politiques en faveur du développement durable. L'étude du NDC a pour but de produire des données objectives et fiables et de formuler des recommandations d'action dans l'intérêt des pays membres.

L'étude comprend donc :

- Une évaluation de la situation actuelle et des perspectives futures des applications non électriques de l'énergie nucléaire.
- Une évaluation de la capacité des systèmes énergétiques nucléaires à fournir des produits non électriques de façon viable et compétitive.
- Un examen des aspects stratégiques à prendre en compte pour le développement et le déploiement de systèmes nucléaires autres qu'électriques.

Les deux premiers volets de l'étude constituent pour ainsi dire un rapport sur l'état de l'art qui consiste principalement en une compilation de la littérature existante. L'étude s'est nourrie des travaux antérieurs de l'AIE, de l'AEN, d'autres organisations internationales et d'instituts nationaux, en particulier pour ce qui est des capacités techniques des réacteurs actuels et avancés, ainsi que

d'analyses antérieures de la demande et du marché de différents produits énergétique.¹ Le troisième volet visait à apporter une forte valeur ajoutée en s'appuyant sur les rapports par pays. Mais comme très peu de rapports ont été reçus, cette partie de l'étude reste embryonnaire pour l'instant.

1. L'AIEA a déjà réalisé une vaste étude sur le marché potentiel des applications non électriques de l'énergie nucléaire et elle a publié son rapport [1] en 2002. L'Union européenne mène une étude du même type dans le cadre du Michelangelo Network for Competitiveness and Sustainability of Nuclear Energy in the European Union (réseau MICANET) dont la publication du rapport est prévue en 2005. [2]

BILAN ET PERSPECTIVES DES PRODUITS D'ORIGINE NUCLÉAIRE AUTRES QUE L'ÉLECTRICITÉ

Bilan

Chauffage urbain

Le chauffage urbain consiste à fournir de la chaleur pour le chauffage des locaux et de l'eau chaude à l'aide d'un système composé de centrales thermiques (qui, en général, produisent aussi de l'électricité) et un réseau de distribution et récupération de cette eau. Il est beaucoup utilisé depuis des décennies dans de nombreux pays, en particulier en Europe centrale, en Europe du Nord et dans les économies en transition. Il représente 11 % de la consommation totale d'énergie finale en Europe centrale et en Ukraine et plus de 30 % en Russie et dans le Bélarus. Il couvre près de la moitié du marché de la chaleur en Islande (95 %), en Estonie, en Pologne, au Danemark, en Finlande et en Suède. Bien que nombre de distributeurs de chauffage urbain rencontrent des difficultés financières et techniques, en particulier dans les économies en transition, on continue d'accorder à cette forme d'énergie un gros potentiel de développement pour répondre à une partie de la demande de chaleur dans beaucoup de pays.

Il est difficile d'établir des statistiques précises de l'utilisation actuelle du chauffage urbain dans le monde. On peut néanmoins estimer la taille de ce marché d'après la part de la demande d'énergie finale des secteurs résidentiel, agricole et commercial qui est couverte par des sources de production centralisées. Un rapport de l'AIEA [1], qui a utilisé cette méthode et exploité les données statistiques de l'AIE, a calculé que l'utilisation totale de chaleur à distance s'est élevée à 119.5 Mtep en 1996, ce qui nécessite une capacité de production de 340 000 MWth dans l'hypothèse d'un facteur de charge moyen égal à 50 %.²

Les contraintes techniques caractéristiques du chauffage urbain sont les suivantes :

- Le chauffage urbain exige un réseau de distribution capable de véhiculer de la vapeur ou de l'eau chaude dans une plage de température comprise entre 80 et 150°C.
- Comme les pertes en ligne augmentent avec la distance de transport, la source de chaleur doit être relativement proche du lieu d'utilisation et en général située à moins de 10 à 15 km.³
- La capacité de production de chauffage urbain est déterminée par la clientèle potentielle. Pour alimenter une grande ville, il faut normalement disposer d'une puissance installée de 600 à 1 200 MWth. Il en faut beaucoup moins pour desservir une petite agglomération.
- Le facteur de charge annuel ne dépasse généralement pas 50 % parce que la demande de chaleur se manifeste seulement pendant la saison froide.
- Pour garantir la sécurité d'alimentation, il faut prévoir une capacité de réserve.

2. Il y a lieu de noter, cependant, qu'environ 64 % de cette utilisation se concentre en Russie et que la part de l'Europe de l'Ouest et de l'Est est respectivement de 15 et 13 %.

3. La source de chaleur peut se trouver plus loin du lieu d'utilisation (par exemple 100 km) et demeure économiquement viable si la taille de l'installation et l'isolation thermique du réseau de distribution devaient être inadéquats.

Le charbon et le gaz sont les deux principaux combustibles utilisés pour produire la chaleur destinée au chauffage urbain. D'autres formes d'énergie sont également utilisées, comme la biomasse, l'incinération des déchets et la chaleur résiduelle des processus industriels. En général, la cogénération, qui consiste à récupérer la chaleur résiduelle de la production d'électricité, est le mode privilégié de production de chaleur pour chauffage urbain.

Tous les types de réacteurs existants (filière à eau ordinaire, à eau lourde, à neutrons rapides, réacteurs refroidis au gaz et réacteurs à haute température) sont susceptibles de se prêter à la cogénération. Plusieurs pays ont déjà expérimenté le chauffage urbain d'origine nucléaire : Bulgarie, Hongrie, Russie, Slovaquie, Suède, Suisse et Ukraine.

Dessalement d'eau de mer

La production d'eau douce par dessalement d'eau de mer nécessite des unités de dessalement et un réseau de stockage et de transport. Le dessalement d'eau de mer est un processus qui consiste à éliminer les sels contenus dans l'eau de mer pour produire une eau douce apte à l'irrigation, à la boisson et aux applications industrielles. Compte tenu de la pénurie d'eau douce et de l'abondance d'eau de mer, le dessalement est une solution intéressante dont les techniques sont éprouvées depuis plus d'un demi-siècle.

Le dessalement de l'eau de mer a connu un essor très rapide. À la fin juillet 2002, la capacité totale de toutes les unités de dessalement était de l'ordre de 32.4 millions de m³/j,⁴ dont 60 % étaient consacrés au dessalement d'eau de mer. [3] Cette capacité a quasiment doublé depuis 1990. On trouve des unités de dessalement dans plus de 100 pays. Près de la moitié de la capacité totale est installée au Moyen-Orient et en Afrique du Nord. L'Arabie Saoudite arrive en tête, avec environ 24 % de la capacité mondiale. Étant donné que la part actuelle de l'eau douce produite dans des unités de dessalement pour le secteur domestique est très faible, le potentiel de développement du dessalement de l'eau de mer avant saturation du marché est considérable.

Plusieurs techniques sont utilisées pour dessaler l'eau de mer à l'échelle industrielle. Les trois techniques les plus courantes sont le procédé de distillation à effets multiples (MED), le procédé de distillation à détente étagée ou « multistage » (MSF) et l'osmose inverse (OI).

Les contraintes techniques caractéristiques du dessalement de l'eau de mer sont les suivantes :

- Les procédés MED et MSF exigent une température de l'ordre de 100 à 130°C. L'osmose inverse utilise l'électricité comme source d'énergie primaire et les procédés MED et MSF comme énergie de pompage.
- En fonction des besoins du client, la capacité des unités de dessalement d'eau de mer peut varier entre 100 et 60 000 m³/j, la capacité unitaire moyenne étant de 1 900 m³/j.
- Pour garantir une fiabilité élevée, il peut être nécessaire d'installer une source d'énergie de secours sur le site de l'unité de dessalement.

Le dessalement nucléaire consiste à produire de l'eau potable à partir d'eau de mer en utilisant un réacteur nucléaire comme source d'énergie (électricité et/ou vapeur). Le réacteur peut être entièrement consacré au dessalement ou fonctionner en mode cogénération. Le dessalement nucléaire a fait ses preuves dans plusieurs unités implantées au Japon (12 réacteurs depuis 1977) et au Kazakhstan (1 réacteur

4. Ce volume peut être traité avec une soixantaine de réacteurs de 600 MWe si l'on formule l'hypothèse que chaque réacteur peut produire 500.000 m³/j avec 17 % de sa capacité de production.

depuis 1973). L'Inde construit une unité dessalement hybride MSF/OI de 6 300 m³/j qui sera couplée à deux réacteurs PHWR de 170 MWe à Kalpakkam et qui fournira de l'eau industrielle pour alimenter la centrale nucléaire et de l'eau potable pour les communes environnantes.

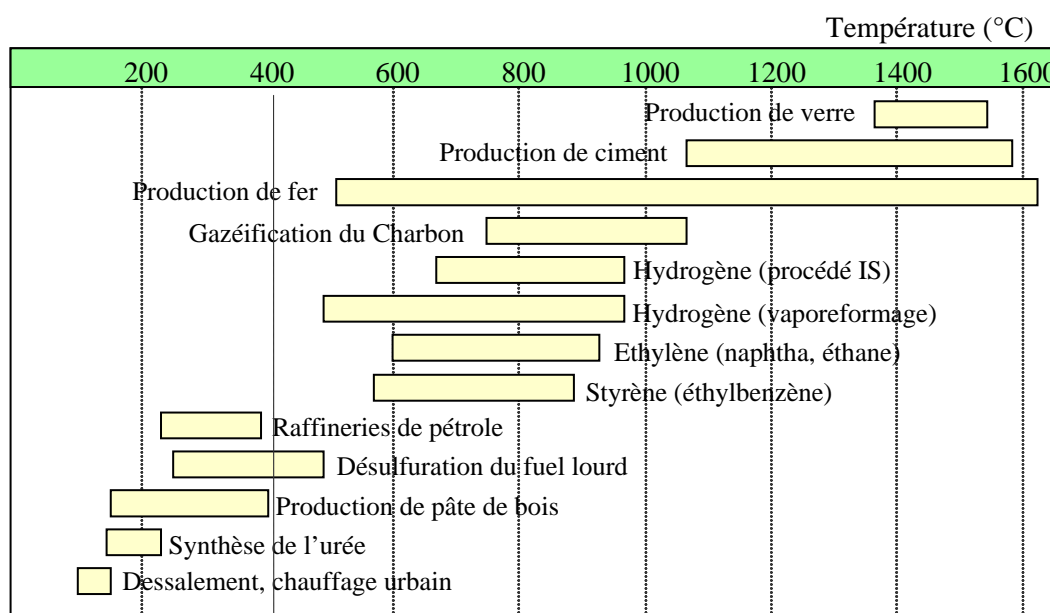
Beaucoup de pays, comme l'Argentine, le Canada, la Chine, la Corée, l'Égypte, la France, l'Inde, l'Indonésie, le Maroc, le Pakistan, la Russie et la Tunisie, s'intéressent à des projets de dessalement nucléaire et/ou développent des projets de ce type pour leurs propres besoins ou pour l'exportation.

Chaleur industrielle

La fourniture de chaleur industrielle consiste à acheminer, via un réseau de distribution de vapeur, de la chaleur produite dans des installations thermiques centralisées et se prêtant à des applications industrielles. La chaleur industrielle, qui est livrée à des températures supérieures à celles requises pour le chauffage urbain et le dessalement d'eau de mer, est utilisée pour mettre en œuvre toute une série de procédés industriels (figure 1).

Comme pour le chauffage urbain, le rapport de l'AIEA [1] a postulé que la taille du marché de la chaleur industrielle peut être évaluée d'après la demande d'énergie finale fournie à l'industrie par des sources centralisées et a calculé, sur la base des données statistiques de l'AIE, que l'utilisation totale de chaleur industrielle à distance s'est élevée à 150.1 Mtep en 1996, ce qui nécessite une capacité de production de 240 000 MWth dans l'hypothèse d'un facteur de charge moyen égal à 90 %.⁵

Figure 1. Températures requises pour la mise en oeuvre de différents procédés industriels



Source : Adaptation de [2]

5. Comme pour le chauffage urbain, il y a lieu de noter qu'environ 77 % de cette utilisation se concentre en Russie et que la part de la Chine, de l'Europe de l'Est, des États-Unis et de l'Europe de l'Ouest est respectivement de 14, 6, 4 et 3 %.

Les contraintes techniques caractéristiques de la chaleur industrielle sont les suivantes :

- Comme les pertes en ligne augmentent avec la distance de transport, la source de chaleur doit être relativement proche du lieu d'utilisation.
- Le facteur de charge annuel, qui se situe probablement entre 70 et 90 %, est bien plus élevé que celui du chauffage urbain parce que la demande de chaleur industrielle ne dépend pas des conditions climatiques.
- Pour garantir la sécurité d'alimentation, il faut prévoir une capacité de réserve.

Comme pour le chauffage urbain, tous les types de réacteurs existants sont susceptibles de se prêter à la production de chaleur industrielle en fonction de la température de mise en œuvre des procédés. On dénombre quelques expériences de production nucléaire de chaleur industrielle en Allemagne, au Canada, en Norvège et en Suisse. En Allemagne, le réacteur à eau sous pression de la centrale nucléaire de Stade a alimenté en vapeur une raffinerie de sel implantée à 1.5 km de la centrale de décembre 1983 jusqu'à son arrêt en novembre 2003. Au Canada, des réacteurs CANDU ont alimenté des secteurs comme l'agroalimentaire et la production industrielle d'alcool jusqu'à leur arrêt en 1998.⁶ En Norvège, le réacteur de Halden fournit de la vapeur à une usine proche du site nucléaire depuis de longues années. En Suisse, le réacteur à eau sous pression de la centrale nucléaire de Gösgen fournit de la vapeur industrielle à une usine de carton implantée à 2 km de la centrale depuis 1979.

Hydrogène

L'économie de l'hydrogène, dans laquelle cet élément jouerait un rôle majeur dans les systèmes énergétiques et remplacerait les combustibles fossiles dans tous les secteurs de l'économie, est envisagée comme une alternative à l'économie actuelle reposant sur les combustibles fossiles. L'hydrogène est un vecteur énergétique qui peut être stocké en grandes quantités, à la différence de l'électricité, et converti en électricité dans des piles à combustible en libérant de la chaleur et de l'eau comme uniques sous-produits. Il peut également être utilisé dans des turbines à combustion et des moteurs à piston pour produire de l'énergie avec une émission de polluants proche de zéro. Il peut enfin être produit à partir de différentes énergies primaires disponibles dans la plupart des pays. Ainsi, l'économie de l'hydrogène renforcerait la sécurité d'approvisionnement en énergie et la qualité de l'environnement.

Actuellement, la production mondiale d'hydrogène est de l'ordre de 50 millions de tonnes par an.⁷ Bien que l'hydrogène soit très peu utilisé aujourd'hui dans les systèmes énergétiques, il pourrait l'être beaucoup plus dans l'avenir, surtout si les véhicules à pile à combustible étaient commercialisés à grande échelle. Ainsi, le *Committee on Alternatives and Strategies for Future Hydrogen Production and Use* des États-Unis [4] postule, dans un scénario haut, que les véhicules à piles à combustible accèderaient au plus tard en 2015 au marché des véhicules utilitaires légers où ils concurrenceraient les véhicules électriques classiques et hybrides, qu'ils pourraient détenir 25 % de ce marché vers 2027 et qu'ils remplaceront les véhicules utilitaires légers à essence à l'horizon 2050. Sur la base d'un parc mondial de 300 millions d'automobiles à pile à combustible, la consommation annuelle d'hydrogène nécessaire pour répondre aux seuls besoins énergétiques de ce secteur des transports est estimée à 120 millions de tonnes.

6. Des centrales thermiques classiques au fuel ont pris le relais des réacteurs CANDU après leur arrêt.

7. Cette production correspond à celle que pourraient fournir quelque 200 réacteurs à eau ordinaire de grande puissance par électrolyse.

L'économie de l'hydrogène suscite de plus en plus d'intérêt et elle recueille un soutien politique accru dans plusieurs régions du monde. Dans son discours sur l'état de l'Union de 2003, le Président des États-Unis a annoncé une initiative d'un montant de 1.2 milliard de dollars en faveur de l'hydrogène afin d'inverser la dépendance croissante à l'égard des importations de pétrole et de réduire les émissions de gaz à effet de serre. Le Premier Ministre du Japon et le Président de la Commission européenne ont encouragé vivement l'émergence d'une économie de l'hydrogène dans des déclarations officielles.

Nombre de programmes nationaux visant à promouvoir l'économie de l'hydrogène sont actuellement en cours, comme l'Initiative sur l'hydrogène aux États-Unis, la Plate-forme sur les technologies de l'hydrogène et des piles à combustible en Europe ou les programmes sur l'hydrogène et les piles à combustible au Japon et en Corée. Diverses initiatives sont également prises au niveau international pour développer une économie de l'hydrogène. Ainsi, quinze pays et la Commission européenne ont lancé en 2003, sous la houlette des États-Unis, le Partenariat international pour l'économie de l'hydrogène (IPHE) afin d'examiner les questions d'intérêt commun et les obstacles à l'économie de l'hydrogène dans des domaines tels que : les projets de recherche, de développement et de démonstration ; la politique et la réglementation relatives à l'hydrogène ; et la commercialisation des technologies énergétiques à base d'hydrogène.

La mise en œuvre effective d'une économie de l'hydrogène passe par un approvisionnement suffisant en hydrogène. Bien que cet élément abonde dans l'univers, il faut le produire au moyen d'énergie thermique, électrolytique ou photolytique à partir de composés tels que les combustibles fossiles, la biomasse ou l'eau. Le tableau 1 recense quelques procédés de production d'hydrogène qui sont dès à présent disponibles ou qui vont le devenir.

Comme le montre le tableau, l'énergie nucléaire se prête à la production d'hydrogène puisque les réacteurs nucléaires peuvent produire la chaleur et l'électricité nécessaires à ce processus. C'est aussi la source d'énergie non fossile la plus mature capable de produire de l'hydrogène à l'échelle industrielle sans émission de CO₂ significative.

Plusieurs solutions technologiques sont possibles pour produire de l'hydrogène à partir d'énergie nucléaire, notamment :

- L'électrolyse de l'eau à l'aide de l'électricité produite par les réacteurs nucléaires en heures creuses.
- Le vaporeformage du gaz naturel à l'aide de la chaleur à haute température provenant des réacteurs nucléaires.
- L'électrolyse de la vapeur à haute température à l'aide de la chaleur à haute température et de l'électricité produites par les réacteurs.
- La dissociation thermochimique de l'eau à l'aide de la chaleur à haute température et de l'électricité produites par les réacteurs nucléaires.

L'électrolyse de l'eau est intéressante lorsqu'on dispose d'une électricité bon marché ou lorsqu'on a besoin d'hydrogène très pur. Le recours à l'électricité d'origine nucléaire produite en heures creuses serait une option économiquement séduisante compte tenu du faible coût marginal des centrales nucléaires.

Actuellement, l'hydrogène est produit principalement par vaporeformage du gaz naturel ou du méthane. Ce procédé catalytique, qui donne de l'hydrogène et du CO₂ par réaction du gaz naturel avec

de la vapeur, requiert des températures de l'ordre de 500 à 950°C. Le vaporeformage nucléaire est très prometteur à court terme pour la production industrielle d'hydrogène. Toutefois, ce procédé bien maîtrisé libère du CO₂ comme sous-produit.

Tableau 1. Procédés de production d'hydrogène

Matières premières brutes	Matières premières transformées	Procédés de production	Sources d'énergie	Stratégies de production
Combustibles fossiles Charbon Gaz naturel Pétrole	Gaz de synthèse Essence Gazole Méthanol Ammoniac Utilisation directe de la matière première	Thermique Reformage Vaporeformage Oxydation partielle Gazéification Pyrolyse	Thermique Fossiles Renouvelables Nucléaire Electricité Fossiles Renouvelables Nucléaire	Décentralisée Stations-service Bâtiments individuels Embarquée Semi-centralisée Sur le marché
Biomasse Lignocellulose Amidon Huiles végétales Liqueur noire	Ethanol Méthanol Biodiesel Biogaz Sucres Utilisation directe de la matière première	Electrochimique Electrolyse Photoélectrochimie Biologique Photobiologie Fermentation aérobie	Photolytique Solaire	Centralisée À la source
Déchets Résidus urbains solides Gaz de combustion Eaux usées	Utilisation directe de la matière première	Fermentation anaérobie		
Eau	Utilisation directe de la matière première			

Source : [5]

Le rendement de production de l'hydrogène peut être accru en élevant fortement la température de l'eau. L'électrolyse de la vapeur à haute température (800-1000°C) présente plusieurs avantages, notamment une réduction de la consommation d'électricité et un meilleur rendement grâce à une diminution des barrières d'activation aux surfaces de l'électrolyte.

Comme la thermolyse directe de l'eau nécessite des températures supérieures à 2500°C, le procédé de dissociation thermochimique de l'eau consiste en une succession de réactions partielles mises en œuvre à des niveaux de température inférieurs (800-1000°C). Des milliers de cycles thermochimiques potentiels ont été testés afin d'évaluer leur viabilité et leurs performances pour la production d'hydrogène et les plus prometteurs, tant pour le rendement que pour leur applicabilité pratique aux sources de chaleur d'origine nucléaire, ont été identifiés, tels que les cycles iode-soufre (IS), brome-calcium (Br-Ca) et cuivre-chlore (Cu-Cl). De plus, une autre option peut être envisagée, en l'occurrence celle du procédé thermochimique hybride qui combine les réactions thermochimiques et électrolytiques de dissociation de l'eau et permet de mettre en œuvre des réactions à basse température.

Propulsion

Le secteur mondial des transports (route, avions, trains, conduites, bateaux, etc.) absorbe quelque 25 % de la consommation totale d'énergie. Environ 10 % sont consommés par les transports maritimes nationaux et internationaux dont la propulsion peut être assurée directement par l'énergie nucléaire.[1]

Le transport du pétrole et de ses dérivés et le transport de vrac ont représenté le gros du marché tant par les volumes transportés que par la capacité des flottes au cours de la dernière décennie.

À partir d'hypothèses ambitieuses de propulsion nucléaire par rapport à la flotte actuelle de pétroliers et de gros navires de fret, un rapport de l'AIEA [1] a estimé le marché potentiel entre 2 400 unités de 15 000 tonnes brutes (estimation basse) et 4000 unités de 100 000 tonnes brutes (estimation haute).

La première application de l'énergie nucléaire au domaine de la propulsion navale a concerné des sous-marins militaires équipés de réacteurs à eau sous pression. La première application civile a concerné des brise-glace dont la conception a débuté en 1953 dans l'ex-Union soviétique. Le premier brise-glace nucléaire a été lancé en 1959 et a été exploité avec succès pendant trente ans. L'ex-Union soviétique a construit neuf brise-glace nucléaires.

Trois autres pays ont construit des bâtiments de surface civils à propulsion nucléaire : les États-Unis (Savannah), l'Allemagne (Otto Hahn) et le Japon (Mutsu). Ces trois navires marchands étaient tous équipés de réacteurs à eau sous pression dont le confinement englobait le circuit primaire. Aujourd'hui, seuls la Russie et le Japon étudient le développement de réacteurs destinés à la propulsion de navires civils. Comme la propulsion nucléaire n'a pas encore fait la preuve de sa compétitivité, une des missions à court terme consisterait, selon un rapport de l'AIEA [1], à démontrer d'autres projets pour lesquels la propulsion navale nucléaire pourrait être compétitive.

Perspectives à long terme

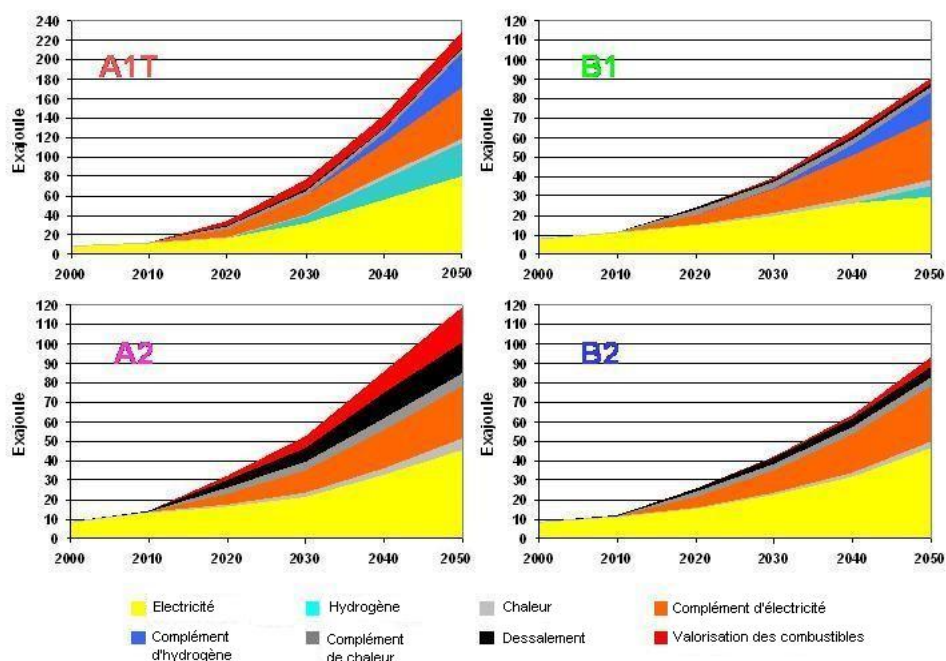
La projection à long terme de la demande de produits énergétiques autres que l'électricité recèle inévitablement nombre d'incertitudes. Pour y remédier, beaucoup d'études utilisent une approche par scénarios. Le Rapport spécial du GIEC (Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat) sur les scénarios d'émissions (SRES) est un exemple typique de projection de la consommation future d'énergie et des émissions de gaz à effet de serre associées. Ce rapport présente 40 scénarios jusqu'à l'horizon 2100.

Rogner & McDonald [6] ont analysé les quatre scénarios suivants parmi les 40 et s'en sont servis pour établir une projection du marché de l'énergie nucléaire à l'horizon 2050 en postulant une stratégie agressive de pénétration du marché.

- Scénario A1T : croissance économique forte et croissance rapide de la demande d'énergie.
- Scénario A2 : forte dépendance à l'égard du charbon et croissance économique modérée.
- Scénario B1 : diminution de l'intensité d'utilisation des matières et adoption de techniques propres fondées sur une utilisation efficace des ressources.
- Scénario B2 : évolution régulière caractérisée par une croissance économique moyenne.

Cette analyse, que l'on retrouve dans l'étude [7] de l'AIEA concernant le Projet international sur les réacteurs nucléaires et les cycles du combustible nucléaire innovants (INPRO), permet d'établir des projections à long terme de la demande de produits énergétiques d'origine nucléaire autres que l'électricité. Elle vise à identifier les nouveaux marchés potentiels de l'énergie nucléaire en postulant que l'industrie nucléaire est à même de réduire ses coûts plus rapidement que ses concurrents, contrairement à l'hypothèse adoptée dans les scénarios SRES originaux. Les résultats montrent que les produits énergétiques autres que l'électricité (chaleur, hydrogène) ont un rôle essentiel à jouer dans le développement de la puissance nucléaire installée dans le monde, comme l'indique la figure 2.

Figure 2. Projections à long terme du marché de l'énergie nucléaire



Source : [6]

Dans le scénario original A1T, l'utilisation de l'énergie nucléaire est multipliée par un facteur de l'ordre de 14 entre 2000 et 2050, cette croissance étant due pour environ un tiers à des applications autres que la production d'électricité. Si l'on postule des stratégies de pénétration agressives, ce facteur pourrait être de l'ordre de 27, dont environ 42 % seraient imputables à des applications non électriques. Dans ce scénario, le principal concurrent du nucléaire est la production d'hydrogène à partir d'énergie solaire. Dans le scénario A1T, le nouveau marché potentiel de la chaleur d'origine nucléaire est limité parce que le nucléaire ne pourrait se substituer aux combustibles fossiles que pour une très faible partie du chauffage urbain centralisé. De même, on utilise très peu de combustibles fossiles non classiques sales, ce qui limite la demande potentielle de chaleur nucléaire pour valoriser les combustibles fossiles [7].

Dans le scénario original A2, l'utilisation de l'énergie nucléaire est multipliée par un facteur de l'ordre de 6 entre 2000 et 2050, cette croissance étant due pour environ 12 % à des applications autres que la production d'électricité. Si l'on postule des stratégies de pénétration agressives, ce facteur pourrait être de l'ordre de 39, dont environ 13 % seraient imputables à des applications non électriques. Dans ce scénario, les principaux concurrents du nucléaire sont les techniques à base de charbon.

Dans le scénario original B1, l'utilisation de l'énergie nucléaire est multipliée par un facteur de l'ordre de 5 entre 2000 et 2050, cette croissance étant due pour environ 23 % à des applications autres que la production d'électricité. Si l'on postule des stratégies de pénétration agressives, ce facteur pourrait être de l'ordre de 11, dont environ un tiers serait imputable à des applications non électriques. Dans ce scénario, les principaux concurrents du nucléaire sont le solaire pour la production d'hydrogène et le gaz naturel et les énergies renouvelables pour la production d'électricité.

Dans le scénario original B2, l'utilisation de l'énergie nucléaire est multipliée par un facteur de l'ordre de 6 entre 2000 et 2050, cette croissance étant due pour environ 7 % à des applications autres que la production d'électricité. Le nucléaire est surtout utilisé pour produire de l'électricité. Si l'on postule des stratégies de pénétration agressives, ce facteur pourrait être de l'ordre de 11, dont environ 20 % seraient imputables à des applications non électriques. Dans ce scénario, les principaux concurrents du nucléaire varient selon les régions en fonction de critères tels que les ressources ou les techniques disponibles.

Pour chaque scénario, les trois valeurs les plus basses (électricité, hydrogène et chaleur) correspondent au scénario original SRES. Les cinq valeurs les plus hautes (complément d'électricité, complément d'hydrogène, complément de chaleur, dessalement et valorisation des combustibles) correspondent à de nouveaux marchés qui pourraient s'ouvrir au nucléaire si les hypothèses agressives de Rogner & McDonald [6] se concrétisaient.

POTENTIEL NUCLÉAIRE DISPONIBLE POUR LA FOURNITURE DE PRODUITS AUTRES QUE L'ÉLECTRICITÉ

Les réacteurs nucléaires peuvent produire de la chaleur dans une large gamme de températures qui répond aux besoins de la plupart des applications autres que la production d'électricité. Jusqu'à présent, le couplage de réacteurs nucléaires à des installations destinées à des applications non électriques n'a guère engendré de difficultés techniques bien que des études complémentaires puissent se révéler nécessaires pour résoudre certains problèmes de sûreté.

Possibilités actuelles de déploiement à court terme

Il existe aujourd'hui toute une palette de réacteurs nucléaires adaptés à des applications non électriques. Un certain nombre d'entre eux sont présentés ci-après.

Réacteurs à eau

Réacteur modulaire intégré SMART (System-integrated Modular Advanced Reactor) : La Corée étudie un concept d'unité de dessalement couplée à un réacteur SMART d'une puissance de 90 MWe pour fournir 40 000 m³ d'eau douce par jour et de l'électricité à un bassin de population d'environ 100 000 personnes ou à un complexe industriel. Le réacteur SMART est un réacteur à eau sous pression intégré avancé d'une puissance thermique nominale de 330 MWth dont les principaux composants sont logés dans une cuve unique. Un projet de conception et de construction d'un pilote de démonstration SMART à l'échelle 1:5 est à l'étude pour démontrer la technologie mise en oeuvre. L'usine de dessalement SMART en cours de construction sera opérationnelle en 2008 et sa commercialisation est prévue en 2009.⁸

Usine flottante KLT-40 : La Russie continue d'étudier un concept de centrale flottante équipée d'un réacteur KLT-40 à usages multiples dont le dessalement d'eau de mer et le chauffage urbain. Un projet de dessalement nucléaire utilisant le procédé MED ou l'osmose inverse est prévu dans la zone côtière russe de l'océan Arctique.

Réacteurs à gaz

Comme les réacteurs à eau avancés disponibles actuellement ou dans un proche avenir produisent des températures inférieures à 350°C, les concepteurs de réacteurs avancés s'intéressent plus particulièrement aux filières capables de fournir des températures plus élevées. Ils s'efforcent, tant au niveau national qu'international, de développer et de réaliser des réacteurs nucléaires destinés à la production d'hydrogène, en particulier des réacteurs à haute température refroidis par gaz (HTGR).

Réacteur modulaire à lit de boulets PBMR (Pebble-Bed Modular Reactor) : Le réacteur PBMR, refroidi à l'hélium, fait partie de la filière HTGR. Récemment, ESKOM, entreprise d'électricité sud-africaine, en a relancé et modifié le concept. Elle est un des partenaires du consortium d'études de ce réacteur avec BNFL notamment. Le PBMR est, avec environ 165 MWe, un des plus petits réacteurs proposés actuellement sur le marché des réacteurs industriels. Sa faible puissance est considérée comme un atout commercial parce que les nouvelles unités de petite puissance exigent moins de capitaux que les grandes. Bien qu'il soit destiné avant tout à produire de l'électricité, le réacteur PBMR se prête aussi à la production de chaleur.

8. En prenant l'unité de dessalement SMART comme référence, l'Indonésie a réalisé une étude de faisabilité économique du dessalement nucléaire sur l'île de Madura et indiqué que la compétitivité économique potentielle de ce concept était bonne.

Réacteur expérimental à haute température HTTR (High Temperature Engineering Test Reactor) : Au Japon, l'Institut de recherche sur l'énergie atomique (JAERI) a construit le HTTR, réacteur de 30 MWth dont la température du réfrigérant primaire atteint 950°C en sortie de cuve, afin de définir les caractéristiques technologiques de la filière HTGR et l'utilisation de la chaleur d'origine nucléaire. Le JAERI a étudié la production d'hydrogène à partir de la chaleur du HTTR, dans un premier temps par vaporeformage du gaz naturel, puis par le procédé thermochimique IS (iode-soufre). En avril 2004, la température de 950°C a été atteinte en sortie de cuve, ce qui ouvre la voie à la démonstration de la production thermochimique directe d'hydrogène. S'appuyant sur les caractéristiques technologiques du HTTR, le JAERI a lancé les études de conception du réacteur de cogénération à haute température à turbine à gaz GTHTR 300 destiné à produire à la fois de l'électricité avec une turbine à gaz et de l'hydrogène par un procédé thermochimique.

Réacteur HTR-10 : Le réacteur HTR-10 est un réacteur HTGR à lit de boulets de 10 MWth conçu, construit et exploité à l'université Tsinghua en Chine. Il a divergé en 2000 et atteint sa pleine puissance en 2003. Il est dimensionné de façon à produire des températures du réfrigérant primaire de 950°C en sortie de cuve et il se prête ainsi à la production de chaleur industrielle à haute température et d'électricité.

Réacteur modulaire à turbine à gaz refroidi à l'hélium GT-MHR (Gas Turbine Modular Helium Reactor) : Aux États-Unis, la société General Atomics propose le concept GT-MHR, réacteur de 600 MWth dont la température de l'hélium en sortie de cuve se situe entre 850 et 1000°C et qui peut être associé à la production d'hydrogène par voie thermochimique ou par électrolyse de la vapeur à haute température.

Perspectives à long terme

Pour l'avenir, le Forum international Génération IV (GIF), initiative internationale lancée par 10 pays et l'EURATOM, s'est donné notamment pour mission de sélectionner six systèmes nucléaires (voir tableau 2) susceptibles d'être déployés d'ici 2030 ou avant et se prêtant à des applications autres que la production d'électricité.

Tableau 2. Concepts de réacteurs Génération IV

	Spectre neutronique	Réfrigérant	Température (°C)	Combustible	Cycle du combustible	Puissance (MWe)
Réacteur rapide refroidi au gaz (GFR)	rapide	hélium	850	U-238	fermé, sur site	288
Réacteur rapide refroidi au plomb (LFR)	rapide	Pb-Bi	550-800	U-238	fermé, régional	50-150 300-400 1200
Réacteur à sels fondus (MSR)	épithermique	sels fluorés	700-800	UF dans des sels	fermé	1000
Réacteur rapide refroidi au sodium (SFR)	rapide	sodium	550	U-238 et MOX	fermé	150-500 500-1500
Réacteur à eau supercritique (SCWR)	thermique ou rapide	eau	550	UO ₂	ouvert (thermique), fermé (rapide)	1500
Réacteur à très haute température refroidi au gaz (VHTR)	thermique	hélium	1000	UO ₂ (prismes ou boulets)	ouvert	250

Source : Adaptation de [11]

Réacteur rapide refroidi au gaz (GFR) : Le système GFR se caractérise par un spectre rapide et un cycle fermé propices à la conversion efficace de l'uranium fertile et à la gestion des actinides. Le réacteur GFR de référence est un système d'une puissance thermique de 600 MWth (288 MWe) refroidi à l'hélium dont la température en sortie de cuve est de 850°C. Il est associé à une turbine à gaz à cycle de Brayton direct pour obtenir un rendement thermique élevé. Il est principalement conçu pour la production d'électricité et la gestion des actinides mais sa température de sortie de cuve le rend apte à la production thermochimique d'hydrogène et à d'autres applications nécessitant de la chaleur industrielle. Compte tenu de ses besoins de R&D dans le domaine des combustibles et des techniques de recyclage, le réacteur GFR devrait pouvoir être déployé vers 2025.

Réacteur rapide refroidi au plomb (LFR) : Le système LFR se caractérise par un spectre rapide et un cycle fermé propices à la conversion efficace de l'uranium fertile et à la gestion des actinides. Il est conçu autour d'un réacteur refroidi par métal liquide (plomb fondu ou eutectique plomb-bismuth). Toute une série de calibres de puissance sont prévus, depuis une « batterie » de 50 à 150 MWe fabriquée en usine, d'une durée de vie de 15 à 20 ans et destinée aux petits réseaux, jusqu'aux unités modulaires de 300 à 400 MWe et aux grandes unités monolithes de 1200 MWe. La température en sortie de cuve est de 550°C mais il serait possible de la porter à 800°C en utilisant des matériaux avancés. Le réacteur LFR est conçu pour la production décentralisée d'électricité et d'autres produits, dont l'hydrogène et l'eau potable. Compte tenu de ses besoins de R&D dans le domaine des combustibles, des matériaux et du contrôle de la corrosion, le réacteur LFR devrait pouvoir être déployé vers 2025.

Réacteur à sels fondus (MSR) : Le système MSR se caractérise par un spectre épithermique ou thermique et par un cycle fermé conçus pour une utilisation efficace du plutonium et des actinides mineurs. Le réacteur de référence a une puissance de 1000 MWe. Le système fonctionne à basse pression et la température du réfrigérant en sortie de cuve est supérieure à 700°C, ce qui améliore le rendement thermique. Il est principalement destiné à la production d'électricité et à l'incinération des déchets de retraitement. Compte tenu des besoins de R&D pour le développement du système, le réacteur MSR devrait pouvoir être déployé vers 2025.

Réacteur rapide refroidi au sodium (SFR) : Le système SFR se caractérise par un spectre rapide et un cycle fermé propices à la conversion efficace de l'uranium fertile et à la gestion des actinides. Il bénéficie d'une expérience de plus de 300 réacteurs-an que huit pays ont accumulés depuis cinq décennies dans la filière rapide. La température du réfrigérant en sortie de cuve est de 550°C. Deux versions sont proposées : réacteur de 150 à 500 MWe avec du combustible métallique incorporant des actinides et nécessitant un traitement pyrométallurgique sur site ; et réacteur de 500 à 1500 MWe utilisant du combustible MOX classique retraité dans des usines classiques hors site. Bien que sa température de fonctionnement soit inférieure à celle des réacteurs HTGR, le SFR peut se prêter à la production d'hydrogène par un procédé hydride thermochimique et électrolytique qui nécessite une plage de température plus basse (500-600°C). Compte tenu de l'expérience déjà acquise avec les combustibles oxydes, le réacteur SFR devrait pouvoir être déployé vers 2015.

Réacteur à eau supercritique (SCWR) : Le système SCWR offre deux options pour le cycle du combustible : un cycle ouvert avec un réacteur à spectre thermique et un cycle fermé avec un réacteur à spectre rapide et un recyclage intégral des actinides. Quelle que soit l'option, le réacteur de référence a une puissance de 1700 MWe et une température en sortie de cuve de 550°C. Refroidi par de l'eau à très haute pression, il fonctionne au-delà du point critique de l'eau et a un rendement thermique supérieur d'environ un tiers aux réacteurs à eau légère actuels dont il dérive. L'eau supercritique attaque directement la turbine, ce qui élimine tout le circuit de vapeur secondaire. Ce type de réacteur est conçu avant tout pour la production d'électricité, avec une application possible pour la gestion des

actinides. Compte tenu de ses besoins de R&D pour la compatibilité des matériaux, le réacteur SCWR devrait pouvoir être déployé vers 2025.

Réacteur à très haute température refroidi au gaz (VHTR) : Le système VHTR se caractérise par un spectre thermique et un cycle de l'uranium à passage unique. La température du caloporteur en sortie de cuve est supérieure à 1000°C, ce qui permet de produire, avec un rendement accru, de la chaleur industrielle destinée à une large palette d'applications non électriques à haute température grosses consommatrices d'énergie. Le réacteur VHTR est surtout conçu pour la production d'hydrogène et pour d'autres applications à haute température, mais il peut aussi être utilisé pour produire de l'électricité. Il devrait pouvoir être déployé vers 2020.

ASPECTS STRATÉGIQUES DU DÉVELOPPEMENT ET DU DÉPLOIEMENT

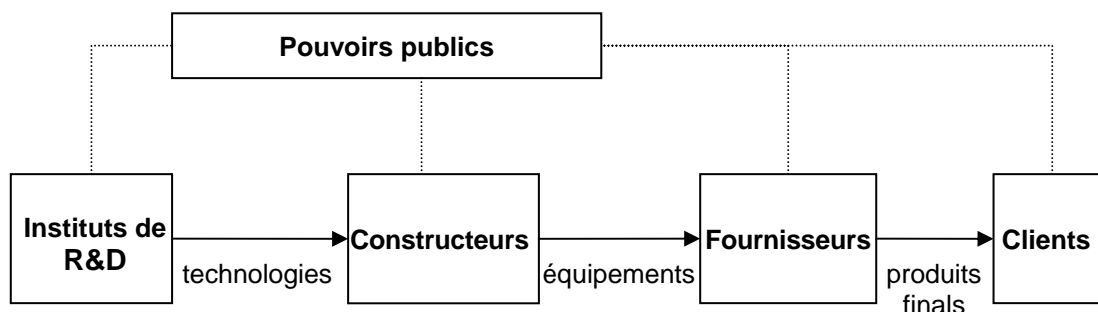
Pour pouvoir développer et déployer des produits d'origine nucléaire autres que l'électricité, il faut résoudre toute une série de problèmes stratégiques qui ont entravé leur déploiement jusqu'à aujourd'hui. Bien que ces problèmes soient interdépendants, ils sont classés ci-dessous en quatre catégories pour faciliter le débat : problèmes commerciaux, problèmes technologiques, problèmes de ressources et problèmes sociaux et juridiques.

Problèmes commerciaux

Caractéristiques du marché

Afin de débattre efficacement des questions commerciales, le principe d'une chaîne commerciale simplifiée a été retenu pour les produits énergétiques autres que l'électricité (figure 3). Bien que chaque acteur (constructeur, fournisseur ou institut de recherche et de développement) puisse assumer plusieurs fonctions, chaque fonction est supposée relever d'un acteur différent. L'utilisateur final (le client) se procure les produits (chaleur, hydrogène, eau potable) ou les services (transport) dont il a besoin auprès des fournisseurs qui se procurent eux-mêmes les capacités de production nécessaires (production de chaleur, dessalement d'eau de mer, production d'hydrogène, bateaux) auprès des constructeurs qui se procurent eux-mêmes les techniques appropriées (réacteur, couplage) auprès des instituts de recherche et de développement. Les pouvoirs publics peuvent exercer un contrôle direct ou indirect sur les acteurs de la chaîne.

Figure 3. Chaîne commerciale simplifiée des produits énergétiques autres que l'électricité



La figure 3 met en évidence trois types de marché : le marché des produits finals, le marché des équipements et le marché des technologies. Sur le marché des produits finals, les clients ont le choix entre plusieurs possibilités. Pour le chauffage des locaux, par exemple, ils peuvent opter pour le chauffage individuel électrique ou au gaz ou pour le chauffage urbain en fonction de leurs préférences et de la disponibilité des produits. Pour les carburants automobiles, ils peuvent choisir des carburants d'origine fossile, l'électricité ou l'hydrogène selon leur type de véhicule. Sur le marché des équipements, les fournisseurs ont aussi le choix. Pour le chauffage urbain, ils peuvent opter pour des usines produisant de la chaleur à partir de combustibles fossiles, de l'incinération des déchets ou de l'énergie nucléaire. Les fournisseurs d'hydrogène peuvent aussi opter pour des techniques de production faisant appel à des procédés différents, dont la chaleur d'origine nucléaire.

Pour commercialiser un produit d'origine nucléaire autre que l'électricité, il faut bien connaître les caractéristiques de son marché et ses acteurs (constructeurs, fournisseurs et instituts de recherche)

ainsi que leurs relations et la réglementation. L'analyse du marché ne doit pas se limiter à son état actuel, mais extrapoler l'avenir, en particulier pour le marché de l'hydrogène.

Taille du marché

Le marché potentiel est un critère essentiel pour les constructeurs qui doivent dimensionner leurs capacités en conséquence si la commercialisation de produits d'origine nucléaire autres que l'électricité est envisagée. Quelques études ont tenté d'estimer le marché potentiel de ces produits, mais on sait que les marchés évoluent dans le temps. La compétitivité du produit final proposé sur le marché (chauffage urbain, eau douce dessalée, chaleur industrielle et hydrogène) est un facteur primordial qui détermine la taille du marché. Ainsi, si le chauffage urbain n'est pas compétitif sur le marché de la chaleur, le marché des installations de chauffage urbain, sur lequel les constructeurs nucléaires et non nucléaires se concurrencent, verra sa taille diminuer. Cette situation accroît les incertitudes pour les constructeurs parce qu'ils n'ont aucun contrôle sur la compétitivité du chauffage urbain.

L'énergie nucléaire pourrait jouer un rôle important dans une économie de l'hydrogène mais il est difficile de prévoir le taux de croissance de la demande d'hydrogène, le niveau de cette demande à terme, ainsi que la part du nucléaire dans la production totale d'hydrogène. Le rôle de l'énergie nucléaire dépendra de la structuration de l'économie de l'hydrogène dans sa phase de transition et de sa configuration finale. Toute une série de facteurs, comme la maturité des techniques idoines, la croissance économique, les modes de vie et l'attitude du public, influenceront le rythme de mise en place et les caractéristiques de l'économie de l'hydrogène. Les besoins de développement de la production d'hydrogène d'origine nucléaire varieront en fonction de la rapidité et du taux de pénétration de l'hydrogène comme vecteur énergétique dans divers secteurs de l'économie. Ainsi, si la demande de production d'hydrogène décentralisée l'emporte sur la demande de production centralisée, il sera logique de construire des réacteurs de petite et moyenne puissance. Dans le cas contraire, les réacteurs de grande puissance devraient être plus efficaces.

Inversement, le choix des filières nucléaires associées aux produits énergétiques autres que l'électricité pourra influencer sur la compétitivité des produits finals en offrant des solutions répondant aux besoins du moment, comme ce fut le cas des turbines à gaz que l'industrie gazière a mises au point pour produire de l'électricité et qui ont fait bondir la compétitivité du gaz dans ce secteur. C'est pourquoi il est essentiel que le secteur de l'énergie nucléaire s'implique et participe activement à l'évaluation de la demande de produits finals et, en particulier, aux études prospectives sur la mise en place d'une économie de l'hydrogène.

Compétitivité de l'énergie nucléaire

En principe, la compétitivité du nucléaire sur le marché des produits non électriques sera la même que sur le marché de l'électricité. L'avantage de coût du nucléaire par rapport aux autres formes d'énergie est rarement considérable et rien ne permet de supposer que le nucléaire sera compétitif sur les marchés des produits non électriques dans les pays où il n'est pas l'option la moins chère pour produire de l'électricité. Toutefois, de nouvelles percées technologiques, un nouvel environnement comme la hausse des prix du gaz et du pétrole, l'instauration de taxes sur le carbone ou une forte augmentation de la demande de ce type de produits pourraient changer la donne.

Beaucoup d'études présentent des résultats qui mettent en évidence la compétitivité de l'énergie nucléaire pour les applications autres que la production d'électricité mais il faut les étayer par des analyses plus concrètes basées sur des données réelles d'exploitation ou de démonstration de systèmes nucléaires.

Prise d'initiatives

Pour commercialiser des produits d'origine nucléaire autres que l'électricité, il faut que les fournisseurs passent des commandes aux constructeurs et que ceux-ci disposent des capacités pour livrer les installations demandées. Qui va prendre l'initiative ? Cette situation n'est pas sans rappeler la problématique de la poule et de l'œuf. Les fournisseurs ne prendront pas le risque d'investir dans des installations dont la rentabilité n'est pas sûre et il leur est difficile de s'en assurer sans voir quelques exemples concrets de systèmes réalisés par des constructeurs. Pareillement, les constructeurs ne prendront pas le risque d'investir dans des systèmes dont ils ne connaissent pas la demande potentielle. Quant aux instituts de recherche, ils n'ont pas les moyens de développer eux-mêmes de nouveaux systèmes. Ils sont nombreux à proposer des idées de qualité mais ils ne sont pas en mesure de les concrétiser à l'échelle industrielle.

Les pouvoirs publics pourraient prendre, en liaison avec les constructeurs, quelques initiatives en faveur du développement d'applications nucléaires autres que la production d'électricité dans le cadre de leurs politiques nationales de l'énergie.

Si l'on trouvait quelques marchés de niche pour des applications nucléaires autres que l'électricité, le développement de systèmes nucléaires adaptés s'en trouverait aiguillonné. Il serait utile de mener une étude approfondie des marchés de niche potentiels bien qu'il soit vraisemblable que ces marchés dépendent de situations locales.

Un exemple de marché niche est fourni par le Canada, où l'utilisation de chaleur d'origine nucléaire pour extraire le bitume contenu dans les énormes gisements de sables pétrolifères du nord de l'Alberta (environ 300 milliards de barils de pétrole) suscite un regain d'intérêt. L'option actuellement privilégiée pour les nouveaux projets de récupération du bitume est le procédé de drainage par gravité au moyen de vapeur (DGMV). Ce procédé consiste à faire fondre le bitume in situ en injectant de la vapeur à pression modérée (2 à 2.5 MPa). Les volumes de vapeur requis sont très importants si l'on considère qu'il faut environ 2 à 2.5 volumes de condensat par volume de bitume extrait. Un réacteur CANDU avancé de 700 MWe produirait assez de vapeur pour récupérer quelque 140 000 barils de bitume par jour (22 000 m³/j), ce qui constitue le haut de la fourchette des projets actuels. Les études montrent systématiquement que la vapeur d'origine nucléaire est moins chère que la vapeur produite à partir de gaz naturel (combustible actuellement utilisé), sauf si le prix du gaz naturel descend au-dessous de 4 CAD/GJ. Comme la pression nécessaire pour mettre en œuvre le procédé DGMV est peu élevée, la vapeur serait produite par une turbine à contre-pression d'environ 100 MWe. Le ratio de production d'électricité et de vapeur pourrait varier en fonction de la demande émanant des divers projets DGMV.

Problèmes technologiques

La plupart des technologies adaptées aux applications non électriques de l'énergie nucléaire n'ont pas encore été démontrées. Ainsi, pour produire de l'hydrogène à l'échelle industrielle à partir d'énergie nucléaire, il faudrait développer des piles à combustible, des réacteurs appropriés, des procédés thermochimiques et des technologies d'appoint. Quant aux technologies déjà démontrées, il faut les perfectionner pour améliorer leurs performances économiques. La filière des réacteurs à haute température refroidis par gaz (HTGR), par exemple, n'est pas encore parvenue à maturité industrielle et n'a pas été testée pour la production de chaleur.

Par ailleurs, pour pouvoir pénétrer le marché avec succès, il est essentiel de démontrer la technologie à un stade précoce. En particulier, les perspectives à long terme des technologies de production d'hydrogène alternatives dépendront dans une certaine mesure de la démonstration précoce

de leur faisabilité et de leur viabilité. Il est important de choisir des chemins stratégiques. Ainsi, le reformage du méthane à la vapeur d'origine nucléaire pourrait être considéré comme une option nucléaire précoce, susceptible de faciliter la pénétration ultérieure de technologies de production d'hydrogène plus innovantes. À cet égard, une participation précoce de l'industrie au développement serait utile.

Comme le démontre l'exploitation probante des réacteurs dans le monde entier, les niveaux de sûreté actuels des réacteurs sont satisfaisants. Ce sera aussi le cas des réacteurs destinés à des applications autres que la production d'électricité. Toutefois, étant donné que ces réacteurs seront associés aux usines qui produiront les produits non électriques, leur couplage avec des unités de dessalement, des usines consommant de la chaleur à haute température ou des installations de production d'hydrogène, par exemple, peut susciter d'autres préoccupations en matière de sûreté. De même, leur implantation à proximité de zones densément peuplées pour certaines applications comme le chauffage urbain peut imposer des mesures de sûreté complémentaires.

Les produits d'origine nucléaire autres que l'électricité nécessitent des infrastructures adaptées, telles que des réseaux de distribution, qui impliquent des dépenses d'investissement et des charges d'exploitation considérables. Les nouveaux entrants sur le marché apprécieront de pouvoir partager les éventuelles infrastructures déjà en place (réseau de distribution de chaleur, par exemple). Dans le cas contraire, ils devront supporter la charge intégrale de l'infrastructure. Des initiatives publiques sous forme d'aides financières, par exemple, pourraient contribuer à atténuer cet obstacle au développement des applications non électriques de l'énergie nucléaire.

Problèmes de ressources

Le déploiement de produits d'origine nucléaire autres que l'électricité se traduira par une augmentation de la demande de réacteurs et d'infrastructures, ce qui mobilisera d'importantes ressources sous forme de capitaux, de sites d'implantation, de main-d'œuvre et de combustible nucléaire. Il sera donc tributaire de la disponibilité de ces ressources.

Le rythme de déploiement d'installations nucléaires destinées à des produits autres que l'électricité dépend grandement de la disponibilité de capitaux. Les capitaux étant limités, une vive concurrence s'instaurera entre les nombreuses options énergétiques pour attirer les investissements. Les produits non électriques pourront aussi entrer en concurrence avec la production d'électricité. Selon un rapport de l'AIE [8], le montant total des investissements requis pour créer les infrastructures de fourniture d'énergie nécessaires dans le monde entier entre 2001 et 2030 est estimé à 16 000 milliards USD, soit 550 milliards USD par an en moyenne. Les besoins de capitaux iront croissant sur toute la période. Le niveau d'investissement annuel moyen devrait passer d'environ 450 millions USD au cours de la décennie actuelle à 630 millions USD entre 2021 et 2030, chiffres à comparer avec un niveau d'investissement estimé à 410 milliards USD en 2000.

La libération des marchés, qui a placé les investisseurs face à de nouveaux défis et à de nouvelles incertitudes, est un autre facteur à prendre en considération. Les investisseurs hésitent davantage à financer de nouveaux projets parce qu'ils sont plus exposés au risque qu'ils ne l'étaient auparavant lorsque les marchés étaient réglementés.

Une grande partie des clients potentiels de produits d'origine nucléaire non électriques, en particulier le dessalement d'eau de mer, se trouvent dans des pays en développement qui n'ont pas les moyens de financer les infrastructures nécessaires et qui auraient besoin d'apports de capitaux énormes de la part des pays industrialisés.

L'uranium est abondant et les technologies nucléaires avancées permettent d'accroître les ressources pouvant servir de combustible nucléaire. Cependant, les capacités de production liées aux ressources classiques connues récupérables à un coût inférieur à 80 USD/kgU ne suffiront pas pour satisfaire la future demande mondiale d'uranium, telle qu'elle résulte des projections, même dans le scénario de demande basse [9]. Les sources d'uranium secondaires, telles que les excédents de stocks commerciaux, l'uranium faiblement enrichi provenant des ogives nucléaires à uranium fortement enrichi, le réenrichissement des rejets et le retraitement du combustible usé, seront donc nécessaires pour assurer des approvisionnements suffisants à court terme. Cependant, l'importance de ces sources devrait diminuer, surtout après 2020.

À plus long terme, il faudra augmenter les capacités existantes, créer de nouveaux centres de production et introduire de nouveaux cycles du combustible. Les ressources d'uranium naturel n'étant pas infinies, même si elles sont abondantes, le déploiement à grande échelle de produits d'origine nucléaire autres que l'électricité augmenterait l'attrait des cycles du combustible avancés qui exploitent plus efficacement la teneur énergétique des ressources naturelles que sont l'uranium et le thorium.

L'industrie nucléaire risque de subir un déclin démographique dans les pays membres de l'AEN [10]. Malgré les nombreuses initiatives prises dans le domaine de l'enseignement et de la formation, ces pays ne forment pas assez d'ingénieurs et de chercheurs dans la filière des sciences et techniques nucléaires. Au fur et à mesure que la pénurie de diplômés de haut niveau s'aggrave, la concurrence pour s'attacher leurs services s'intensifie et certains indices montrent d'ores et déjà que l'industrie nucléaire est perdante. Cette situation est préoccupante pour cette industrie parce que la majorité des ingénieurs et chercheurs qui y travaillent n'ont pas effectué d'études spécialisées dans cette filière. Elle deviendrait encore plus préoccupante si les applications non électriques de l'énergie nucléaire étaient déployées à grande échelle. Il est cependant probable que les avancées technologiques attireraient de jeunes talents.

Problèmes sociaux et juridiques

Le recours à l'énergie nucléaire pour fournir des produits énergétiques autres que l'électricité se heurtera vraisemblablement aux mêmes obstacles que la production électronucléaire ou tout autre application. Avant d'envisager le déploiement à grande échelle de l'énergie nucléaire pour fournir ce type de produits, ce qui pourrait conduire à bien plus que doubler le parc de réacteurs actuellement en service dans le monde, il faut répondre à l'inquiétude du public concernant la sûreté nucléaire, la gestion et l'évacuation des déchets radioactifs ainsi que la prolifération nucléaire.

On peut s'attendre à une mobilisation plus forte des mouvements antinucléaires si la construction de réacteurs s'accélère. Il faut donc se garder de projections trop optimistes sur l'application de l'énergie nucléaire à des produits autres que l'électricité. Pour certains produits comme le chauffage urbain, l'implantation de réacteurs à proximité de zones densément peuplées accentuera certainement l'inquiétude de la population.

Pour créer des installations nucléaires dans des pays qui n'ont pas encore eu recours à cette source d'énergie, il faut commencer par adopter une législation appropriée et mettre en place des organes réglementaires chargés de la sûreté nucléaire et de la délivrance des autorisations. La mise en place de cette infrastructure est un fardeau que certains pays ne sont peut-être pas prêts à assumer.

CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

Comme le montre l'étude de l'AIEA [1], le marché potentiel des produits autres que l'électricité ouvert à l'énergie nucléaire semble très vaste : chauffage urbain, chaleur industrielle et dessalement d'eau de mer à court terme, production d'hydrogène à long terme. Ainsi, si le nucléaire devait remplacer toutes les installations utilisées actuellement pour produire du chauffage urbain dans le monde, il faudrait construire 340 réacteurs de 1000 MWth. Il ne faut cependant pas confondre marché potentiel et marché réel. Même si ce potentiel important doit être considéré de façon prospective, il convient d'évaluer la demande réaliste.

Dans le cadre de l'étude, une série de questions fondamentales sur les possibilités réelles d'utilisation de l'énergie nucléaire pour la commercialisation de produits énergétiques autres que l'électricité ont été évoquées :

- Si le nucléaire a un tel potentiel sur le marché des produits non électriques, pourquoi son déploiement est-il si faible jusqu'à présent ? Peut-on envisager une modification profonde de cette situation ?
- Qui va ou qui doit prendre des initiatives pour promouvoir les applications nucléaires autres que la production d'électricité : les pouvoirs publics, les instituts de R&D, les constructeurs ou les fournisseurs ? Le cas échéant, comment motiver constructeurs et fournisseurs ? Quelle serait l'efficacité des mesures envisageables (réductions d'impôt, subventions, taxe sur le carbone, ..) ?
- Quelle est l'opinion des constructeurs et des fournisseurs (nucléaires et non nucléaires) présents sur le marché ?
- Quel est le rôle des pouvoirs publics ? Examinent-ils sérieusement toutes les options nucléaires dans le cadre de leur politique énergétique nationale en faveur de la réduction des gaz à effet de serre et de la sécurité d'approvisionnement en énergie ?

On peut certes apporter quelques réponses de bon sens à ces questions mais pour développer une analyse convaincante, un examen plus complet de la situation s'impose. Il faut réaliser des études approfondies, accompagnées d'analyses du marché, pour affiner les projections de demande réalistes, ce qui n'est possible qu'avec le concours d'experts nationaux disposant des données idoines. Il faut aussi recueillir des informations par pays pour analyser les raisons des applications limitées du nucléaire en dehors de la production d'électricité et pour émettre des recommandations d'action. Très peu de rapports par pays ayant été reçus, cette partie de l'étude est fragmentaire. De plus, des évaluations technologiques détaillées d'applications autres que la production d'électricité de l'énergie nucléaire, concentrées sur d'autres aspects qui nécessitent une étude approfondie pourraient être précieuses.

Avec les limites susmentionnées, le présent rapport appelle les conclusions et recommandations préliminaires suivantes :

- Il est nécessaire de mieux comprendre le marché et d'améliorer la communication avec ses acteurs majeurs. Il est essentiel de convaincre tous les acteurs du marché (clients, fournisseurs, constructeurs, instituts de recherche et pouvoirs publics) si l'on veut commercialiser des produits d'origine nucléaire autres que l'électricité. A cet égard, il serait utile de créer des associations pour la promotion des applications commerciales de l'énergie

nucléaire. Comme une grande partie de la demande d'énergie autre qu'électrique émane des pays en développement et que ce sont les pays développés qui détiennent les technologies pour y répondre, il serait judicieux d'établir des réseaux entre pays développés et pays en développement, en particulier pour le développement du dessalement nucléaire de l'eau de mer.

- La nature des systèmes nucléaires à déployer variera en fonction de la structure de la demande. Ainsi, si la demande privilégie la production d'hydrogène décentralisée par rapport à une production centralisée, il faudra prévoir des réacteurs de petite ou moyenne puissance. Inversement, les filières nucléaires développées pour des applications non électriques peuvent influencer sur la structure de la demande en offrant des solutions attractives au bon moment. C'est pourquoi il est essentiel que la communauté nucléaire s'implique et participe activement au débat sur les applications non électriques de l'énergie nucléaire, y compris l'économie de l'hydrogène.
- Pour pouvoir pénétrer le marché avec succès, il est essentiel de démontrer la technologie à un stade précoce. En particulier, les perspectives à long terme des technologies de production d'hydrogène alternatives dépendront dans une certaine mesure de la démonstration précoce de leur faisabilité et de leur viabilité. Il est important de choisir des chemins stratégiques. Ainsi, le reformage du méthane à la vapeur d'origine nucléaire pourrait être considéré comme une option nucléaire précoce, qui faciliterait la pénétration ultérieure de technologies de production d'hydrogène plus innovantes.
- À la lumière des tendances récentes des marchés de l'énergie, on peut s'attendre à une concurrence vive entre les différentes options de fourniture de produits autres que l'électricité. Dans le secteur de la production d'hydrogène, par exemple, de nombreuses options techniques, comme le reformage du méthane à la vapeur, la gazéification du charbon à la vapeur avec séquestration du CO₂ ou les procédés photovoltaïques à base d'énergie solaire, sont dès à présent disponibles ou en cours de développement. Les filières nucléaires destinées aux produits autres que l'électricité doivent être aptes à être déployées et compétitives sur les marchés déréglementés bien que la demande de réacteurs ne sera probablement pas comparable à l'afflux de commandes des années 60 et 70.
- Le développement de ces filières nucléaires, en particulier pour la production d'hydrogène, implique un engagement à long terme semé d'incertitudes. Tous les acteurs du secteur public et de l'industrie ont un rôle à jouer pour que les technologies appropriées s'imposent à terme. Il est essentiel qu'ils se coordonnent et qu'ils conjuguent leurs efforts en organisant des programmes de R&D, en mettant en place des infrastructures et en prenant des décisions face aux enjeux que constitue le développement de technologies compétitives et efficaces.
- Dans les pays qui souhaitent opter à long terme pour la filière nucléaire, les pouvoirs publics ont un rôle très important à jouer pour promouvoir les applications non électriques de l'énergie nucléaire, aux stades de la R&D fondamentale, du développement précompétitif des technologies et des mesures à prendre pour créer un environnement commercial favorable dans le respect des mécanismes du marché.
- La coopération internationale est primordiale pour concevoir et réaliser des systèmes nucléaires efficaces pour des applications autres que la production d'électricité, comme la production d'hydrogène, par exemple. Les efforts à consentir dans le domaine de la R&D nucléaire et de la création des infrastructures dépassent probablement les capacités individuelles des pays. C'est pourquoi des initiatives telles que celle du Forum international Génération IV, par exemple, peuvent renforcer les synergies entre les programmes nationaux et accroître l'efficacité des efforts communs.

REFERENCES

- [1] AIEA (2002), *Market Potential for Non-electric Applications of Nuclear Energy*, Technical Report Series No. 410.
- [2] Von Lensa, Werner (2002), "Michelangelo Network WP4: First Results & Recommendations on Non-electricity Applications of Nuclear Energy," Briefing Material.
- [3] AIEA (2004), *Optimization of the Coupling of Nuclear Reactors and Desalination Systems*, IAEA-TECDOC, à paraître.
- [4] National Academy of Engineering, Board on Energy and Environmental Systems (2004), *The Hydrogen Economy: Opportunities, Costs, Barriers, and R&D Needs*, National Academic Press, Washington D.C.
- [5] U.S. DOE (2004), *Hydrogen Posture Plan: An Integrated Research, Development, and Demonstration Plan*.
- [6] Rogner, H-H., & McDonald, A. (2003), "Long-Term Cost Targets for Nuclear Energy", 2003 Annual Symposium of the World Nuclear Association, Londres, Royaume-Uni.
- [7] AIEA (2003), *Guidance for the Evaluation of Innovative Nuclear Reactors and Fuel Cycles: Report of Phase 1A of the International Project on Innovative Nuclear Reactors and Fuel Cycles (INPRO)*, IAEA-TECDOC-1362.
- [8] AIE (2003), *World Energy Investment Outlook 2003*.
- [9] Price, R. R., Blaise, J. R., & Vance, R. E. (2004), "Uranium Production and Demand: Timely Mining Decisions Will Be Needed", *NEA News*, Vol. 22, No. 1.
- [10] OCDE/AEN (2004), *Développement des compétences dans le domaine de l'énergie nucléaire*, rapport de synthèse, OCDE.
- [11] U.S. DOE Nuclear Energy Research Advisory Committee, & GIF (2002), *A Technology Roadmap for Generation IV Nuclear Energy Systems*.

POUR COMPLÉTER VOTRE INFORMATION

Forsberg, Charles W., and Pickard, Paul S. (2003), "The Advanced High-Temperature Reactor for Production of Hydrogen or Electricity", *Nuclear News*, février.

AIEA (1998), *Nuclear Heat Applications: Design Aspects and Operating Experience*, actes de quatre réunions techniques organisées entre décembre 1995 and avril 1998.

AIEA (1999), *Hydrogen as an Energy Carrier and Its Production by Nuclear Power*, IAEA-TECDOC-1085.

AIEA (2000), *Examining the Economics of Seawater Desalination Using the DEEP Code*, IAEA-TECDOC-1186.

- AIEA (2002), Design Concepts of Nuclear Desalination Plants, IAEA-TECDOC-1326.
- AIEA (2004), Status of Advanced Light Water Reactor Designs 2004, IAEA-TECDOC-1391.
- AIE, AEN et AIEA (2002), Réacteurs innovants : enjeux d'une coopération internationale, Etude réalisée par les trois agences.
- AIE (2003), "Moving to a Hydrogen Economy: Dreams and Realities", IEA/SLT(2003)5.
- AIE (2004), "Hydrogen Coordination Group: Policy Analysis", IEA/CERT/HCG/(2004)3.
- AIE (2002), IEA Committee on DHC and CHP, "District Heating and Cooling: Environmental Technology for the 21st Century", Policy Paper, <http://www.iea-dhc.org>.
- McDonald, Alan, Riahi, Keywan, and Rogner, Hans-Holger (2003), "Elaboration SRES Scenarios for Nuclear Energy", presented at the International Conference on Energy Technologies for post Kyoto Targets in the Medium Term, Risø National Laboratory, Denmark, 19-21 mai 2003.
- Megahed, Mohamed M. (2003), "An Overview of Nuclear Desalination: History and Challenges", *International Journal of Nuclear Desalination*, Vol. 1, No. 1.
- Minato, Akio, & Hirai, Mitsuyoshi (2004), "Present and Future Activities of Nuclear Desalination in Japan", *International Journal of Nuclear Desalination*, Vol. 1, No. 2.
- Misra, B. M., & Kupitz, J. (2004), "The Role of Nuclear Desalination in Meeting the Potable Water Needs in Water Scarce Areas in the Next Decades", *Desalination*, Vol. 166.
- NERAC and GIF (2002), "Crosscutting Energy Products R&D Scope Report", Working Paper, GIF-008-00.
- OCDE/AEN (1999), *Back-end of the Fuel Cycle in a 1000 GWe Nuclear Scenario*, compte rendu d'un atelier organisé à Avignon, France, 6-7 octobre 1998.
- OCDE/AEN (2002), *Nuclear Production of Hydrogen*, First Information Exchange Meeting, Paris, 2-3 octobre 2000.
- OCDE/AEN (2004), *Nuclear Production of Hydrogen*, Second Information Exchange Meeting, Argonne, Illinois, USA, 2-3 octobre 2003.
- Rogner, Hans-Holger, and Scott, David S. (2003), "Building Sustainable Energy Systems: The Role of Nuclear-Derived Hydrogen", in OECD/NEA (2002), *Nuclear Production of Hydrogen*, First Information Exchange Meeting, Paris, 2-3 octobre 2000.
- Schultz, K. R. (2003), "Use of the Modular Helium Reactor for Hydrogen Production", *World Nuclear Association Annual Symposium*, 3-5 septembre 2003.
- U.S. DOE (2002), National Hydrogen Energy Roadmap: Production, Delivery, Storage, Conversion, Applications, Public Education and Outreach.
- U.S. DOE Nuclear Energy Research Advisory Committee, & GIF (2002), "Generation IV Roadmap: Crosscutting Energy Products R&D Scope Report", GIF-008-00.

Wade, D. C., Doctor, R., and Peddicord, K. L. (2002), "STAR-H2: The Secure Transportable Autonomous Reactor for Hydrogen Production and Desalination", *Proceedings of ICONE 10, Tenth International Conference on Nuclear Engineering*, Arlington, USA, 14-18 avril 2002.

Wald, Matthew L. (2004), "Questions about a Hydrogen Economy", *Scientific American*, mai.