

# La concurrence sur les marchés de l'industrie nucléaire





Développement de l'énergie nucléaire

# **La concurrence sur les marchés de l'industrie nucléaire**

© OECD 2008  
NEA No. 6247

AGENCE POUR L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE  
ORGANISATION DE COOPÉRATION ET DE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUES

## ORGANISATION DE COOPÉRATION ET DE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUES

L'OCDE est un forum unique en son genre où les gouvernements de 30 démocraties œuvrent ensemble pour relever les défis économiques, sociaux et environnementaux que pose la mondialisation. L'OCDE est aussi à l'avant-garde des efforts entrepris pour comprendre les évolutions du monde actuel et les préoccupations qu'elles font naître. Elle aide les gouvernements à faire face à des situations nouvelles en examinant des thèmes tels que le gouvernement d'entreprise, l'économie de l'information et les défis posés par le vieillissement de la population. L'Organisation offre aux gouvernements un cadre leur permettant de comparer leurs expériences en matière de politiques, de chercher des réponses à des problèmes communs, d'identifier les bonnes pratiques et de travailler à la coordination des politiques nationales et internationales.

Les pays membres de l'OCDE sont : l'Allemagne, l'Australie, l'Autriche, la Belgique, le Canada, la Corée, 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, la Nouvelle-Zélande, les Pays-Bas, la Pologne, le Portugal, la République slovaque, la République tchèque, le Royaume-Uni, la Suède, la Suisse et la Turquie. La Commission des Communautés européennes participe aux travaux de l'OCDE.

Les Éditions de l'OCDE assurent une large diffusion aux travaux de l'Organisation. Ces derniers comprennent les résultats de l'activité de collecte de statistiques, les travaux de recherche menés sur des questions économiques, sociales et environnementales, ainsi que les conventions, les principes directeurs et les modèles développés par les pays membres.

*Cet ouvrage est publié sous la responsabilité du Secrétaire général de l'OCDE. Les opinions et les interprétations exprimées ne reflètent pas nécessairement les vues de l'OCDE ou des gouvernements de ses pays membres.*

### L'AGENCE POUR L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE

L'Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire (AEN) a été créée le 1<sup>er</sup> 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 2008

L'OCDE autorise à titre gracieux toute reproduction de cette publication à usage personnel, non commercial. L'autorisation de photocopier partie de cette publication à des fins publiques ou commerciales peut être obtenue du Copyright Clearance Center (CCC) [info@copyright.com](mailto:info@copyright.com) ou du Centre français d'exploitation du droit de copie (CFC) [contact@cfcopies.com](mailto:contact@cfcopies.com). Dans tous ces cas, la notice de copyright et autres légendes concernant la propriété intellectuelle doivent être conservées dans leur forme d'origine. Toute demande pour usage public ou commercial de cette publication ou pour traduction doit être adressée à [rights@oecd.org](mailto:rights@oecd.org).

*Crédits couverture : Cameco (Canada) et NEI (États-Unis).*

## AVANT-PROPOS

Pour construire, exploiter et alimenter en combustible les centrales nucléaires existantes et futures, leurs exploitants ont besoin de nombreux équipements, matières et services spécialisés. La faible demande dans de nombreux secteurs de l'industrie nucléaire depuis les années 80 a provoqué fusions et consolidations, accompagnés de l'émergence de quelques grands groupes mondiaux. Parallèlement, l'ouverture à la concurrence des marchés de l'électricité de nombreux pays de l'OCDE a modifié l'environnement économique, exposant les centrales nucléaires aux pressions de la concurrence.

Ces importants changements structurels qui concernent tant les producteurs que les consommateurs sur les marchés du combustible, de la conception et de l'ingénierie des centrales nucléaires ont eu des répercussions sur la concurrence dans l'industrie nucléaire. L'étude dresse un bilan de la concurrence sur les marchés des biens, matériaux et services destinés à la conception, l'ingénierie et la construction de nouvelles centrales nucléaires, sur l'ensemble du cycle du combustible, ainsi qu'à la maintenance et la rénovation des centrales actuelles. Dix caractéristiques du marché ont été choisies comme indicateurs de compétitivité, dont les parts de marché que détiennent les principaux acteurs.

Puisque l'on prévoit dans les dix années qui viennent et au-delà une reprise du nucléaire, l'étude analyse, dans la mesure du possible, comment la concurrence peut évoluer si la demande croît de façon significative. Les implications possibles en termes de concurrence sur les marchés des propositions actuelles de gestion multilatérale de la fourniture de combustible sont également évoquées.

### *Remerciements*

L'étude a été réalisée par un groupe ad hoc d'experts désignés par les pays membres de l'AEN dont les noms sont donnés en annexe. Ce groupe était coprésidé par M. Koji Nagano, Japon et M. David Shropshire, États-Unis. Le Secrétariat tient à exprimer sa gratitude à chacun des membres du groupe pour leur importante contribution. Il tient aussi à vivement remercier M. Jan Horst Keppler, professeur à l'Université Paris Dauphine, qui a fait bénéficier le groupe de ses conseils précieux sur la méthode à suivre pour évaluer la concurrence sur le marché.



## TABLE DES MATIÈRES

Avant-propos .....	3
Résumé .....	7
1. Introduction .....	17
2. Évaluation de la compétitivité des marchés .....	19
3. Concurrence dans les secteurs de la conception, de l'ingénierie et de la construction des centrales nucléaires.....	23
4. Concurrence dans l'industrie de l'amont du cycle du combustible nucléaire	41
4.1. Fourniture d'uranium.....	43
4.2. Services de conversion en UF <sub>6</sub> .....	56
4.3. Services d'enrichissement de l'uranium .....	63
4.4. Services de fabrication du combustible .....	74
5. Concurrence dans l'industrie de l'aval du cycle du combustible nucléaire..	85
5.1. Retraitement du combustible utilisé.....	85
5.2. Fabrication de combustible MOX .....	94
5.3. Gestion des déchets radioactifs et démantèlement .....	98
6. Concurrence dans le secteur des services maintenance et rénovation des centrales nucléaires .....	101
7. Incidences sur la concurrence des mécanismes multilatéraux de fourniture de combustible.....	111
7.1. Aperçu des propositions actuelles .....	111
7.2. Évaluation de l'impact possible sur la concurrence.....	114
8. Conclusions and recommandations .....	121
8.1. Résumé et conclusions pour chaque secteur du marché.....	121
8.2. Place des fournisseurs dans les différents secteurs et intégration verticale.....	127
8.3. Incidences des mécanismes multilatéraux de fourniture de combustible .....	130
8.4. Principaux enseignements et recommandations .....	131
Annexe. Liste des membres du Groupe d'experts .....	133



## RÉSUMÉ

L'industrie nucléaire fournit une large gamme d'équipements, de matières et de services nécessaires à la conception, construction, exploitation et alimentation des centrales nucléaires. Cela recouvre la fourniture des centrales nucléaires elles-mêmes, l'ensemble des matières et services du cycle du combustible nucléaire ainsi que les services et les équipements nécessaires à la maintenance et à la rénovation des installations. Les marchés fournisseurs ont considérablement évolué depuis l'origine, où l'industrie nucléaire était sous le contrôle de l'État, à nos jours, où les entreprises de la plupart des secteurs opèrent sur des marchés concurrentiels.

Depuis les années 80, on assiste à une forte concentration et à un repli de l'industrie nucléaire en réaction à une demande généralement faible. Cette concentration et ce repli se sont traduits par l'émergence d'une petite poignée de d'acteurs mondiaux majeurs dans certains secteurs. Cette évolution s'explique en partie par des facteurs propres à l'industrie nucléaire mais aussi par la tendance plus générale à la mondialisation des principales activités industrielles. Dans l'intervalle, la libéralisation du marché de l'électricité dans de nombreux pays de l'OCDE a modifié le contexte commercial dans lequel opèrent les propriétaires et exploitants de centrales nucléaires. Les compagnies d'électricité se sont trouvées confrontées à une concurrence croissante, les contraignant à améliorer leurs résultats et les sensibilisant aux coûts.

On a, de ce fait, assisté à des changements structurels profonds au niveau des producteurs et des consommateurs de combustible nucléaire, de la conception et de l'ingénierie nucléaires depuis la grande époque d'expansion de l'énergie nucléaire des années 70. Le Comité chargé des études techniques et économiques sur le développement de l'énergie nucléaire et le cycle du combustible de l'Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire a décidé de créer un groupe d'experts ad hoc chargé d'examiner les performances des principaux secteurs du marché à l'heure actuelle et d'étudier leur évolution possible face à une augmentation significative de la demande étant donné la reprise prévue de la croissance de l'énergie nucléaire. L'étude a également analysé les incidences possibles sur la concurrence de grandes catégories de mécanismes multilatéraux de fourniture garantie de combustible qui ont été proposés par plusieurs gouvernements.

En étudiant la concurrence sur le marché, le groupe d'experts a gardé à l'esprit le fait qu'il existe des domaines de l'activité nucléaire où la concurrence est nécessairement limitée, voire absente. Il s'agit notamment de nombreuses activités de recherche et développement, en particulier celles qui nécessitent une coopération internationale et l'aide des gouvernements sont le temps que de nouvelles technologies soient prêtes à être commercialisées. Dans les secteurs commerciaux existants, certaines limitations sont également inévitables : citons, en particulier, les contrôles des matières, des équipements et des technologies sensibles pour éviter la prolifération.

En outre, l'énergie nucléaire exige de très lourds investissements dans des équipements et des installations complexes et requiert le travail d'experts et de spécialistes de haut niveau. En conséquence, une relation à long terme s'établit souvent entre les fournisseurs et les clients qui œuvrent ensemble à la sûreté et à l'efficacité du fonctionnement des centrales et à la réussite des améliorations et des rénovations introduites. Le groupe d'experts a noté que sur les marchés du nucléaire, la qualité et la fiabilité sont souvent aussi importantes pour les clients que les prix.

### **Évaluation de la compétitivité des marchés**

Faute d'informations statistiques détaillées sur chacun des secteurs indispensables pour réaliser une évaluation objective, les membres du groupe ont décidé d'analyser une série de caractéristiques du marché pouvant servir d'indicateurs de la compétitivité. Bien que l'évaluation de chacun de ces indicateurs fasse intervenir une part de jugement subjectif, collectivement ces indicateurs permettent de se faire une idée générale de l'efficacité de la concurrence dans chaque secteur. Les indicateurs utilisés sont les suivants :

- Parts de marché des principaux acteurs.
- Degré d'intégration verticale.
- Proportion de contrats à long terme.
- Barrières à l'entrée.
- Coûts de transaction et segmentation du marché.
- Différenciation des produits.
- Équilibre entre capacité et demande.
- Alliances et coopération entre fournisseurs.
- Intérêt général.
- Obstacles et restrictions au commerce.

Les parts de marché ont été utilisées si possible pour calculer l'indice Herfindahl-Hirschman (HHI) pour le secteur. Selon sa définition cet indice est la somme des carrés des parts de marché en pourcentage de toutes les entreprises du secteur. Une valeur de l'indice HHI supérieure à 1 800 est souvent un signe de surconcentration du marché.

## **Principaux enseignements pour chacun des principaux secteurs du marché**

### ***Conception, ingénierie et construction des centrales nucléaires***

Ce secteur semble être prêt à une forte expansion dans les dix ans à venir au minimum. Malgré une dépression prolongée du marché depuis les années 80, les constructeurs de centrales nucléaires qui sont restés en activité ont continué à mettre au point leur conception et proposent à présent des produits nettement plus performants que ceux commercialisés au cours des dernières grandes périodes d'expansion nucléaire. Sur les marchés importants du moins, où une série de commandes peuvent être passées, il est probable qu'il y aura une forte concurrence entre quatre à cinq constructeurs. En dépit de quelques distorsions sur le marché, en particulier lorsque des constructeurs dominent leur marché national, un marché mondial où plusieurs constructeurs indépendants sont en concurrence a émergé, offrant ainsi aux clients éventuels un véritable choix. Toutefois, les différences d'un pays à l'autre entre les prescriptions réglementaires applicables à la conception des centrales nucléaires, qui peuvent se traduire par des coûts initiaux importants pour les constructeurs désireux de pénétrer sur un nouveau marché, risquent en fait de limiter le choix qui s'offre aux compagnies d'électricité, surtout sur des marchés plus petits.

À plus long terme, de nouveaux constructeurs importants de centrales nucléaires devraient apparaître : ce seront, très vraisemblablement, des entreprises ayant bénéficié de transfert de technologie dans le cadre de marchés signés avec des constructeurs établis, qui ont continué, elles-mêmes, à développer la technologie en question et qui ainsi atteignent le statut de constructeur indépendant capable d'offrir des conceptions différentes sur le marché mondial. Des entreprises de ce type pourraient émerger en Corée et en Chine. De nouveaux constructeurs, ayant mis au point eux-mêmes des conceptions plus innovantes de réacteurs, peuvent aussi émerger, mais la probabilité ici est plus incertaine, et le délai d'apparition sera plus long.

### ***Fourniture d'uranium***

Un nombre important de nouvelles installations de production d'uranium devrait entrer en service dans les années à venir pour répondre à l'augmentation de la demande. Beaucoup d'entre elles appartiendront à de nouveaux entrants

ou de petits producteurs en plein essor. Même si l'on assiste vraisemblablement à quelques fusions et acquisitions, on devrait plutôt évoluer vers une réduction de la concentration du marché. La fusion éventuelle de deux grands producteurs pourrait, toutefois, être préoccupante si elle se traduisait par le contrôle d'une très large part de la production mondiale. Les restrictions imposées par les États-Unis et l'Union européenne sur les importations d'uranium depuis le début des années 90, ont nui à la concurrence. Cependant, l'augmentation de la demande et la réduction des ressources provenant des stocks existants devraient limiter l'impact de ces restrictions sur le marché même si les mesures adoptées restent en vigueur.

### *Services de conversion en UF<sub>6</sub>*

Il existe en fait seulement trois grands fournisseurs de services de conversion en UF<sub>6</sub> sur le marché mondial, un quatrième fournissant l'uranium, les services de conversion et d'enrichissement dans le cadre d'un contrat global. Du point de vue de la concurrence, cela signifie que le marché est trop concentré. Néanmoins, étant donné que les usines de conversion servent de sites principaux d'entreposage et de chambre de compensation du marché de l'uranium, il est plus commode pour les acteurs du marché de n'avoir qu'un nombre relativement limité de sites. Comme la conversion ne représente qu'une petite fraction (environ 5 %) du coût total du combustible nucléaire, il sera difficile de nouvelles installations de conversion de s'établir sur de nouveaux sites. D'après les projets d'expansion, les principaux fournisseurs actuels augmenteront leurs capacités pour répondre aux besoins, et le degré de concentration ne devrait pas sensiblement évoluer.

### *Services d'enrichissement de l'uranium*

L'enrichissement de l'uranium fait appel à une des technologies les plus sensibles au regard de la non-prolifération. Pour cette raison, elle n'est détenue que par un nombre limité de pays et n'est confiée par les gouvernements qu'à un petit nombre d'opérateurs commerciaux de sorte que la concurrence sur le marché est inévitablement restreinte. Néanmoins, l'industrie de l'enrichissement traverse actuellement une période de profonde mutation qui devrait la transformer dans les dix prochaines années, voire au-delà. Les vieilles usines de diffusion gazeuse, toujours en service en France et aux États-Unis, seront remplacées par de nouvelles usines d'ultracentrifugation, et il se peut que la technologie d'enrichissement par laser soit commercialisée. Il y aura au moins deux et peut-être même quatre nouvelles usines d'enrichissement aux États-Unis d'ici 2015, chacune exploitée indépendamment par des fournisseurs concurrents.

L'importante capacité d'enrichissement de la Russie devrait également jouer un rôle plus important sur le marché international. De ce fait, les parts de marché des fournisseurs actuels évolueront vraisemblablement.

### ***Services de fabrication du combustible***

Contrairement aux autres services du cycle du combustible, la fabrication est avant tout un service sur mesure, consistant à préparer des assemblages combustibles correspondant exactement aux besoins de chaque centrale. Dans une nouvelle centrale nucléaire, le combustible est fourni, au départ, par le constructeur de la centrale. Ce n'est que plus tard que l'exploitant a la possibilité de choisir entre des fournisseurs concurrents. En outre, certains exploitants estimeront peut-être que le risque commercial qu'ils courent en changeant de fournisseur n'est pas justifié par les éventuelles économies qu'ils peuvent faire sur le coût du combustible. La concurrence est, toutefois, importante sur le marché de la fabrication de combustible, et les exploitants de modèles plus courants de centrales nucléaires peuvent parfois avoir le choix entre trois fabricants. Néanmoins, on a assisté ces dernières années à une concentration du marché de la fabrication de combustible parallèlement à la fusion des principaux constructeurs de centrales nucléaires. Il semble donc à présent que ce marché est trop concentré. Dans certains sous-secteurs, il n'y a en fait aucune concurrence.

Dans les nouvelles centrales nucléaires les premiers chargements de combustible seront forcément fournis par le constructeur de la centrale qui ajoutera de la capacité au moment voulu et à l'endroit voulu. Quand un grand programme nucléaire est lancé, il est possible pour accroître la capacité d'accorder une licence de fabrication à de nouvelles usines locales. Toutefois, pour que le marché de ces nouveaux modèles de combustibles devienne concurrentiel il faudra que d'autres fournisseurs y fassent leur apparition. C'est un point auquel les acheteurs de centrales nucléaires devront réfléchir lorsqu'ils choisiront la technologie de leurs réacteurs. L'expérience a montré que pour être sûr de pouvoir choisir entre plusieurs fournisseurs de combustible, il faut sélectionner un modèle de centrale construit en un grand nombre d'exemplaires car, avec le temps, ces modèles devraient être mieux approvisionnés par d'autres fabricants.

### ***Aval du cycle du combustible nucléaire***

Les quelques usines de retraitement du combustible usé présentes sur le marché se consacrent pour l'essentiel au traitement du combustible usé produit dans les installations nationales, quoique certaines retraitent du combustible usé provenant d'autres pays dans le cadre de contrats conclus avec des compagnies d'électricité étrangères. Il existe donc un petit marché international, mais qui

s'est contracté ces dernières années. Face à la possibilité d'une forte expansion de l'énergie nucléaire dans l'avenir, le retraitement et le recyclage du combustible usé suscitent un regain d'intérêt. Néanmoins, la technologie du retraitement est extrêmement sensible du point de vue de la non-prolifération. Le retraitement devrait donc rester aux mains d'un petit nombre de pays ou être soumis à un contrôle multilatéral. Le développement du retraitement devrait aussi dépendre de l'adoption de conceptions avancées de réacteurs qui permettront de tirer pleinement parti des matières recyclées. Ces modèles ne devraient être commercialisés que bien après 2020.

Le plutonium séparé dans les usines de retraitement en service peut être utilisé pour fabriquer le combustible MOX utilisé dans certains réacteurs à eau ordinaire (REO). Deux usines commerciales sont actuellement en service, l'une au Royaume-Uni et l'autre en France. Le combustible ainsi fabriqué a été livré à plusieurs pays européens et au Japon. Il s'agit, pour l'instant, d'un marché limité, né essentiellement de la volonté des compagnies d'électricité concernées d'utiliser leur plutonium. La fabrication du combustible MOX est donc liée à l'avenir du retraitement commercial et à plus long terme au déploiement de modèles avancés de réacteurs utilisant du combustible contenant des matières recyclées.

En règle générale, les compagnies d'électricité sont responsables de la gestion des déchets radioactifs qu'elles produisent, du moins jusqu'au moment où elles les transmettent à une autorité ou à une organisation nationale responsable de leur stockage. Il en va de même du démantèlement des installations arrêtées, et des déchets produits durant ces activités. Ainsi, l'activité commerciale dans ces secteurs se limite en général à la prestation de services et à la fourniture de technologies et d'équipements. Beaucoup d'entreprises spécialisées interviennent dans le secteur ainsi que bon nombre des grands groupes nucléaires. En général, ce secteur de prestation de services et de fourniture de technologies et d'équipements pour la gestion des déchets radioactifs et le démantèlement est caractérisé par une intense concurrence et une innovation considérable.

### *Services de maintenance et de rénovation des centrales nucléaires en service*

Faute de commande de nouvelles centrales nucléaires ces dernières années, les constructeurs de réacteurs et les autres entreprises d'ingénierie nucléaire ont dû se tourner de plus en plus vers la maintenance, la mise à niveau et la rénovation du parc de réacteurs en service. À présent que la prolongation de la durée de vie d'un grand nombre de centrales nucléaires en service est projetée, il est peu vraisemblable que le nombre des grands projets de rénovation baisse. L'équilibre, à l'heure actuelle, entre la capacité et la demande dans ce secteur

semble bon, la concurrence dans plusieurs sous-secteurs de ce marché complexe étant importante. Néanmoins, les choses pourraient changer si le nombre des commandes de nouvelles centrales nucléaires augmente sensiblement dans les années à venir, car les mêmes groupes participeront à la construction de ces nouvelles installations. Il deviendra peut-être plus difficile alors de trouver des fournisseurs concurrents capables de se charger des opérations de maintenance de routine et des plus grands projets de rénovation dans des délais raisonnables.

### **Évaluation générale de la concurrence sur le marché**

Il ressort de l'analyse du groupe d'experts que l'enrichissement et la fabrication du combustible sont les secteurs de l'industrie nucléaire les plus concentrés, un fournisseur détenant plus de 30 % des parts de marché et les autres de 20 à 30 % dans chacune des activités. Le retraitement est également un marché concentré, bien qu'il soit plus petit et moins développé. D'une manière générale, cependant, il n'y a pas de groupe qui ait une position fortement dominante dans aucun des secteurs du cycle du combustible, puisqu'il y a au moins quatre fournisseurs concurrents dans chacun de ces secteurs. D'après les informations dont on dispose à l'heure actuelle rien n'indique que les parts de marché des principaux fournisseurs pourraient augmenter sensiblement à mesure que les secteurs se développeront dans les dix années à venir. De fait, dans certains secteurs, principalement dans celui de la fourniture d'uranium, il semblerait que le marché pourrait devenir moins concentré dans les années à venir.

En ce qui concerne le marché des nouvelles centrales nucléaires, il est difficile d'évaluer les futures parts de marché des différents constructeurs étant donné que ces parts dépendront de la capacité des constructeurs à obtenir des commandes dans l'avenir. Toutefois, dans la plupart des régions, la concurrence est vive entre au moins trois à quatre grands fournisseurs. En cela, le marché de la construction des centrales nucléaires soutient bien la comparaison avec certaines autres industries proposant des produits de haute technicité, notamment l'industrie aéronautique. D'après les premières indications dont on dispose, chaque grand constructeur de centrales nucléaires réussira à obtenir une part importante des nouvelles commandes dans les dix années à venir. En outre le futur marché des services de fabrication de combustibles sera dans une large mesure déterminé par celui des nouvelles centrales nucléaires.

Plusieurs grands groupes nucléaires ont une part importante dans plus d'un secteur, ce qui indique une certaine intégration verticale sur plusieurs des secteurs. Étant donné que ces groupes fournissent du matériel, des services et des matières nucléaires dans le cadre d'un contrat global, on risque d'assister à une réduction de la concurrence dans certains secteurs. En particulier, certaines

entreprises du cycle du combustible (qui ne sont pas également des constructeurs de centrales nucléaires) risquent d'être désavantagées de même que les constructeurs de centrales nucléaires qui ne proposent pas la gamme complète des services du cycle du combustible. Pour l'instant, les contrats globaux de ce type sont rares, mais dans l'avenir certains clients pourraient préférer la sécurité que leur apporterait la fourniture de l'ensemble des services par un unique grand fournisseur. Si cette fourniture globale est privilégiée par certains clients, il est vraisemblable qu'un nombre toujours plus grand de groupes tenteront d'offrir le même genre de services.

### **Incidences des mécanismes multilatéraux de fourniture de combustible**

Étant donné qu'un nombre croissant de pays envisagent de lancer un programme électronucléaire dans l'avenir, les gouvernements examinent, dans des enceintes internationales, en particulier dans le cadre d'une initiative lancée par l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA), la formule des mécanismes multilatéraux de fourniture garantie de combustible. Ce rapport n'a pas pour objet d'étudier ou d'évaluer dans quelle mesure les mécanismes proposés réussiront à garantir la sécurité d'approvisionnement ou à éviter la prolifération. Toutefois, le groupe d'experts a réfléchi d'une manière générale aux incidences éventuelles sur la concurrence de ces mécanismes sans oublier que bon nombre des modalités de ces mécanismes n'ont pas encore été élaborées.

L'étude a classé ces mécanismes en trois grandes catégories qui garantissent aux clients la fourniture de la manière suivante :

- Stocks ou banques de combustible sous contrôle d'un organisme multilatéral indépendant.
- Garantie de fourniture de combustible donnée par de multiples pays fournisseurs.
- Installations du cycle du combustible sous contrôle multilatéral.

Les mécanismes prévoyant la création d'une ou plusieurs banques de combustible devraient ressembler fortement aux actuelles conditions du marché et, de ce fait, ne devraient pas avoir un impact important sur les marchés nucléaires internationaux. Toutefois, ces arrangements pourraient servir à protéger les parts de marché des fournisseurs actuels et à décourager les entreprises qui cherchent à entrer sur le marché dans certains secteurs. En revanche, certaines restrictions au commerce en vigueur pourraient être supprimées, permettant ainsi à des fournisseurs d'avoir accès à d'autres clients.

Si les garanties sont apportées par des pays fournisseurs ou par la création de centres multilatéraux du cycle du combustible, l'infrastructure nucléaire peut rester concentrée dans un nombre limité de pays, obligeant les clients à former des partenariats à long terme avec les fournisseurs ou à participer aux centres multilatéraux. Ces liens empêcheraient les clients de choisir entre des fournisseurs concurrents sur le marché et renforcerait l'intégration verticale, en particulier si les commandes de nouvelles centrales nucléaires prévoient la fourniture de combustible nucléaire en leasing. Cependant, ces mécanismes pourraient être organisés de manière à favoriser la création de nouvelles installations du cycle du combustible sous le contrôle d'entreprises commerciales indépendantes dont la production viendrait grossir l'offre générale, intensifiant ainsi la concurrence.

### **Principaux enseignements et recommandations**

- Il importe de disposer de marchés concurrentiels de fourniture de biens et services pour la construction, l'exploitation et l'alimentation des centrales nucléaires si l'on veut assurer la compétitivité générale de l'énergie nucléaire, contribuant ainsi à diffuser plus largement ses avantages. Les gouvernements doivent favoriser et défendre la concurrence sur ces marchés et s'employer avec énergie à éviter la concentration lorsqu'elle limite par trop la concurrence.
- Un important objectif de certains programmes électronucléaires nationaux est le développement de compétences nucléaires nationales. Dans ce cas, on ne pourra éviter de protéger un peu les industries naissantes, les investissements nationaux étant ciblés sur un seul fournisseur. Néanmoins, il conviendra de prendre soin de ne pas définitivement exclure la pression de la concurrence qui devrait être autorisée à se renforcer à mesure que le marché et les secteurs industriels nationaux se développent.
- Même si le développement à long terme et la démonstration de nouvelles technologies nucléaires peuvent nécessiter le financement et le soutien des pouvoirs publics, la concurrence stimule énormément l'innovation et le développement technologique, contribuant à améliorer les produits et les services offerts. Lorsque les technologies naissantes mûrissent et atteignent le stade du déploiement commercial, elles doivent être de plus en plus soumises aux pressions de la concurrence, ce qui les aidera à donner toutes leurs mesures.
- Des contrôles sévères de non-prolifération appliqués aux technologies et matières nucléaires sensibles sont essentiels si l'on veut que les marchés mondiaux dans le domaine nucléaire soient ouverts et concurrentiels. Ces

contrôles s'accompagneront forcément de certaines limitations et restrictions. Cependant, les contrôles de non-prolifération sont compatibles avec le développement de nouvelles capacités par des fournisseurs concurrents pour satisfaire les besoins croissants des programmes nucléaires dans le monde.

- Les autres restrictions et droits de douane sur le commerce international des biens et services destinés aux centrales nucléaires risquent inutilement d'alourdir les coûts de l'énergie nucléaire. Les gouvernements doivent s'employer à les supprimer ou à les réduire dans la mesure du possible.
- Si l'on veut garantir l'approvisionnement en combustible nucléaire et autres biens et services indispensables pour les centrales nucléaires dans le monde, il faut que des fournisseurs indépendants existent dans toutes les zones géographiques et se concurrencent dans tous les secteurs du marché. Les gouvernements doivent s'employer à créer les cadres juridiques et réglementaires indispensables. En outre, l'harmonisation de ces cadres entre les pays, en ce qui concerne surtout la certification de nouvelles conceptions de centrales nucléaires, permettrait aux clients de disposer d'un plus large choix et de renforcer la concurrence sur les marchés nucléaires.

## 1. INTRODUCTION

Les propriétaires et les exploitations de centrales nucléaires ont besoin pour la conception, la construction, l'exploitation et l'alimentation en combustible de leurs installations de toute une série d'équipements, de matières et de services nucléaires spécialisés. Les marchés de ces produits et services ont considérablement changé depuis la naissance de l'industrie nucléaire, où l'État contrôlait les opérations dans le secteur.

Depuis les années 80, on assiste à une forte concentration et à un repli de l'industrie nucléaire, qui se sont traduits par l'émergence d'un petit nombre d'acteurs mondiaux majeurs dans certains secteurs. Cette émergence s'explique en partie par des facteurs propres à l'industrie nucléaire mais également par la tendance plus générale à la mondialisation des principales activités industrielles. De nouvelles fusions et restructurations pourraient se produire en réaction à la mutation du marché.

Dans l'intervalle, la déréglementation du marché de l'électricité dans de nombreux pays de l'OCDE a modifié le contexte commercial dans lequel opèrent les propriétaires et exploitants de centrales nucléaires. Les compagnies d'électricité qui, à une époque, appartenaient à l'État ou étaient des monopoles dont les prix étant réglementés se sont trouvées confrontées à la concurrence, ce qui les a contraints à améliorer leurs résultats à tous les niveaux. Elles sont devenues plus soucieuses des coûts et ont été libérées de certaines contraintes imposées par l'État.

On a, de ce fait, assisté à des changements structurels profonds au niveau des producteurs et des consommateurs de combustible nucléaire, de la conception et de l'ingénierie nucléaires depuis la grande époque d'expansion de l'énergie nucléaire des années 70. Le Comité chargé des études techniques et économiques sur le développement de l'énergie nucléaire a décidé de créer un groupe d'experts ad hoc chargé d'examiner les performances des principaux secteurs du marché à l'heure actuelle et d'étudier leur évolution possible face à une augmentation significative de la demande étant donné la reprise prévue de la croissance de l'énergie nucléaire.

Ce rapport présente les conclusions de ce groupe d'experts ad hoc sur la concurrence sur les marchés de l'industrie nucléaire. Il étudie la concurrence sur les marchés des biens, matières et services utilisés pour la conception, l'ingénierie et la construction des nouvelles centrales nucléaires, pour l'amont et l'aval du cycle du combustible nucléaire et pour la maintenance et la rénovation des centrales en service. L'analyse de ces marchés doit permettre de déterminer si une concurrence efficace existe et de mettre en évidence les diverses contraintes qui peuvent la restreindre. Pour inscrire l'étude dans son contexte, certains aspects de l'évolution historique de ces marchés ont également été examinés. L'étude s'intéresse aussi aux répercussions possibles sur la concurrence des grands types de dispositifs multilatéraux de fourniture garantie de combustible qui ont été proposés par plusieurs gouvernements.

En étudiant la concurrence sur le marché, le groupe d'experts a gardé à l'esprit le fait qu'il existe des domaines de l'activité nucléaire où la concurrence est nécessairement limitée, voire absente. Il s'agit notamment de nombreuses activités de recherche et développement, en particulier celles qui nécessitent une coopération internationale et l'aide des gouvernements sont le temps que de nouvelles technologies soient prêtes à être commercialisées. Dans les secteurs commerciaux existants, certaines limitations sont également inévitables : citons, en particulier, les contrôles des matières, des équipements et des technologies sensibles pour éviter la prolifération.

Construire, exploiter et assurer la maintenance des centrales nucléaires durant les 60 ans maximum de leur durée de vie, demandent de très lourds investissements dans des installations et équipements complexes ainsi que le travail d'experts et de spécialistes de haut niveau. En conséquence, une relation à long terme s'établit souvent entre les fournisseurs et les clients qui œuvrent ensemble à la sûreté et à l'efficacité du fonctionnement des centrales et à la réussite des améliorations et des rénovations introduites.

Ces collaborations prolongées peuvent servir à limiter la concurrence mais peuvent aussi être dans l'intérêt des propriétaires de centrales nucléaires, étant donné que les coûts des pertes de production résultant d'un arrêt non programmé peuvent annuler les avantages financiers tirés du changement de fournisseur. Dans certains secteurs du marché, comme la maintenance et la fabrication du combustible, le changement de fournisseur peut être extrêmement risqué pour les propriétaires de centrales nucléaires. Ainsi, il importe d'être conscient que la concurrence dans le secteur nucléaire ne se limite pas aux prix et que la qualité et la fiabilité sont au moins aussi importantes.

## **2. ÉVALUATION DE LA COMPÉTITIVITÉ DES MARCHÉS**

Si l'on veut juger objectivement de la compétitivité des divers marchés de matières, de biens et de services destinés au secteur nucléaire, il faut d'abord définir quelques critères auxquels se référer pour évaluer les caractéristiques du marché.

En principe, la compétitivité d'un marché donné peut être chiffrée numériquement en analysant dans le détail un grand nombre de transactions. Néanmoins, cette analyse requiert une grande transparence du marché et notamment la connaissance des prix et des coûts. Cela ne pose aucun problème pour des marchés avec un grand nombre de fournisseurs, de clients et de transactions sur lesquels on dispose de données.

Or, en règle générale, les marchés du nucléaire se caractérisent par un nombre relativement limité de fournisseurs et de clients. Les transactions sont chacune très volumineuses mais il y en a peu. Les coûts et les prix sont rarement rendus publics. Il est donc peu probable de pouvoir réaliser une évaluation chiffrée de la compétitivité du marché.

La technique adoptée a consisté à dresser une liste des caractéristiques du marché pouvant servir d'indicateurs du niveau de concurrence. Tous les marchés nucléaires ont été examinés pour déterminer dans quelle mesure ces indicateurs influaient sur la concurrence. Bien que l'évaluation de chacun de ces indicateurs fasse intervenir une part de jugement subjectif, collectivement ces indicateurs permettent de se faire une idée générale de l'efficacité de la concurrence sur le marché.

Ces indicateurs sont les suivants :

### **1. Parts de marché**

Ces parts peuvent être chiffrées en utilisant l'indice Herfindahl-Hirschman (HHI) qui est, selon la définition, la somme des carrés du pourcentage de parts de marché de tous les participants. Si la valeur en question est supérieure à 1800, les autorités de régulation des marchés y voient habituellement un signe de

surconcentration. Plusieurs marchés dans le secteur nucléaire ont un indice supérieur à ce niveau.

## **2. Degré d'intégration verticale**

Un degré d'intégration verticale élevé sur un marché peut être un signe de mainmise sur le marché, à savoir des entreprises jouissant d'une position de force dans un secteur amont peuvent l'utiliser pour conserver ou accroître leur part dans des secteurs aval.

## **3. Proportion de contrats à long terme**

La prédominance des contrats à long terme peut être également un signe de mainmise sur le marché. Les fournisseurs ont une position suffisamment dominante pour lier les clients pour de longues périodes, limitant ainsi l'accès aux nouveaux entrants.

## **4. Barrières à l'entrée**

Les barrières à l'entrée peuvent prendre des formes diverses. Il peut s'agir de brevets ou d'autres restrictions sur le savoir-faire ou la technologie requises, la nécessité d'investir de gros capitaux, etc.

## **5. Coûts de transaction et segmentation du marché**

Cet indicateur est lié au degré d'intégration du marché : il s'agit de savoir si tous les fournisseurs jouissent d'une égalité d'accès à tous les clients potentiels. De gros écarts entre les coûts de transaction des divers fournisseurs (par exemple, les coûts du transport et de l'information) entre des fournisseurs peuvent conduire à une segmentation du marché et à une réduction de la concurrence. Des facteurs culturels et linguistiques de même que la proximité du site pour les livraisons ou les services logistiques peuvent également avoir un effet sur la segmentation du marché.

## **6. Différenciation des produits**

Sur un marché parfait, les divers concurrents fourniraient des produits qui seraient directement équivalents (ou substituables) l'un à l'autre. Dans certains secteurs du nucléaire, comme la fourniture d'uranium, les produits de différents fournisseurs sont directement équivalents ou « fongibles ». Sur d'autres marchés, comme celui de la fabrication du combustible, il peut y avoir des différences de conception et des problèmes de qualité ; ces caractéristiques pourront influencer sur le degré de concurrence.

## **7. Équilibre entre capacité et demande**

L'existence d'une surcapacité sur un marché est généralement un indicateur positif pour la concurrence dans la mesure où elle a pour effet d'élargir le choix des clients et de faire baisser les prix (marché d'acheteurs). Inversement, un marché où la capacité est insuffisante (peut-être en raison d'une croissance rapide de la demande) peut aboutir à une réduction de la concurrence et à une augmentation des prix (marché de vendeurs).

## **8. Alliances et coopération**

Les autorités de régulation des marchés ont normalement le pouvoir d'éviter ou de sanctionner les collusions ou les comportements de type cartel entre les différents fournisseurs, par exemple les ententes sur les prix. Néanmoins, d'autres formes de coopération ou d'alliance entre fournisseurs, annoncées publiquement, peuvent être autorisées lorsque leur impact sur la concurrence est jugé acceptable. Souvent ces alliances se limiteront à certains secteurs du marché ou à des régions géographiques. Parfois, l'effet sur la concurrence peut être positif, si les entreprises qui ont fait alliance peuvent améliorer leur compétitivité sur un marché particulier où d'autres entreprises sont solidement implantées. Cependant, comme ces alliances risquent de nuire à la concurrence, leurs effets doivent être surveillés.

## **9. Intérêt général**

Le concept « d'intérêt général » recouvre la protection de l'environnement et la santé publique, qui, dans le secteur nucléaire concerne des domaines comme la sûreté nucléaire, la radioprotection et la non-prolifération. Les gouvernements s'efforcent de protéger l'intérêt général par des mesures juridiques ou administratives, souvent supervisées par une ou plusieurs autorités de contrôle. Les entreprises doivent respecter les règlements relatifs à la construction et à l'exploitation des installations industrielles, normalement par le biais d'une procédure d'autorisation. Bien sûr, les gouvernements sont clairement responsables de la protection de l'intérêt général dans ces domaines, mais si les règlements sont inutilement lourds ou inefficaces, ou s'ils varient énormément entre différents pays, ils peuvent avoir un effet négatif sur la concurrence.

## **10. Obstacles et restrictions au commerce**

Outre les règlements conçus pour protéger l'intérêt général, d'autres obstacles juridiques ou administratifs imposés par les organismes gouvernementaux ou l'obligation de suivre des processus juridiques particuliers, qui,

intentionnellement ou non, ont pour effet de réduire la concurrence. Il s'agit des mesures protectionnistes (comme les droits de douane sur les produits importés) conçues pour limiter la concurrence étrangère ainsi que des restrictions imposées pour d'autres raisons politiques.

Bien sûr, la concurrence sur le marché peut être réduite du fait des barrières à l'entrée et de règlements qui sont de toute évidence nécessaires ou inévitables. Cela peut se vérifier tout particulièrement pour les marchés de l'industrie nucléaire, dont beaucoup concernent des matières et des opérations sensibles et dangereuses. Néanmoins, en imposant ces restrictions indispensables, les gouvernements peuvent aussi s'efforcer de limiter leurs effets sur la concurrence. Ainsi, l'harmonisation des règlements entre les différents pays peut lever les obstacles à la concurrence tout en atteignant leurs objectifs souhaités.

Tous ces indicateurs ne concernent pas forcément tous les différents marchés du secteur nucléaire, et certains d'entre eux peuvent s'avérer difficiles, voire impossibles, à évaluer précisément dans des cas particuliers. Néanmoins, lorsqu'un certain nombre de ces indicateurs font apparaître une concentration excessive du marché, il peut s'agir d'une preuve de réduction de la concurrence. Cela signifie que l'on pourra tirer des avantages économiques de l'adoption de mesures destinées à accroître la concurrence sur ces marchés, par exemple en supprimant certaines restrictions ou en s'efforçant de lutter contre les comportements anticoncurrentiels.

### **3. CONCURRENCE DANS LES SECTEURS DE LA CONCEPTION, DE L'INGÉNIERIE ET DE LA CONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES**

Pendant la longue période où très peu de nouvelles centrales nucléaires ont été commandées dans le monde, on a assisté à une concentration considérable des constructeurs de centrales nucléaires, en particulier en Europe et aux États-Unis. Cela a abouti à l'émergence de trois principaux constructeurs de réacteurs à eau ordinaire dans le monde : AREVA NP, GE Energy et Westinghouse. AREVA NP est une entreprise franco-allemande, GE Energy est une filiale de General Electric aux États-Unis tandis que Westinghouse est une entreprise qui est essentiellement basée aux États-Unis mais détenue en majorité par Toshiba au Japon.

Cette concentration a été en partie contrebalancée par l'émergence de constructeurs d'autres régions (par exemple, au Japon et en Russie) sur la scène internationale, avec la possibilité d'en voir encore apparaître d'autres dans l'avenir (par exemple en Corée et en Chine). L'Énergie atomique du Canada limitée (EACL) propose également ses réacteurs à eau lourde sous pression sur le marché international.

Il convient de souligner que la construction d'une centrale nucléaire est un processus complexe auquel participent souvent plusieurs grandes entreprises avec de nombreux sous-traitants. Les contrats de construction varient d'une centrale à l'autre : fourniture clés en mains, le constructeur gérant l'ensemble du processus, désignation d'une entreprise d'architecture industrielle chargée de superviser le processus, ou gestion interne du projet par une compagnie d'électricité (voir encadré). Ainsi, les principaux constructeurs de centrales nucléaires travaillent normalement avec différents partenaires pour chaque projet, en particulier dans différentes régions du monde. Dans de nombreux pays, le problème qui se pose est de savoir jusqu'à quel point les entreprises nationales peuvent être associées à la construction générale.

Il convient, toutefois, de distinguer « l'îlot nucléaire » qui comprend le réacteur lui-même ainsi que d'autres circuits et installations spécifiques à la centrale nucléaire et « l'îlot conventionnel ». Ce dernier est constitué des composants et des structures qui ne sont pas spécifiques aux centrales nucléaires

puisqu'ils sont similaires à ceux utilisés dans d'autres types de centrales (par exemple des composants essentiels comme les turbo-alternateurs). Dans ce rapport, on s'intéressera surtout aux marchés de fourniture des éléments de « l'îlot nucléaire » et aux services de construction et d'ingénierie correspondants, qui sont normalement la chasse gardée des constructeurs nucléaires.

## **Parts de marché**

Il est possible bien sûr d'examiner les parts de marché de divers constructeurs de centrales nucléaires dans le passé. Néanmoins, de nombreux réacteurs ont été fournis par des constructeurs qui n'existent plus en tant qu'entreprises indépendantes, ayant été rachetées ou ayant fusionné avec d'autres constructeurs. Citons à cet égard les principales fusions et acquisitions suivantes :

- Combustion Engineering (C-E) (qui a construit plusieurs réacteurs à eau sous pression – REP – aux États-Unis) a été repris, en 1990, par le Groupe d'ingénierie helvético-suédois ABB (constructeur de réacteurs à eau bouillante – REB – en Suède et en Finlande), aboutissant à la fusion des activités nucléaires des deux entreprises.
- Les activités de services et de combustibles nucléaires de Babcock & Wilcox (B&W), constructeurs de plusieurs réacteurs à eau sous pression aux États-Unis, se sont fait absorber, en 1992, par l'entreprise française Framatome (constructeur de REP en France et dans d'autres pays) en 1992.
- Les divisions nucléaires de Westinghouse Electric, le principal constructeur de REP du monde, ont été vendues par la société mère à British Nuclear Fuels (BNFL) en 1999.
- ABB a également vendu, en 2000, ses activités nucléaires (dont celles de C-E) à BNFL ; ces activités ont, ensuite, été intégrées à celles de Westinghouse.
- Framatome a fusionné avec les activités nucléaires de Siemens en Allemagne, qui a construit des centrales nucléaires en Allemagne et dans d'autres pays, donnant naissance à AREVA NP en 2001, qui est détenue à 66 % par AREVA et 34 % par Siemens.
- Westinghouse a été vendue, en 2006, par BNFL à Toshiba au Japon, société elle-même constructrice de REB au Japon en partenariat avec GE. Toshiba possède actuellement 67 % de Westinghouse, le Groupe Shaw aux États-Unis, entreprise d'architecture industrielle, en détenant 20 %, Kazatomprom au Kazakhstan (producteur d'uranium) 20 % et IHI Heavy Industries au Japon 3 %.

Il en résulte finalement qu'AREVA NP a succédé aux activités nucléaires de B&W (en partie), de Framatome et de Siemens, tandis que Toshiba, du fait de sa participation majoritaire dans Westinghouse, succède à ABB, Combustion Engineering et Westinghouse bien que Westinghouse continue à opérer indépendamment de Toshiba. AREVA construit actuellement une centrale nucléaire EPR en Finlande, et des travaux ont commencé sur une seconde EPR en France. L'entreprise construit également deux tranches d'un modèle précédent de REP en Chine avec des entreprises locales. (Un réacteur à eau lourde de conception Siemens est en cours de construction en Argentine, mais AREVA n'a pas de participation importante dans ce projet.)

### **Différents types de contrat de construction de centrales nucléaires**

Il existe tout un éventail de variantes de contrats de fourniture de centrales nucléaires, allant de la prise en charge complète par un seul fournisseur à la maîtrise totale de la totalité du processus par le client électricien. Néanmoins, ces variantes de contrats se subdivisent en trois grandes catégories, qui elles-mêmes sont susceptibles de variations. Ces trois catégories sont les suivantes :

#### ***Contrat clés en mains***

La variante clés en mains consiste en un seul grand contrat de fourniture de la totalité de la centrale entre le client et le constructeur (ou un consortium sous la direction du constructeur). Ce contrat recouvre la conception et l'obtention de l'autorisation, la fourniture de tous les équipements et composants, dont le premier chargement de combustible dans le cœur, souvent suivis de plusieurs rechargements, toute la construction sur le site et hors site, les travaux de montage et de construction ainsi que les essais et la mise en service de tous les circuits et de l'installation dans son ensemble. Le constructeur, ou le consortium, sous-traite toute partie du projet dont il ne peut se charger lui-même. Ainsi, la principale entreprise sous contrat assume l'entière responsabilité de la fourniture d'une centrale entière en état de marche au client.

Il y a plusieurs variantes de ce contrat de fourniture globale, qui peuvent toujours en fait être assimilées à des contrats clés en mains. Ainsi, la construction de certaines installations auxiliaires, souvent considérées comme étant du ressort du propriétaire, peuvent être exclues du principal contrat, et certains clients qui ont une compétence en interne du nucléaire peuvent souhaiter participer à des décisions concernant la conception pendant la construction. Cependant, la principale entreprise contractante conserve la pleine et entière responsabilité de la construction et de l'intégration de tous les systèmes importants de la centrale.

Un petit nombre de constructeurs nucléaires ou de groupements d'entreprises sous la direction du constructeur nucléaire soumettent une offre de fourniture clés en mains, ne laissant aux clients qu'un choix limité (chacun des soumissionnaires propose normalement une technologie différente de réacteurs). Le client peut avoir la possibilité d'exercer un contrôle sur la formation du groupement d'entreprises en procédant à différents appels d'offres (soit en même temps ou l'un après l'autre) pour différentes parties du projet, dans le but de demander aux soumissionnaires choisis de former le consortium qui obtiendra alors le contrat.

### ***Lotissement des contrats***

Dans cette variante, le projet est subdivisé en un petit nombre de travaux importants, chacun faisant l'objet d'un contrat séparé avec un fournisseur différent. Dans sa version la plus simple, la centrale est subdivisée en deux lots de travaux : l'îlot nucléaire (essentiellement le bâtiment d'enceinte du réacteur et tous les circuits qu'il contient) et l'îlot conventionnel ou la turbine (turbo-alternateur et circuits associés ainsi que les bâtiments correspondants). Des montages plus complexes peuvent consister à séparer les travaux de génie civil réalisés pour l'ensemble de l'installation des contrats concernant les systèmes nucléaires et la turbine ainsi qu'à subdiviser les principaux systèmes électriques et mécaniques en contrats séparés. Dans chaque cas, le propriétaire peut demander à participer en partie au projet.

Dans le cadre de cette variante, il est indispensable d'attribuer la responsabilité générale de la conception et de l'autorisation ainsi que de l'intégration des différentes parties du projet afin de s'assurer que tous les systèmes de la centrale fonctionnent correctement ensemble. Cette responsabilité générale peut être assumée par le propriétaire de la centrale (lorsqu'il dispose en interne de la compétence voulue) ou ce rôle peut être joué par l'une des principales entreprises contractantes (habituellement le principal fournisseur de l'îlot nucléaire).

Les soumissionnaires peuvent se porter indépendamment candidats pour l'un des lots, le client étant libre de choisir la meilleure proposition pour chaque contrat. Ce système fonctionne au mieux lorsque le propriétaire conserve la responsabilité générale du projet. Dans les autres cas, les soumissionnaires peuvent être des groupements concurrents d'entreprises ; cela ressemble au système du consortium, sauf que chaque membre du groupe qui l'a emporté signe un contrat séparé directement avec le client. L'entreprise contractante principale du groupe (habituellement le constructeur de la partie nucléaire) coordonne l'ensemble du projet.

Le client peut également choisir de faire ses appels d'offres l'un après l'autre, ce qui lui permet de sélectionner d'abord un constructeur nucléaire en tant que principale entreprise contractante avant de choisir les autres entreprises en charge des autres lots en concertation avec le principal fournisseur. Chaque entreprise contractante dispose d'un contrat séparé avec le client mais les travaux sont menés en coordination l'entreprise contractante principale ayant la maîtrise d'œuvre.

### ***Multi-contrats***

Dans cette variante, le client conserve une influence maximum sur la conception et la construction de la centrale dont le succès dépendra essentiellement de lui. Seul un petit nombre de compagnies d'électricité nucléaire disposent de l'expertise voulue en interne de sorte que, souvent, dans le cadre de cette variante, le client signe un contrat en premier lieu avec une entreprise extérieure d'architecture industrielle qui gère le projet dans son ensemble.

Les architectes industriels, soit une équipe interne ou une entreprise contractante extérieure, sont responsables de la conception d'ensemble et du montage du dossier d'autorisation, des appels d'offres et du choix des sous-traitants pour chacun des systèmes de la centrale (y compris la chaudière nucléaire et le turbo-alternateur), de la direction de la construction à proprement parler ainsi que des essais et de la mise en service de la centrale. Souvent, ils emploient directement une grande partie du personnel de construction, d'ingénierie et de gestion du site. Même si certaines des principales entreprises contractantes, comme le fournisseur de la chaudière nucléaire, sont très présentes sur le site, beaucoup d'autres qui fournissent des circuits ou des composants préfabriqués ne le sont que peu ou pas.

Bien sûr, il y a de nombreuses variantes dans ce cadre général, en particulier en ce qui concerne le nombre de contrats séparés signés. En segmentant le projet en un nombre plus grand de composants et systèmes fournis par des entreprises distinctes, le client réussit à avoir le choix entre un maximum de fournisseurs pour chacun d'entre eux (augmentant ainsi la concurrence) ou peut prendre en charge davantage en interne mais cela risque de rendre la coordination du projet par l'architecte industriel plus coûteuse.

Sur le marché des réacteurs à eau bouillante, GE Energy reste le principal constructeur dans le monde. Dans le passé, GE Energy a conclu un contrat de licence accordant ainsi l'utilisation de sa technologie à Toshiba et Hitachi au Japon. Toutefois, après l'acquisition de Westinghouse par Toshiba, GE a annoncé son intention d'établir un partenariat avec Hitachi (sous le nom de GE-Hitachi) pour la commercialisation des REB dans le monde (excepté au Japon), le groupe en question étant détenu à 60 % par GE et à 40 % par Hitachi. Une autre entreprise commune, détenue à 80 % par Hitachi et à 20 % par GE opère seulement au Japon. À l'heure actuelle, GE construit deux de ses REB avancés pour la Taiwan Power Company. La coopération sur les REB de la GE et de Toshiba devrait se poursuivre dans le cadre des accords en vigueur, permettant à Toshiba de vendre des REB avancés de conception similaire à ceux proposés par GE-Hitachi sur certains marchés.

Les licences accordées par certains grands constructeurs à des entreprises dans les pays où les centrales doivent être construites ont joué un rôle important dans l'activité de construction des centrales depuis de nombreuses années. En effet, Framatome avant de devenir AREVA NP avait une licence de Westinghouse, même si cette entreprise est devenue indépendante dans les années 80. Au Japon, la technologie des réacteurs à eau sous pression de Westinghouse a été octroyée sous licence à Mitsubishi Heavy Industries (MHI), qui actuellement est en train de faire construire une tranche. Néanmoins, à l'instar du lien qui unit GE et Toshiba pour les réacteurs à eau bouillante, l'avenir de cet arrangement peut être compromis par la reprise de Westinghouse par Toshiba. En 2007, MHI et AREVA NP annonçaient qu'ils créaient un partenariat sous le nom d'ATMEA, pour développer pour certains marchés un nouveau modèle de REP d'une puissance de 1 000 à 1 150 MWe. Entre temps, MHI a pris des mesures pour proposer son modèle de REP avancé (mis au point avec Westinghouse) sur le marché américain.

Un autre accord important de licence à long terme et de transfert de technologie a été signé entre C-E, qui fait partie à présent de Westinghouse, et Doosan Heavy Industries ainsi que d'autres entreprises coréennes, dans l'optique du développement d'une industrie nucléaire coréenne. Ce processus a évolué au point qu'à présent Doosan est le principal constructeur de centrales nucléaires en Corée bien que Westinghouse conserve un rôle de conseiller et continue à fournir des composants. Trois centrales nucléaires sont actuellement construites par Doosan et ses partenaires en Corée.

Westinghouse a conclu, en 2007, avec la Chine un accord similaire de transfert progressif de technologie aux entreprises chinoises, commençant au départ par la fourniture de quatre centrales nucléaires. Bien que la China National Nuclear Corporation (CNNC) ait développé sa propre technologie de

REP, celle-ci est moins avancée que celle proposée sur le marché international. La CNNC a deux tranches en construction en Chine et une autre au Pakistan. Il est difficile de dire aujourd'hui dans quelle mesure CNNC continuera de mettre au point sa propre technologie.

En 2007 également, le groupe AREVA a signé des contrats avec des organismes chinois pour la fourniture de deux EPR avec l'ensemble des services et du combustible requis pour les faire fonctionner (y compris la fourniture d'uranium). Dans le cadre de cet accord, il est prévu de créer une entreprise commune d'ingénierie qui acquerra la technologie EPR pour le marché chinois (en garantissant à AREVA de participer aux projets suivants) et d'instaurer une coopération pour l'aval du cycle du combustible qui pourrait déboucher sur la construction d'une usine de retraitement/de recyclage en Chine. Un contrat de cette ampleur et de cette portée est sans précédent dans l'industrie nucléaire et représente un succès incontestable pour la stratégie d'intégration verticale de tous les métiers du nucléaire annoncée par AREVA.

EACL a construit ses réacteurs à eau lourde sous pression, connus sous le nom de CANDU, au Canada et dans plusieurs autres pays. Une nouvelle tranche vient d'être achevée en Roumanie. Un des avantages de ce type de réacteur pour les pays qui cherchent à être énergétiquement autonomes vient du fait qu'il n'utilise pas d'uranium enrichi comme combustible (même s'il a besoin d'eau lourde). Cette technologie a été reprise par la Nuclear Power Corporation of India Ltd (NPCIL) pour construire des réacteurs en Inde, en s'inspirant des deux CANDU construits dans ce pays par EACL dans les années 60. NPCIL a mis en chantier trois centrales en Inde.

L'industrie nucléaire russe, regroupée à présent sous la holding Atomenergoprom qui appartient à l'État, a construit toutes les centrales nucléaires de l'ex-Union soviétique et la plupart des centrales des pays d'Europe centrale et orientale ainsi que d'autres pays. Tous les réacteurs récents sont de la filière VVER (réacteur refroidi à l'eau et modéré par l'eau), qui sont d'une conception similaire à celle des REP. Dix réacteurs sont en construction : en Bulgarie, deux tranches, en Inde, deux, en Iran, une, en Russie, trois et en Ukraine, deux, tandis que deux tranches sont entrées en service en Chine en 2006 et 2007. Dans le cadre d'un accord conclu entre l'Union soviétique et l'ex-Tchécoslovaquie, Škoda est le constructeur de la plupart des VVER en République tchèque et en République slovaque.

Compte tenu des fusions et acquisitions opérées, une évaluation du parc mondial actuel de gros réacteurs de puissance (à l'exclusion des centrales qui sont définitivement arrêtées, mais compte tenu de celles en construction) révèle que le groupe Toshiba/Westinghouse (y compris les activités nucléaires de l'ex-ABB et de C-E) a construit 120 des 434 réacteurs, ce qui représente une part de

27.6 % (voir tableau 1). AREVA NP (y compris les activités précédentes de Framatome et de Siemens) talonne ce groupe avec 96 centrales nucléaires, soit 22.1 % du total. Le tableau 1 montre également que l'indice d'Herfindahl-Hirschman (HHI) pour ces parts historiques de marché est de 1 666, ce qui ne dénote pas de surconcentration. Néanmoins, les données historiques ne reflètent pas nécessairement l'état actuel du marché des centrales nucléaires.

**Tableau 1. Constructeurs de centrales nucléaires avec nombre de réacteurs construits dans le monde toujours en service (compte tenu des fusions et acquisitions) et parts de marché**

Entreprise	Nombre de centrales nucléaires	Part (%)	HHI
Toshiba/Westinghouse (y compris ABB, C-E)	120	27.6	765
AREVA (y compris Framatome, Siemens)	96	22.1	489
General Electric (GE) énergie	54	12.4	155
Atomenergoprom	52	12.0	144
Énergie atomique du Canada limitée (EACL)	34	7.8	61
Mitsubishi Heavy Industries (MHI)	19	4.4	19
Nuclear Power Corporation of India Ltd	16	3.7	14
Hitachi	10	2.3	5
Škoda Praha	10	2.3	5
Doosan Heavy Industries	9	2.1	4
Babcock & Wilcox (B&W)	7	1.6	3
China National Nuclear Corporation (CNNC)	7	1.6	3
<b>Total</b>	<b>434</b>	<b>100.0</b>	<b>1 666</b>

Si l'on évalue les parts de marché récentes des fournisseurs de centrales nucléaires, on obtient une vision tout à fait différente, bien que cela soit trompeur étant donné le petit nombre de centrales qui sont actuellement en construction et leur concentration géographique dans un nombre restreint de pays (par exemple, aucune centrale nucléaire n'est en chantier en Amérique du Nord). L'analyse des 56 réacteurs qui sont entrés en service depuis 2000 ou qui sont actuellement en construction dans le monde donne les résultats que l'on peut voir sur le tableau 2. La plus forte progression sur le marché ces dernières années a été enregistrée par l'industrie nucléaire russe à présent regroupée sous la holding Atomenergoprom. Néanmoins, ces chiffres incluent la construction de centrales qui avaient été longtemps retardées en Russie et en Ukraine ainsi que des commandes plus récentes de centrales en Bulgarie, Chine, Inde et Iran.

Tableau 2. **Constructeurs de centrales nucléaires avec nombre de réacteurs terminés depuis 2000 ou en construction et part de marché**

Entreprise	Nombre de centrales nucléaires	Part (%)	HHI
Atomenergoprom	14	25.0	625
Nuclear Power Corporation of India Ltd	9	16.1	258
AREVA (y compris Framatome, Siemens)	8	14.3	204
Doosan Heavy Industries	7	12.5	156
China National Nuclear Corporation (CNNC)	6	10.7	115
Énergie atomique du Canada limitée (EACL)	3	5.4	29
Toshiba/Westinghouse (y compris C-E)	3	5.4	29
General Electric (GE) énergie	2	3.6	13
Škoda Praha	2	3.6	13
Hitachi	1	1.8	3
Mitsubishi Heavy Industries (MHI)	1	1.8	3
<b>Total</b>	<b>56</b>	<b>100.0</b>	<b>1 448</b>

Plusieurs organismes préparent régulièrement des prévisions de la future puissance installée, qui fournissent une indication de la taille du marché des nouvelles centrales nucléaires. En règle générale, les perspectives de construction de centrales se sont améliorées ces dernières années où les craintes au sujet de la sécurité de l’approvisionnement et du changement climatique ont amené plusieurs pays à changer leur position sur le nucléaire. Cependant, dans la pratique, la croissance du nucléaire durant la période qui nous intéresse dans cette étude, c’est-à-dire jusqu’en 2020, devrait se limiter aux pays où des projets sont déjà envisagés.

Les prévisions préparées par l’Agence internationale de l’énergie atomique (AIEA), la World Nuclear Association (WNA) et l’AEN, révèlent, toutes, que d’ici 2020, quels que soient les scénarios sauf ceux de la croissance la plus faible, la puissance nucléaire installée aura augmenté, passant de 370 GWe en 2007 à 450-500 GWe. Étant donné que la plupart des nouveaux modèles de réacteurs ont une puissance de 1.2 à 1.5 GWe, on peut en déduire qu’en gros 60 à 100 nouvelles centrales seront construites d’ici 2020. Pour qu’elles puissent être en service en 2020, elles devront avoir été commandées avant 2015. La plus grande partie de cette croissance interviendra en Asie (en particulier en Chine, en Inde, au Japon et en Corée), en Europe de l’Est (dont la Russie) et aux États-Unis.

Il est instructif d'observer, en particulier, le marché crucial des États-Unis, où 30 projets de nouvelles centrales ont été annoncés au début 2008. Pour 27 de ces 30 centrales, le modèle de réacteur et le constructeur ont déjà été préalablement choisis et publiquement annoncés. Westinghouse a décroché 12 précommandes de réacteurs de type AP 1000, GE sept de son réacteur avancé à eau bouillante (ABWR) et de son réacteur économique simplifié à eau bouillante (ESBWR), AREVA a eu six commandes de réacteurs EPR tandis que Mitsubishi Heavy Industries (MHI) en a eu deux pour son réacteur à eau sous pression avancée (APWR) (voir tableau 3). Ces chiffres indiquent que Westinghouse détient une position dominante sur le marché américain, mais aussi que les autres principaux constructeurs ont des chances de décrocher un nombre important de commandes. En outre, il semblerait que MHI pourrait réussir à pénétrer sur le marché américain pour la première fois.

**Tableau 3. Constructeurs de centrales nucléaires avec nombre de précommandes annoncées aux États-Unis au début de 2008 et parts de marché (%)**

Entreprise	Nombre de centrales nucléaires	Part (%)	HHI
Westinghouse	12	44.4	1 975
General Electric (GE)	7	25.9	672
AREVA	6	22.2	494
Mitsubishi Heavy Industries (MHI)	2	7.4	55
<b>Total</b>	<b>27</b>	<b>100.0</b>	<b>3 196</b>

Source : Nuclear Energy Institute.

Un aspect important de l'actuel marché américain est la procédure d'autorisation qui a fait l'objet de réformes importantes depuis que les centrales nucléaires actuellement en service ont obtenu leurs autorisations. Dans le cadre du système actuel, les constructeurs de centrales nucléaires peuvent obtenir de la Nuclear Regulatory Commission (NRC) une certification de leur conception avant de recevoir une commande ferme. En obtenant cette certification qui n'est pas liée à un site, la procédure d'autorisation de chacun des projets de centrales nucléaires qui suivra ne comportera pas d'examen des caractéristiques générales de la conception. De ce fait, l'obtention de cette certification donnera à l'entreprise un avantage commercial de sorte que tous les constructeurs présents sur le marché américain ont demandé une certification pour une ou plusieurs conceptions(s) à la NRC. Jusqu'à présent, Westinghouse et GE sont les seules à avoir des conceptions ainsi homologuées, mais Westinghouse a soumis des modifications à son modèle AP-1000 et GE doit encore faire approuver son dernier modèle.

## **Degré d'intégration verticale**

Du fait de la nature complexe des centrales nucléaires, le constructeur est contraint d'assurer auprès du propriétaire/de l'exploitant de la centrale un service après-vente important. Dans certains cas, le constructeur fournit aussi les services de fabrication du combustible ainsi que des services d'ingénierie et de conseil. Le remplacement des composants et la rénovation des équipements et des circuits sont également souvent assurés par le constructeur durant la durée de vie de la centrale. Ainsi, tous les constructeurs de centrales nucléaires s'occupent aussi de la fabrication du combustible et fournissent la plupart des services et composants indispensables au fonctionnement de la centrale durant sa durée de vie.

Néanmoins, la fourniture de combustibles et d'autres services sont des marchés distincts de celui de la fourniture de centrales nucléaires (comme on peut le voir dans les chapitres 3 et 4). Même si beaucoup des compagnies d'électricité préfèrent s'adresser aux constructeurs de la centrale pour obtenir ces produits et services, beaucoup aussi s'adressent à des fournisseurs concurrents. Tous les principaux constructeurs de centrales nucléaires sont capables de fournir du combustible et des services pour des centrales construites par d'autres constructeurs, et d'autres entreprises concurrentes sont actives sur ces marchés. Toutefois, le constructeur de la centrale peut jouir d'un avantage considérable pour la fourniture du combustible et des autres produits et services aux centrales dont il est le fournisseur initial.

Comme nous l'avons fait remarquer ci-dessus, la série des récents contrats conclus entre AREVA et les organismes chinois représente un nouveau niveau d'intégration verticale dans la fourniture de centrales nucléaires, allant bien au-delà de la fabrication du combustible et des services d'ingénierie. Reste à savoir s'il s'agit d'un cas unique ou s'il constitue le début d'un changement profond du marché des centrales nucléaires. Il est probable toutefois que les autres constructeurs de centrales tenteront de plus en plus de se mettre en position de passer le même type de marché si les clients sont désireux d'avoir une offre aussi complète.

## **Proportion de contrats à long terme**

Un contrat de fourniture d'une centrale nucléaire est par nature relativement long et fait normalement partie d'une relation entre le fournisseur et le client qui se poursuit bien au-delà de la phase de construction, souvent avec fourniture de combustible, maintenance et rénovation de l'installation sur sa durée de vie. Lorsqu'une compagnie d'électricité commande une série de centrales nucléaires plus ou moins en même temps, il peut être avantageux pour elle de négocier un accord général avec le constructeur. Ces commandes

multiples peuvent permettre d'obtenir des conditions financières plus favorables et d'économiser sur les coûts de construction et d'autorisation. En disposant de plusieurs centrales identiques, les compagnies d'électricité peuvent diminuer leurs coûts d'exploitation en partageant les équipements et les experts entre les centrales par exemple. Le meilleur exemple de ces commandes multiples est la série de marchés conclus entre Électricité de France et Framatome (à présent AREVA NP) dans les années 70 et 80. Plus récemment, en 2006, les compagnies chinoises ont passé un accord avec Westinghouse pour la fourniture de quatre tranches sur deux sites.

Néanmoins, en dépit des avantages possibles de ces arrangements à long terme, les contrats de fourniture de centrales nucléaires dans le passé ont dans la plupart des cas porté sur une tranche ou deux (parfois plus) à construire sur un même site simultanément ou consécutivement. Cela s'explique peut-être par le fait que peu de compagnies d'électricité dans le monde ont des programmes nucléaires suffisamment importants pour pouvoir passer des commandes en série auprès d'un constructeur. Souvent, les commandes de centrales nucléaires sont espacées de plusieurs années, des modifications importantes de la conception intervenant sur les centrales successives (même si elles sont construites par le même constructeur). Aux États-Unis, les fusions et acquisitions de compagnies d'électricité ont abouti au regroupement de centrales nucléaires de conception différente sous la houlette du même groupe. Ainsi, certaines grosses compagnies d'électricité nucléaire disposent d'un parc de centrales fournies par des constructeurs différents (même si comme nous l'avons fait remarquer plus haut, ces constructeurs eux-mêmes ont ensuite fusionné).

Ayant tiré des enseignements de leur expérience passée des demandes d'autorisation et des retards de construction, de nombreuses compagnies d'électricité, qui envisagent à présent de commander des centrales nucléaires sont conscientes des avantages qu'offrent les commandes en série. Aux États-Unis, par exemple, la procédure actuelle d'autorisation favorise probablement un petit nombre de modèles disposant d'une pré-autorisation. Lorsque des compagnies d'électricité commandent plus d'une tranche, même si celles-ci sont destinées à différents sites, il est probable qu'elles passeront un accord exclusif avec un seul constructeur.

## **Barrières à l'entrée**

Les actuels constructeurs de centrales nucléaires bénéficient de nombreuses années d'expérience de la conception, de la construction et de la maintenance de leur propre centrale, qui leur a permis de mettre au point des modèles encore plus perfectionnés. La concentration qui est intervenue dans cette industrie a eu pour effet de regrouper les savoirs et l'expérience dans un

petit nombre d'entreprises. La conception et la construction de centrales nucléaires sont un processus qui requiert de grandes équipes pluridisciplinaires travaillant ensemble de nombreuses années, mettant à profit les réalisations passées et les enseignements tirés de leurs travaux. Plus généralement, il faut de nombreuses années pour acquérir les compétences et les capacités permettant de construire les centrales avancées qui sont à présent offertes sur le marché.

Il semble donc, d'après ce que l'on peut entrevoir, que les barrières technologiques à l'entrée de nouveaux constructeurs sont formidables. Les nouveaux constructeurs de centrales nucléaires qui ont un chance de se développer dans un avenir prévisible sont des entreprises qui ont réussi à développer leurs propres compétences à la suite d'un contrat de licence ou de transfert de technologie avec un fournisseur existant, comme ce qui s'est produit avec des entreprises japonaises et coréennes. À plus long terme, les organismes chinois ont l'intention de suivre le même chemin. Ces nouveaux entrants sur le marché peuvent être limités par les conditions de leurs contrats de licence qui les contraignent à opérer seulement dans certains pays ou certaines régions ou exigent d'eux de travailler en partenariat avec le fournisseur initial de leur technologie. À terme, néanmoins, ils peuvent développer suffisamment leur technologie pour être considérés comme des constructeurs indépendants de centrales nucléaires.

À un horizon plus lointain, à savoir au-delà de 2020, quand de nouveaux concepts innovants de réacteurs seront peut-être au point, il se peut que de nouveaux acteurs apparaissent sur le marché. Tout un éventail d'entreprises et de centres de recherche participent, dans plusieurs pays, aux activités de recherche et de développement sur ces concepts avancés de réacteurs. Certains d'entre eux sont de petits ou moyens réacteurs (d'une puissance de 800 MWe au maximum selon la définition courante) mieux adaptés aux plus petits pays ou aux pays disposant de réseaux électriques moins étendus pour lesquels les modèles existants (jusqu'à 1 600 MWe par réacteur) sont trop grands. Ainsi, l'industrie sud-africaine avec le soutien du gouvernement met au point un réacteur modulaire à lit de boulets (PBMR). Il s'agit au départ de construire une installation de démonstration produisant 160 MWe qui entrerait en service vers 2013.

Bien qu'il soit trop tôt pour prévoir ce que sera le marché des centrales nucléaires à plus long terme, de nouveaux entrants pourront clairement développer des conceptions innovantes de réacteurs qui seront en concurrence avec ceux des constructeurs de centrales bien établis. En particulier, si le marché des nouvelles centrales nucléaires se développe fortement dans les décennies à venir, il se peut que certains des nouveaux entrants deviennent des concurrents importants ou qu'ils conquièrent au moins des marchés régionaux ou des marchés de niche.

## **Coûts de transaction et segmentation du marché**

Une compagnie d'électricité qui commande une centrale nucléaire achète davantage le savoir-faire et l'expertise de conception du constructeur que sa capacité de fabrication. Même si les constructeurs fabriquent normalement au moins quelques composants essentiels dans leurs propres usines pour ne pas dissocier conception et fabrication, dans bien des cas une grande partie de la fabrication est sous-traitée. Certains sous-traitants peuvent être implantés dans la région du chantier de construction, d'autres peuvent être du même pays que le constructeur et d'autres encore peuvent venir de pays tiers. Ainsi, même s'il est plus facile et moins coûteux pour un constructeur de réaliser une installation dans son propre pays, dans la plupart des pays, aucun constructeur ne bénéficiera d'un avantage géographique certain qui lui permettra d'abaisser ses coûts de construction.

Néanmoins, s'ils veulent avoir une chance réaliste de recevoir des commandes de nouvelles centrales nucléaires, les constructeurs éventuels doivent d'abord investir des sommes importantes pour adapter leurs modèles aux impératifs réglementaires locaux dans chaque pays où ils souhaitent se positionner et souvent pour obtenir une approbation préalable ou certification de leurs modèles. Sur des marchés plus grands, où il peut y avoir de multiples commandes et plus d'une conception sélectionnée, plusieurs constructeurs peuvent être prêts à courir le risque de cet investissement préalable sans aucune garantie de rendement sur investissement. Toutefois, pour des pays plus petits où le nombre des commandes de centrales nucléaires sera limité, certains constructeurs décideront peut-être que ces coûts sont inacceptables. En conséquence, les acheteurs potentiels dans ces pays n'auront en fait qu'un choix limité de constructeurs. Même si des efforts sont réalisés pour harmoniser les prescriptions réglementaires relatives à la conception des centrales nucléaires entre les pays, ces prescriptions sont un facteur décisif qui empêche tous les constructeurs de centrales nucléaires de se concurrencer à armes égales sur tous les marchés.

## **Différenciation des produits**

Les centrales nucléaires proposées par les constructeurs diffèrent considérablement par leurs caractéristiques même lorsqu'elles ont la même conception de base (REP, REB, etc.). De ce fait, les préférences des clients peuvent jouer un rôle essentiel dans le choix du constructeur. En effet, il s'agit plus de sélectionner une technologie donnée que le constructeur lui-même.

De nombreux facteurs interviennent dans le choix d'un constructeur ou d'une technologie donnée de centrale. Bien sûr, le prix joue un rôle important, la plupart des clients potentiels lançant des appels d'offre en invitant plusieurs constructeurs concurrents à y répondre pour obtenir les meilleurs prix. Néanmoins, d'autres facteurs jouent un rôle important et peuvent intervenir de manière décisive dans leur choix.

Les constructeurs de centrales nucléaires occupent en général une position dominante dans leur pays, de sorte que la préférence donnée à un fournisseur national joue indéniablement un rôle dans certains cas. D'autres raisons de sélectionner une technologie donnée sont les suivantes : le fait qu'une compagnie d'électricité possède déjà une centrale fournie par le même constructeur ; dans quelle mesure la capacité de production des différents modèles en concurrence correspond aux besoins en puissance installée ; la capacité de satisfaire les prescriptions réglementaires et l'autorisation plus ou moins facilement obtenues pour le modèle dans chaque pays concerné ; et enfin, l'existence de centrales similaires déjà en service qui sont un gage de leur fiabilité et de leur succès.

### **Équilibre entre capacité et demande**

En dépit de la concentration, la concurrence entre fournisseurs de centrales nucléaires subsiste. Ces dernières années, toute compagnie d'électricité qui annonçait son intention de construire une centrale nucléaire avait le choix entre plusieurs conceptions proposées par différents constructeurs. Compte tenu du petit nombre de commandes qui ont été passées récemment et de la nécessité pour les constructeurs de faire la démonstration de leurs nouveaux modèles, un « marché des acheteurs » s'était mis en place où les constructeurs faisaient preuve d'une extrême souplesse dans la passation de marchés, notamment en ce qui concerne le transfert de technologies.

Sachant, toutefois, qu'un nombre important de nouvelles commandes devraient être passées par les compagnies d'électricité en Amérique du Nord et en Europe, à savoir des pays développés dotés de programmes électronucléaires de longue date, le marché semblerait évoluer vers un « marché de vendeurs ». En réaction, certains constructeurs peuvent être tentés de concentrer leurs ressources sur ces marchés et de prêter moins d'attention aux pays en développement qui n'ont pas de programme nucléaire. De ce fait, les compagnies d'électricité de ces pays ne peuvent faire leur choix qu'entre un nombre limité de constructeurs qui seront moins souples sur les conditions du marché. D'un autre côté, les constructeurs régionaux (comme les entreprises japonaises et coréennes) trouveront là de nouvelles possibilités de pénétrer sur de nouveaux marchés.

Cette diversité de conceptions et de constructeurs peut en fait cacher des rigidités dans la chaîne de fabrication des nouveaux réacteurs. De grandes parties de cette chaîne ne sont pas directement contrôlées par les constructeurs mais sont sous-traitées à d'autres industriels. En particulier, pour ainsi dire toutes les conceptions de réacteurs nécessitent pour la fabrication des cuves sous pression et des générateurs de vapeur la préparation de grosses pièces en acier spécialement forgées. Or, il n'y a qu'une ou deux installations dans le monde capables de fabriquer ces pièces indispensables pour certains gros modèles de réacteurs. Dans la pratique, cela signifie que, pour certains projets, le seul fournisseur de grosses pièces forgées, qui existe à l'heure actuelle est Japan Steel Works Ltd. Bien qu'AREVA agrandisse ses propres usines en France pour être capable de produire elle-même ses pièces forgées, la perspective d'un grand nombre de nouvelles commandes aux États-Unis et ailleurs dans le monde amène à se demander si la capacité de fabrication actuelle est suffisante.

Si l'on assiste vraiment à une reprise des commandes de centrales nucléaires, il faudra qu'il y ait une nette augmentation de la capacité de production industrielle correspondante afin de fabriquer les structures, systèmes et composants indispensables. Une partie de cet accroissement devra être pris en charge par les constructeurs de centrales, eux-mêmes, dans leurs propres usines, mais certains éléments (comme les gros composants en acier et le béton) exigeront une capacité supplémentaire qui devra provenir d'autres industries du secteur de la construction. Les commandes de pièces destinées à d'autres projets importants de construction auront une incidence sur la disponibilité des usines pour les projets nucléaires (et les surcoûts éventuels).

Il faut d'autre par suffisamment de personnel qualifié pour pouvoir concevoir et construire les centrales nucléaires tout en assurant la maintenance et la rénovation des centrales en service. Les autorités de contrôle ainsi que les exploitants et propriétaires de centrales auront aussi besoin de plus de personnel qualifié. Dans certains secteurs, la disponibilité du personnel qualifié indispensable risque de freiner le développement de la capacité nécessaire pour faire face à la demande croissante. Dans le secteur de l'ingénierie des centrales nucléaires, la pyramide des âges est inversée, les classes d'âge les plus âgées proches de la retraite étant plus nombreuses ; or, il faudra du temps pour que leur savoir et leur expérience puissent être transmis aux nouvelles générations.

### **Alliances et coopération entre fournisseurs**

Il est courant sur le marché des centrales nucléaires que les principaux constructeurs coopèrent avec les entreprises locales dans le pays où l'installation est construite, depuis le processus de commercialisation initial

jusqu'à la construction et éventuellement jusqu'au marché du combustible et des services. Dans de nombreux pays, cette coopération est indispensable pour des raisons pratiques et pour répondre aux exigences de la compagnie d'électricité qui achète l'installation ou du gouvernement concerné. Ces alliances peuvent également aider les constructeurs à vaincre les barrières culturelles et techniques qui existent dans différents marchés (y compris les différences de prescription réglementaire). Dans certains cas, cela se fait au niveau du projet, dans d'autres, il s'agit d'un arrangement à plus long terme qui peut couvrir la mise en place de tout un programme nucléaire.

Parallèlement à l'ensemble des fusions et acquisitions mentionnées ci-dessus, il existe également des accords de partenariat et de coopération entre les constructeurs établis et les nouveaux constructeurs. L'acquisition de Westinghouse par Toshiba s'est traduite par un réajustement de certains de ces accords. Comme nous l'avons souligné ci-dessus, GE et Hitachi ont renforcé leurs liens en créant des filiales communes pour les marchés japonais et mondiaux, tandis qu'AREVA et MHI sont tombés d'accord sur une forme plus limitée de coopération. Auparavant, MHI travaillait avec Westinghouse, alors que GE coopérait avec Toshiba et Hitachi sur le marché japonais.

Électricité de France est un des gros clients d'AREVA en France, mais les deux entreprises coopèrent aussi pour la commercialisation ou la construction de centrales nucléaires sur certains marchés. EDF met à disposition ses compétences d'architecture industrielle pour la construction des centrales nucléaires d'AREVA, lorsque les clients préfèrent ce modèle de contrat.

## **Intérêt général**

Dans tous les pays, la conception et la construction de centrales nucléaires sont soumises à des procédures complètes d'autorisation et d'approbation, qui sont exigées par la législation. Elles sont indispensables pour vérifier que les normes de sûreté sont respectées et que la santé publique et la sécurité sont protégées. Néanmoins, même si leurs objectifs sont identiques, les procédures réglementaires diffèrent sensiblement d'un pays à l'autre. Ainsi, une conception de centrale nucléaire autorisée dans un pays pourrait ne pas l'être sans modification importante dans un autre.

En dépit des efforts déployés dans le passé et actuellement pour réduire ces différences, elles restent souvent importantes. Elles peuvent être à l'origine de difficultés (et de coûts additionnels) pour les constructeurs si ceux-ci sont contraints d'introduire des modifications substantielles dans leur conception pour s'adapter aux exigences de différents pays. Comme nous l'avons souligné plus haut, dans les grands pays où il peut y avoir un nombre important de

commandes, les constructeurs considéreront peut-être que l'enjeu en vaut la chandelle. Cependant, pour les plus petits pays où le marché des centrales nucléaires est limité et incertain, les dépenses de préparation d'une conception sur mesure pour satisfaire les conditions requises localement pour obtenir l'autorisation (lorsque les exigences sont sensiblement différentes de celles demandées sur les autres marchés) seront considérées comme un risque inacceptable par certains constructeurs. De ce fait, les compagnies d'électricité dans ces pays verront leurs possibilités de choix se restreindre.

Le transfert de technologie nucléaire sensible est restreint dans le cadre des contrôles de la non-prolifération. La fourniture internationale de technologie et de matières estimées à « double usage » (à savoir susceptibles d'avoir des applications non pacifiques), dont font partie les technologies des réacteurs et du combustible nucléaire, nécessiteront en règle générale un permis d'exportation spécial.

### **Restrictions et obstacles au commerce**

Il n'y a pas d'obstacles au commerce qui concernent particulièrement la fourniture de centrales nucléaires à l'étranger. Toutefois, la fourniture d'une centrale nucléaire à un pays donné exigera en général un accord intergouvernemental de coopération nucléaire entre le pays du fournisseur et le pays du client. Bien qu'il existe de multiples accords entre la plupart des pays dotés d'un programme électronucléaire, il y a toutefois des exceptions. Les États-Unis et la Russie étaient l'une de ces exceptions notables jusqu'à il y a peu ; toutefois un accord de coopération nucléaire a été signé en mai 2008 entre les deux pays.

Il faudra peut-être que les pays qui se lancent pour la première fois dans un programme électronucléaire concluent des accords de ce type avant de pouvoir commander une centrale. Les raisons de l'absence de ce type d'accord ou du refus de le conclure peuvent être d'intérêt général (volonté de non prolifération, par exemple). Toutefois, ces accords peuvent dépendre d'autres facteurs politiques n'ayant rien à voir avec l'intérêt général. En pratique, cela peut se traduire par un choix plus restreint de constructeurs de centrales nucléaires dont disposeront les compagnies d'électricité dans certains pays.

Conformément aux dispositions du traité Euratom, tous les investissements dans les centrales nucléaires ou les installations du cycle du combustible nucléaire dans les États membres de l'Union européenne doivent être notifiés à la Commission européenne et approuvés par celle-ci. La Commission doit déterminer si l'investissement est compatible avec les directives établies de politique énergétique et environnementale.



#### 4. CONCURRENCE DANS L'INDUSTRIE DE L'AMONT DU CYCLE DU COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE

L'amont du cycle du combustible nucléaire recouvre toutes les activités qui précèdent le chargement d'éléments combustibles dans le cœur des réacteurs des centrales nucléaires. Ces activités se subdivisent en plusieurs étapes distinctes, dont chacune est réalisée sur un site séparé et habituellement par des entreprises différentes. Ainsi, chaque étape forme un secteur distinct du marché.

Dans le cycle du combustible des réacteurs à eau ordinaire (REO), de loin le type de réacteur le plus courant, on peut distinguer les activités suivantes :

- Extraction du minerai d'uranium (soit par des techniques classiques ou par lixiviation *in situ*) suivie de la production de concentrés d'uranium ( $U_3O_8$ , parfois appelé yellowcake).
- Transformation d' $U_3O_8$  en hexafluorure d'uranium ( $UF_6$ ).
- Enrichissement de cet  $UF_6$  naturel afin d'augmenter la proportion d'isotopes  $^{235}U$  des 0.71 % présents dans l'uranium naturel au niveau requis pour le combustible nucléaire (habituellement de l'ordre de 3.5 % à 5 %). L'enrichissement s'exprime en unités de travail de séparation (UTS).
- Fabrication d'assemblages combustibles, notamment conversion d' $UF_6$  enrichi en dioxyde d'uranium ( $UO_2$ ), fabrication de pastilles de céramique combustible par frittage du dioxyde d'uranium, introduction de ces pastilles dans des tubes métalliques (généralement un alliage de zirconium) hermétiquement fermés pour former les crayons et réunion de ces crayons en assemblage combustible plus importants prêts à être chargés dans le cœur du réacteur.

Parallèlement à ces activités, il y a des activités secondaires dont la gestion des résidus d'extraction et d'enrichissement, la gestion des autres types de déchets et le transport des matières entre les différentes étapes.

La contribution de chacune de ces étapes au coût total du combustible nucléaire varie selon les conditions prévalant dans chaque secteur du marché à un moment donné et le portefeuille de contrats détenus par chaque propriétaire de centrales nucléaires. Néanmoins, à titre d'information, les dépenses d'enrichissement sont susceptibles de s'élever à la moitié environ des dépenses totales, les coûts de l'uranium et de la fabrication représentant chacun 20 à 25 % du total ; la conversion de l'UF<sub>6</sub> et les autres coûts (y compris les transports) constituent 5 % environ du total.

Même si ces différentes étapes forment des secteurs distincts et sont examinées séparément ci-dessous, il existe une interconnexion importante entre les secteurs de conversion et de fourniture d'uranium d'une part et le secteur de l'enrichissement d'autre part. Dans une certaine mesure, il est possible de remplacer l'uranium (et la conversion d'UF<sub>6</sub>) par l'enrichissement et vice-versa. Cela est dû au fait qu'en procédant à un enrichissement complémentaire d'une quantité d'UF<sub>6</sub> naturel, on extrait plus de <sup>235</sup>U laissant donc une moindre quantité de <sup>235</sup>U dans les résidus). De ce fait, la même quantité d'uranium enrichi au niveau voulu peut être obtenue à partir d'une plus petite quantité UF<sub>6</sub> naturel.

Quelle que soit la combinaison des prix pour l'UF<sub>6</sub> naturel et l'enrichissement, il y a un équilibre optimum entre la quantité d'UF<sub>6</sub> utilisée et le niveau d'enrichissement réalisé. Ainsi, si le prix de l'uranium augmente, il peut être intéressant d'utiliser moins d'uranium et d'enrichir davantage (à condition que le coût de l'enrichissement n'augmente pas également dans les mêmes proportions), et vice-versa. Dans la pratique, ce type de substitution ne pourra être exploité au maximum faute de la capacité voulue et en raison du peu souplesse qu'offrent les contrats. Cependant, les effets de cette substitution sur les marchés de l'uranium et de l'enrichissement peuvent être importants. À des moments où les prix de l'uranium sont élevés, cela peut donner une source supplémentaire d'uranium.

Par exemple pour produire un kilogramme d'uranium enrichi à 4.95 % de <sup>235</sup>U, il faut 12.74 kg d'UF<sub>6</sub> naturel et 6.52 UTS avec une teneur en résidus de 0.35 %. Si l'on ramène la teneur en résidus à 0.25 % en poursuivant l'enrichissement, il ne faut plus que 10.2 kg d'UF<sub>6</sub>, l'enrichissement nécessaire passant à 7.82 UTS. Ainsi, on peut réussir à réduire d'environ 20 % la quantité d'uranium requise, en contrepartie d'une augmentation d'environ 20 % des services d'enrichissement.

Pour les centrales nucléaires qui utilisent de l'uranium naturel, l'amont du cycle du combustible est plus simple, car l'étape de l'enrichissement d'uranium n'existe pas. L'U<sub>3</sub>O<sub>8</sub> est converti directement en UO<sub>2</sub> avant qu'il ne soit utilisé

pour la fabrication du combustible. Seul le l'étape de la fourniture d'uranium est commune aux REO et aux autres types de réacteurs, les autres étapes du cycle du combustible étant généralement réalisées dans des installations séparées (en dépit de l'utilisation peu fréquente par certains réacteurs à eau lourde d'uranium légèrement enrichi). L'analyse ci-dessous porte sur les réacteurs à eau ordinaire standard, qui représentent plus de 88 % des centrales en fonctionnement dans le monde.

#### **4.1. Fourniture d'uranium**

L'industrie de l'uranium telle qu'elle est aujourd'hui est le résultat du repli et de la concentration considérables qui sont intervenus dans les années 80 et 90. La longue période pendant laquelle les prix de l'uranium sont restés bas a vu la fermeture ou le rachat de nombreux producteurs. La disponibilité de grandes quantités d'uranium provenant de stocks d'origines diverses (connues sous le nom de sources secondaires) pendant toute cette période a fait chuter les prix et a provoqué une baisse de l'extraction d'uranium à un niveau représentant la moitié de la consommation actuelle. Ces dernières années, l'uranium neuf ne représentait que 60 à 65 % environ des besoins des centrales nucléaires en service, soit quelque 40 000 à 42 000 tonnes d'uranium (tU) alors que les besoins s'élevaient approximativement à 65 000 tU.

##### ***Parts de marché***

L'uranium à l'heure actuelle est produit en grandes quantités (>1000tU/an) par huit pays, dix autres pays en produisant de petites quantités. Toutefois, certaines entreprises ont des intérêts dans plus d'un pays. En 2006, huit entreprises seulement avaient une production annuelle qui dépassait 1 000 tU (soit environ 2.5 % du total). Entre elles, ces huit entreprises contrôlaient 86 % environ de la production mondiale (voir tableau 4), 52 % étant contrôlés par les trois plus gros producteurs. En dehors de ces huit producteurs, cinq autres entreprises contrôlaient chacune entre 1 et 2 % de la production mondiale et neuf autres petits producteurs moins de 1 %.

Même si la plus grosse partie de l'uranium est extraite sous forme de produits primaires, quelques producteurs australiens et sud-africains récupèrent l'uranium comme sous produit ou coproduit de l'extraction d'or, de cuivre ou d'autres métaux. De ce fait, les conditions sur les marchés de ces autres produits peuvent aussi avoir un impact sur les niveaux de production d'uranium. Il se peut que dans l'avenir, on récupère de l'uranium comme sous-produits des phosphates et des cendres de charbon.

Si l'on admet que la taille totale du marché est égale à la quantité d'uranium nouvellement produit, on obtient une valeur de l'indice HHI de 1 208 en 2006. Cet indice est nettement inférieur au niveau de 1 800 qui amène à s'inquiéter au sujet de la surconcentration du marché. Néanmoins, ces chiffres donnent une image incomplète du marché étant donné que, comme nous l'avons signalé ci-dessus, l'uranium neuf ne représente qu'environ 60 à 65 % des besoins annuels des réacteurs qui constituent le marché total de l'uranium.

Les 35 à 40 % restants proviennent de sources dites secondaires, à savoir les stocks de différents participants et États, dont les matières nucléaires recyclées provenant du retraitement du combustible usé, l'uranium produit par le ré-enrichissement des résidus (uranium appauvri) provenant des opérations précédentes d'enrichissement ainsi que les matières provenant des anciens stocks militaires mis sur le marché. Les données précises sur les parts de marché de chacune de ces sources ne sont souvent pas disponibles. Cependant, on dispose de suffisamment d'informations sur la taille de la plupart d'entre elles pour pouvoir en faire une estimation raisonnable pour les besoins de cette étude.

**Tableau 4. Principaux producteurs d'uranium, volume produit en 2006 (tU par an) et parts du marché mondial**

<b>Entreprise</b>	<b>Production</b>	<b>Part (%)</b>	<b>HHI</b>
Cameco	8 249	20.9	438
Rio Tinto	7 094	18.0	324
AREVA	5 272	13.4	179
Kazatomprom	3 699	9.4	88
TVEL (Atomenergoprom)	3 262	8.3	68
BHP Billiton	2 868	7.3	53
Navoi	2 260	5.7	33
Uranium One	1 000	2.5	6
<b>Total des principaux producteurs</b>	<b>33 704</b>	<b>85.5</b>	<b>1 189</b>
Autres producteurs	5 726	14.5	19
<b>Total</b>	<b>39 430</b>	<b>100.0</b>	<b>1 208</b>

Source : World Nuclear Association.

Les stocks d'uranium peuvent être détenus par toutes les entreprises présentes sur le marché de l'uranium : compagnies d'électricité nucléaire, producteurs d'uranium, entreprises du cycle du combustible nucléaire (comme

les entreprises d'enrichissement) ainsi que négociants et investisseurs. Les stocks, en dépit de leur baisse ces dernières années, qui pourrait s'arrêter sous peu, restent pour l'instant une source d'approvisionnement importante.

Dans la mesure où ces stocks sont détenus par les compagnies d'électricité nucléaire pour leur propre usage, ils peuvent réduire la demande sur le marché et ainsi diminuer le pouvoir des principaux producteurs. La plupart des autres stocks, à l'exception de ceux détenus par les principaux producteurs d'uranium, permettent également de diversifier le marché. Même si les producteurs d'uranium possèdent des stocks qu'ils utilisent pour équilibrer les écarts à court terme entre la production et les livraisons contractuelles, ces stocks n'ont pas d'impact important sur le marché. Les États-Unis ont mis une partie de leurs stocks d'origine militaires sur le marché, et l'uranium provenant des stocks détenus par la Russie (y compris l'uranium recyclé) permet, selon certains, de satisfaire une partie de la demande nationale et internationale. Globalement, on estime que les stocks ont permis de fournir de 10 000 à 12 000 tU par an ces dernières années.

Les compagnies d'électricité nucléaire en Europe recyclent des quantités relativement limitées d'uranium et de plutonium provenant du retraitement de leurs combustibles usés, et les compagnies japonaises prévoient aussi de recycler les matières retraitées. Toutefois, il s'agit là de matières qui sont déjà détenues par les compagnies d'électricité et peuvent de ce fait être considérés comme faisant partie de leurs stocks. On estime que ce recyclage représente à l'heure actuelle l'équivalent d'environ 3 000 tU par an. Ce volume pourrait augmenter quelque peu dans les années à venir mais sachant qu'il faut des installations spéciales du cycle du combustible, qu'il faut obtenir une autorisation et que d'autres problèmes se posent, ce chiffre ne peut qu'augmenter progressivement.

Une autre source secondaire est l'uranium produit par le ré-enrichissement des résidus provenant d'opérations antérieures d'enrichissement, afin de produire l'équivalent de l'uranium naturel. Ce ré-enrichissement a été effectué ces dernières années en Russie du fait que ce pays disposait d'une importante capacité d'enrichissement excédentaire (qui n'a pas été autorisée à alimenter les marchés internationaux comme nous le verrons plus tard dans ce rapport). Ces opérations ont été effectuées sur certains résidus russes ainsi que sur des résidus exportés en Russie par les entreprises d'enrichissement européennes Urenco et AREVA. Cet uranium a été utilisé pour satisfaire une partie de la demande mondiale, soit en Russie ou en Europe. Une estimation prudente de ce volume donne 2 000 à 3 000 tU par an.

L'une des plus grosses sources secondaires est constituée par l'uranium fortement enrichi des anciens stocks militaires livré par la Russie aux États-Unis, conformément à l'accord intergouvernemental de 1996 qui restera en vigueur jusqu'en 2013. Aux termes de cet accord, l'équivalent de 9 000 tU en gros sont ainsi actuellement livrés par an sous forme d'uranium faiblement enrichi tiré de l'uranium hautement enrichi. Un accord de commercialisation entre les parties concernées donne le contrôle de l'uranium à quatre entreprises (dans les proportions précisées entre parenthèses) : AREVA (30 %), Cameco (30 %), TENEX (30 %) et NUKEM (10 %). Les deux premiers sont aussi de gros producteurs d'uranium tandis que TENEX est, comme TVEL, entièrement détenu par Atomenergoprom, la holding nucléaire qui appartient à l'État russe. NUKEM est une entreprise basée en Allemagne qui vend du combustible nucléaire.

Comme l'accord sur l'uranium dérivé de l'uranium fortement enrichi donne le contrôle de cette quantité d'uranium supplémentaire sur le marché à certains des principaux producteurs, il est intéressant d'examiner son impact sur la concentration du marché et sur l'indice HHI. Si l'on exclut les 15 000 à 18 000 tU provenant, selon les estimations, des stocks, les matières recyclées et les résidus ré-enrichis (dont la majorité est contrôlée par un groupe d'entreprises différent des principaux producteurs d'uranium), cela laisse un marché qui représente en volume un peu moins de 50 000 tU. Si l'on ajoute les parts d'uranium hautement enrichi à la production d'uranium neuf d'AREVA, de Cameco et de TVEL (en considérant que TENEX et TVEL sont ensemble puisqu'elles appartiennent, toutes deux, à Atomenergoprom), 66 % environ de l'uranium sont détenus par les quatre plus grosses entreprises (voir tableau 5). On a ainsi une valeur de l'indice HHI de 1 283 en 2006. En d'autres termes, l'accord de commercialisation de l'uranium hautement enrichi se traduit par une légère concentration du marché, mais son impact général est relativement limité.

Si l'on se projette dans l'avenir, la demande d'uranium devrait augmenter lentement dans les prochaines années d'après la demande des centrales nucléaires existantes et déjà en construction. En 2015, on prévoit à l'heure actuelle qu'un nombre important de centrales nucléaires supplémentaires seront en construction. Comme l'uranium nécessaire au premier chargement des nouvelles centrales est acheté par contrat plusieurs années avant l'entrée en service de la centrale et livré une année au moins, l'augmentation de la demande d'uranium devrait intervenir même avant 2015. Ainsi, la demande d'uranium à cette date pourrait dépasser 80 000 tU, à savoir une augmentation de 20 à 25 % par rapport aux niveaux actuels.

**Tableau 5. Principaux producteurs d'uranium, volume produit en 2006, y compris l'uranium hautement enrichi, (tU par an) et pourcentage des parts mondiales**

<b>Entreprise</b>	<b>Production</b>	<b>Part (%)</b>	<b>HHI</b>
Cameco	10 949	22.6	511
AREVA	7 972	16.5	271
Rio Tinto	7 094	14.6	215
Atomenergoprom	5 962	12.3	152
Kazatomprom	3 699	7.6	58
BHP Billiton	2 868	5.9	35
Navoi	2 260	4.7	22
Uranium One	1 000	2.1	4
<b>Total des principaux producteurs</b>	<b>41 804</b>	<b>86.3</b>	<b>1 268</b>
Autres offres	6 626	13.7	16
<b>Total</b>	<b>48 430</b>	<b>100.0</b>	<b>1 283</b>

Source : World Nuclear Association.

Parallèlement à l'augmentation de la demande, on prévoit que l'offre de sources secondaires sur les marchés internationaux sera plus limitée qu'elle ne l'a été ces dernières années. Ainsi, une plus grande part de la demande devra être satisfaite par la production d'uranium primaire. En particulier, la livraison par la Russie aux États-Unis de matières dérivées de l'uranium hautement enrichi d'origine militaire devrait prendre fin lorsque l'accord actuel viendra à échéance en 2013. Néanmoins, les stocks restants d'uranium hautement enrichi en Russie pourraient continuer à être utilisés pour satisfaire une partie de la demande nationale, ce qui aurait pour effet de réduire la demande mondiale d'uranium neuf. En outre, comme nous l'avons déjà signalé, la hausse attendue de la demande pourrait être compensée dans une certaine mesure par l'utilisation de résidus d'une moindre teneur en  $^{235}\text{U}$  sortant des usines d'enrichissement à condition qu'une capacité d'enrichissement suffisante reste disponible (voir section 4.3 ci-dessous).

Compte tenu de cette évolution du marché, les projets de construction d'installations de production d'uranium dans le monde et d'augmentation de la production des installations en service sont nombreux dans le monde. Si l'on

analyse les projets de développement annoncés par les entreprises d'uranium et les éventuelles entrées sur le marché, on constate que la production primaire pourrait s'élever à environ 70 000 tU d'ici 2010 et peut-être même à 88 000 tU d'ici 2015. Bien sûr, il est probable que certains de ces projets envisagés n'aboutiront pas et que d'autres seront retardés. Il se peut aussi qu'il y ait d'autres projets dont on ne sait rien aujourd'hui. Cependant, cette projection révèle que l'extraction d'uranium peut se développer suffisamment pour répondre aux besoins des nouveaux réacteurs à cet horizon.

En dépit de l'accroissement prévue de la production d'ici 2010 des actuels grands producteurs, les huit mêmes entreprises conservant leur place de leader, leurs parts cumulées sur le marché devrait tomber à environ 81 % du total (y compris l'uranium hautement enrichi) avec la montée en puissance sur le marché de nouveaux producteurs. Une analyse des projets annoncés d'aménagement et d'agrandissement de mines révèle que d'ici 2010 il pourrait y avoir environ 14 entreprises produisant plus de 1 000 tU au minimum. L'indice HHI tomberait alors à 1 085 (compte tenu de l'uranium hautement enrichi).

Il convient de souligner que généralement il faut de nombreuses années pour qu'un projet d'extraction d'uranium passe du stade de la prospection à celui de la production, un processus qui comporte de longues procédures d'autorisation et démarches réglementaires. Ainsi, la plupart des projets susceptibles d'entrer en production dans les prochaines années, concernent des gisements découverts il y a plusieurs années de cela. Les activités de prospection se sont intensifiées au cours des dernières années, mais il faudra un temps considérable pour voir augmenter sensiblement de la production. Toutefois, une grande partie de la nouvelle production devrait faire appel aux techniques de lixiviation *in situ*, plutôt qu'à l'extraction classique, qui permettent de mettre plus rapidement les mines en service.

La projection à 2015 (voir tableau 6) accroît considérablement l'incertitude sur la future demande et les projets d'extraction d'uranium. Néanmoins, comme nous l'avons mentionné plus haut, on peut supposer que l'uranium hautement enrichi en provenance de Russie aura cessé d'être mis sur le marché international à cette date. Il semble donc que l'indice HHI accusera une nouvelle baisse pour atteindre 1 003. Même si une partie de cette baisse provient du développement des plus petits producteurs, une grande partie est due à une diminution des parts de marché des plus gros producteurs à mesure qu'émergent d'autres producteurs de taille moyenne.

Tableau 6. **Principaux producteurs d'uranium avec leur production prévue en 2015 (tU par an) et leurs parts du marché mondial**

Entreprise	Production	Part (%)	HHI
Cameco	13 200	14.9	223
BHP Billiton	12 700	14.4	206
Atomenergoprom	11 000	12.4	155
AREVA	10 900	12.3	152
Kazatomprom	9 700	11.0	120
Rio Tinto	7 900	8.9	80
Uranium One	4 800	5.4	29
Navoi	3 000	3.4	12
Paladin	2 260	2.6	7
Denison	2 100	2.4	6
<b>Total des principaux producteurs</b>	<b>77 600</b>	<b>87.8</b>	<b>990</b>
Autres producteurs	10 800	12.2	13
<b>Total</b>	<b>88 400</b>	<b>100.0</b>	<b>1 003</b>

Sources : World Nuclear Association et informations communiquées par les sociétés.

Bien sûr, les fusions et acquisitions pourraient totalement modifier le tableau. Uranium One s'est imposé sur le marché à la suite de diverses acquisitions et de sa fusion avec un autre petit producteur, et d'autres entreprises pourraient émerger sur le marché de la même manière. Cependant, l'apparition de nouveaux producteurs de taille moyenne devraient renforcer la concurrence sur le marché. En revanche, une fusion entre deux des plus grands producteurs pourrait aboutir à une surconcentration.

Il est peu probable qu'aucune des compagnies nucléaires publiques ne fusionne, et la participation dans le capital de Cameco est réglementée pour les entreprises étrangères non canadiennes. Toutefois, la fusion de deux compagnies minières générales, BHP Billiton et Rio Tinto, n'est pas à exclure. En 2007, BHP Billiton a proposé de reprendre Rio Tinto, mais cette dernière a refusé. Une nouvelle proposition a été rejetée au début de 2008. La fusion éventuelle de ces deux géants miniers a inquiété du fait des risques de surconcentration dans plusieurs secteurs miniers, dont l'offre d'uranium. La fusion de ces deux entreprises dans la projection présentée dans le tableau 6 créerait le plus gros producteur d'uranium du monde avec plus de 23 % des parts du marché et ferait monter l'indice HHI à 1 260. Quoiqu'il en soit, cet indice serait nettement inférieur au seuil de 1 800 qui est jugé normalement préoccupant.

## *Degré d'intégration verticale*

Dans de nombreuses industries, les entreprises qui détiennent une part importante du marché dans un secteur cherchent à se développer dans des secteurs apparentés, en amont ou en aval de leurs activités. Le cycle du combustible nucléaire, qui recouvre plusieurs activités distinctes, offre de toute évidence des possibilités de cet ordre. Au-delà du cycle du combustible, l'intégration verticale pourrait porter sur la construction des centrales nucléaires, permettant à une entreprise de fournir aux clients les centrales nucléaires et tous les services du cycle du combustible et de l'uranium indispensables pour ces centrales. L'intégration pourrait aller jusqu'à la propriété et l'exploitation directes de centrales nucléaires.

Parmi les autres grands producteurs, Rio Tinto et BHP Billiton sont de grosses sociétés minières mondiales dont les intérêts dans l'uranium ne constituent qu'une petite partie de leurs avoirs miniers diversifiés. Elles n'ont aucun autre intérêt sur le marché du combustible nucléaire. Navoi en Ouzbékistan limite également ses activités à l'exploitation minières et aux opérations connexes. Cameco est un opérateur majeur sur le marché de la conversion en UF<sub>6</sub> et détient également 31.6 % des parts de la centrale nucléaire de Bruce au Canada. En outre, il jouit d'une position dominante sur le marché de l'offre d'UO<sub>2</sub> naturel et de combustible fabriqué pour les réacteurs de type CANDU.

On peut considérer qu'AREVA, qui est sous contrôle de l'État français, est une entreprise verticalement intégrée, ses activités couvrant l'ensemble du cycle du combustible ; AREVA est également un important constructeur de centrales nucléaires. Par ailleurs, les diverses entreprises du cycle du combustible en Russie sont toutes détenues par l'État russe. Elles sont actuellement restructurées au sein d'une nouvelle holding, connue sous le nom d'Atomenergoprom, qui proposera l'ensemble des produits et des services du cycle du combustible nucléaire, en plus de ses activités de constructeur de centrales et de propriétaire exploitant de ces centrales nucléaires en Russie. Kazatomprom, détenue par l'État kazakhe, exploite l'usine d'Ulba qui fabrique des pastilles de combustible pour les réacteurs de conception russe.

En dépit d'une certaine intégration verticale, les diverses étapes du cycle ont par le passé fait l'objet de contrats séparés entre le fournisseur et la compagnie d'électricité utilisatrice finale. Ainsi, lorsque des sociétés sont présentes dans plus d'un secteur du marché, leurs produits et services font normalement l'objet de contrats séparés plutôt que d'un marché groupé. Cependant, ces contrats groupés pourraient devenir plus courants dans l'avenir, en particulier si les fournisseurs étaient capables de proposer des formules de gestion du combustible avec « reprise » du combustible ou « leasing ».

À ce jour, le principal exemple de contrats groupés a porté sur la fourniture de combustible fabriqué (comprenant l'uranium, la conversion en UF<sub>6</sub>, l'enrichissement et la fabrication) par Atomenergoprom et ses prédécesseurs à des exploitants de centrales nucléaires de conception russe. En outre, de l'uranium enrichi (recouvrant l'uranium, la conversion en UF<sub>6</sub> et l'enrichissement) est fourni par la Russie à des exploitants d'autres réacteurs (non russes).

Un autre type d'intégration verticale se produit lorsque des compagnies d'électricité en qualité d'utilisateur final d'uranium et donc normalement de clients sur le marché de l'uranium, investissent elles mêmes dans le secteur de la production d'uranium. Cette création d'une production essentiellement liée pourrait se traduire par une diminution de la concurrence si cela représentait une proportion importante de la production. Ce type d'investissement direct des clients n'était pas rare dans les premiers temps du développement de l'industrie nucléaire commerciale mais l'est devenu ces dernières années où les prix sont restés bas. Toutefois, les compagnies d'électricité pourraient bien investir davantage dans la production d'uranium sur le marché en plein essor des années à venir afin de sécuriser leur approvisionnement en uranium.

### ***Proportion de contrats à long terme***

L'uranium est un produit qui a globalement un seul usage, et donc son marché dépend de la demande des compagnies d'électricité qui sont propriétaires de centrales nucléaires. D'un autre côté, ces compagnies d'électricité ont fait de très gros investissements dans leurs centrales et ont besoin d'un approvisionnement fiable en uranium pour ne pas avoir à interrompre l'exploitation. De ce fait, les deux côtés ont intérêt à établir des relations à long terme. Pour les producteurs, elles conditionnent leurs investissements dans les installations minières et pour les compagnies d'électricité, elles leur garantissent leur approvisionnement en combustible.

On estime en conséquence qu'environ 90 % de l'uranium est vendu dans le cadre de contrats à long terme directement conclus entre les producteurs et les compagnies d'électricité. La durée de ces contrats varie, mais elle est généralement de l'ordre de 5 à 6 ans, souvent avec des aménagements du calendrier de livraison.

Néanmoins, peu de compagnies d'électricité souhaitent avoir une relation exclusive avec un seul producteur. Les grandes compagnies d'électricité recherchent en particulier à avoir un portefeuille diversifié de contrats avec différentes entreprises, dont les installations de production sont dispersées

géographiquement. Il y a un renouvellement suffisant de contrats pour qu'il y ait toujours des clients éventuels prêts à négocier des contrats à long terme avec de nouveaux entrants.

### ***Barrières à l'entrée***

Les barrières à l'entrée sur le marché de l'extraction de l'uranium ne sont pas insurmontables même pour des entreprises qui démarrent. Avec la soudaine montée des prix de l'uranium depuis 2003, l'exploitation des gisements d'uranium dans plusieurs pays dont l'Australie, le Kazakhstan, le Malawi, la Mongolie, la Namibie, l'Afrique du Sud et les États-Unis a suscité un vif intérêt. Il existe un certain nombre de gisements d'uranium connus mais sous-exploités ou abandonnés dans ces pays et dont l'exploitation pourrait être profitable si les conditions du marché s'y prêtent.

La récente hausse des prix a également conduit les investisseurs à s'intéresser à la production de l'uranium. Cela s'est traduit par une intensification de la spéculation sur les entreprises liées à l'uranium dont beaucoup ont peu de chances de mener leurs projets jusqu'au stade de la production. Mais, cela ne veut pas dire que les entreprises qui disposent de droits d'exploitation de gisements attrayants et les compétences minières indispensables soient de plus en plus capables d'attirer les capitaux indispensables pour passer à la production. Au cours des prochaines années, plusieurs nouvelles mines dans les pays que nous avons citées devraient entrer en service. Comme au moins quelques-unes appartiendront à nouvelles entreprises, cela se traduira par une réduction de la concentration du marché.

Les progrès des techniques minières *in situ* d'extraction de l'uranium peuvent également avoir contribué à lever les barrières à l'entrée dans l'industrie de l'uranium. En principe, cette technologie permet d'avoir des installations de production de plus petite taille et dont le coût en capital est plus faible et la durée d'aménagement plus courte de sorte que les petites entreprises minières peuvent plus facilement pénétrer sur le marché.

### ***Coûts de transaction et segmentation du marché***

L'uranium, pour une large part, est produit dans des sites éloignés des installations du cycle du combustible où il doit être amené pour être transformé. Les coûts de transport sont normalement à la charge du producteur, l'uranium étant livré aux clients dans l'usine de conversion. Les principales installations de conversion se trouvent au Canada, en France, en Russie, au Royaume-Uni et aux États-Unis, ce qui signifie qu'une grande partie de l'uranium doit être acheminée vers ces pays. Le client choisira de préférence le lieu de

livraison en fonction de l'endroit où il a l'intention d'enrichir l'uranium. Une compagnie d'électricité européenne qui a conclu un contrat d'enrichissement aux États-Unis préférera que l'uranium soit livré en Amérique du Nord et vice-versa pour éviter des frais de transport supplémentaires entre les étapes de conversion et d'enrichissement. Toutefois, dans certains cas, ce problème peut être réglé si deux compagnies d'électricité, qui détiennent de l'uranium à différents endroits, décident d'échanger cet uranium pour éviter les coûts de transport.

En général, le marché de l'uranium ne se caractérise pas par une segmentation régionale importante du fait des coûts de transport qui ne représentent qu'une très petite fraction des coûts totaux du combustible nucléaire. Néanmoins, le transport des matières nucléaires, outre son coût éventuellement élevé, peut aussi poser des problèmes logistiques et engendrer des retards compte tenu du nombre limité de ports et de compagnies de transport capables et désireuses de prendre en charge des cargaisons nucléaires.

### *Différenciation des produits*

L'uranium est un bien fongible, contraint uniquement de respecter des normes de pureté et de composition isotopiques acceptées au niveau international. De ce fait, aucun problème de différenciation physique des produits ne peut limiter le marché. Cependant, comme nous le signalons dans le paragraphe consacré à l'intérêt général, l'origine de chaque lot d'uranium (normalement le pays où le minerai a été extrait) peut soumettre le propriétaire à certaines contraintes juridiques permanentes régissant son utilisation et sa revente (y compris la manipulation du combustible usé). Si certains clients estiment que ces contraintes sont trop onéreuses, elles seront un facteur de différenciation entre deux lots d'uranium.

### *Équilibre entre capacité et demande*

Comme nous le mentionnons plus haut, la capacité actuelle de production d'uranium est nettement inférieure à la demande (représentée par les besoins des réacteurs). À première vue, cette sous-capacité devrait placer les producteurs en position de force sur le marché. Toutefois, la quantité importante de sources secondaires (essentiellement divers types de stocks) fait que les producteurs ont été confrontés à des prix faibles pendant une longue période qui ne s'est achevée qu'en 2003.

Les récentes hausses de prix ont considérablement stimulé les activités d'aménagement des mines d'uranium et la prospection de gisements, ce qui correspond à un comportement normal du marché. Ces activités devraient aboutir à une augmentation importante de la capacité de production d'uranium

dans les années à venir, en particulier si la demande croît effectivement, à savoir si la construction des réacteurs programmés et en projet commence. Cette augmentation de capacité devrait non seulement découler de l'agrandissement des mines déjà exploitées et de l'ouverture de nouvelles mines mais aussi de l'arrivée sur le marché de nouveaux producteurs.

Même si cette capacité d'extraction supplémentaire se révèle insuffisante et/ou n'est disponible que trop tard pour satisfaire la demande, augmentant par là même l'emprise des producteurs sur le marché, il reste une grande quantité d'uranium déjà extrait sous diverses formes qui pourrait être mise sur le marché (voir l'analyse dans *Parts de marché* ci-dessus). En fait, c'est la disponibilité de ces sources d'approvisionnement qui déterminera l'évolution du marché de l'uranium tout autant que les efforts des producteurs primaires. Étant donné qu'une grande partie de ces stocks sont sous contrôle des États, les politiques de leur gouvernement joueront un rôle très important.

### ***Alliances et coopération entre fournisseurs***

Plusieurs mines d'uranium sont co-exploitées par plusieurs producteurs, y compris plusieurs des plus grandes entreprises du marché. Dans certains cas, la production de la mine est partagée pour des raisons commerciales entre les partenaires conformément aux dispositions de leur accord de partenariat mais dans d'autres, l'un des partenaires peut être chargé de la vente de la totalité de l'uranium produit. Cette situation devrait perdurer étant donné que certains gisements d'uranium au Canada et ailleurs sont aménagés en partenariat ou devraient l'être, parmi lesquels le gisement de Cigar Lake de la province de la Saskatchewan.

### ***Intérêt général***

Comme d'autres parties du cycle du combustible, le commerce international de l'uranium est régi par un réseau complexe d'accords bilatéraux, dont l'objectif principal est d'assurer la non-prolifération. Ces contrats reposent sur le concept juridique de « l'origine » de l'uranium et les obligations associées qui s'appliquent habituellement à la matière indéfiniment, même après sa transformation et/ou irradiation dans une centrale nucléaire. Dans bien des cas, les pays fournisseurs conservent le droit de consentement préalable pour les utilisations futures de l'uranium fourni. Par exemple, le pays fournisseur devra approuver le retraitement du combustible utilisé contenant l'uranium fourni.

En général, ces accords n'entravent pas outre mesure le commerce bien que les clients préfèrent se fournir auprès d'entreprises ayant de moindres exigences. Cependant, l'absence d'accord de ce type entre deux pays peut,

assurément, servir à limiter le commerce de l'uranium. L'absence d'accords jusqu'il y a peu entre les États-Unis et la Russie, par exemple, n'a pas empêché la livraison d'uranium enrichi par la Russie aux États-Unis mais a signifié que cette matière ou toute matière la contenant ou obtenue à partir de celle-ci ne pouvait être ensuite renvoyée en Russie. Après de longues négociations, ces deux pays ont signé un accord bilatéral en mai 2008.

Pour que les contrôles de non-prolifération exercés sur le commerce nucléaire respectent des conditions minimales communes, les principaux fournisseurs coordonnent leurs politiques dans le cadre du Groupe des fournisseurs nucléaires (GFN). Le commerce nucléaire est également soumis au régime multilatéral des garanties instauré par l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) dans le cadre du traité sur la non-prolifération des armes nucléaires (TNP), que pour ainsi dire tous les pays ayant des activités nucléaires ont signé. Toutefois, de nombreux pays exigent que, dans le cadre de leurs accords bilatéraux, des conditions plus sévères s'appliquent aux matières nucléaires qu'ils fournissent.

Aujourd'hui le commerce nucléaire avec l'Inde est généralement interdit, car ce pays n'a pas signé le traité sur la non-prolifération et n'est pas en outre soumis au régime des garanties de l'AIEA. Néanmoins, les États-Unis et l'Inde ont décidé de négocier un accord bilatéral qui impose par ailleurs que l'Inde parvienne à un accord avec l'AIEA et d'autres pays fournisseurs du Groupe des fournisseurs nucléaires afin que le commerce nucléaire puisse exister entre l'Inde et les autres pays. Ce processus est controversé dans les deux pays et doit encore faire du chemin avant que le commerce ne démarre.

### ***Restrictions et obstacles au commerce***

Parallèlement à ces contrôles de non-prolifération, il existe aussi des restrictions au commerce imposées par les États pour d'autres raisons. Il s'agit notamment des mesures destinées à assurer la sécurité d'approvisionnement en préservant la diversité des fournisseurs ainsi que les mesures destinées à protéger les industries nationales. Chacun des deux principaux marchés d'uranium, à savoir les États-Unis et l'Union européenne s'est dotée de restrictions aux importations. Bien que ces restrictions prennent des formes différentes, elles ont pour effet dans les deux cas de limiter les importations d'uranium (et services d'enrichissement) de Russie. Auparavant, les importations du Kazakhstan et d'Ouzbékistan étaient également touchées.

Dans l'Union européenne, tous les contrats d'achat d'uranium des utilisateurs finals (à savoir les compagnies d'électricité nucléaire) doivent être approuvés par l'Agence d'approvisionnement d'Euratom, un organisme attaché

à la Commission européenne, créé en 1960 dans le cadre du traité Euratom. Lorsqu'elle approuve ces contrats, l'Agence tente de préserver ce qu'elle estime être une diversité suffisante des sources d'approvisionnement, afin d'augmenter la sécurité d'approvisionnement. Le principal effet de cette politique ces dernières années a été de limiter les parts de marché de la Russie. Les résultats de l'application de ces mesures sont décrits dans les rapports annuels de l'Agence d'approvisionnement d'Euratom, qui ont montré qu'en 2006 la totalité des fournitures de la Russie (y compris les résidus d'uranium ré-enrichis et une fraction des matières dérivées de l'uranium hautement enrichi provenant des anciens stocks militaires) représentait 26 % du marché de l'Union européenne. En pratique, les importations d'uranium naturel en provenance de Russie ne sont pas limitées à l'heure actuelle dans la mesure où la plupart des matières importables se présentent sous forme d'uranium faiblement enrichi.

Aux États-Unis, les restrictions aux importations d'uranium sont l'aboutissement des actions intentées par les producteurs d'uranium nationaux en vertu de la législation antidumping. Cette législation impose au ministère du Commerce et aux autres organismes gouvernementaux qui régulent le commerce international de déterminer si les producteurs nationaux sont victimes d'une concurrence déloyale et, s'il en est ainsi, de prendre des mesures pour l'éviter. Dans le cas de l'uranium, l'accord suspensif, Suspension Agreement, conclu entre les États-Unis et la Russie qui empêche effectivement l'importation d'uranium russe au-delà d'un certain quota (qui correspond à une fraction de l'uranium livré dans le cadre de l'accord sur l'uranium hautement enrichi, décrit ci-dessus) a mis fin au processus.

En février 2008, un amendement à cet accord suspensif a été adopté, qui définit à partir de 2011 les quotas de fourniture directe aux compagnies d'électricité des États-Unis d'uranium faiblement enrichi (LEU) à savoir d'uranium, de conversion en  $UF_6$  et d'enrichissement. Pendant les trois premières années, durant lesquelles les livraisons d'uranium hautement enrichi se poursuivront, les quotas sont très limités. Cependant, à partir de 2014 jusqu'en 2020, le quota d'uranium faiblement enrichi représentera environ 5 000 tU par an (soit 20 % de la demande des États-Unis). En outre, la Russie sera autorisée à livrer de l'uranium faiblement enrichi destiné à fabriquer les premiers cœurs des nouvelles centrales nucléaires américaines. À partir de 2021, les restrictions devraient être supprimées.

#### **4.2. Services de conversion en $UF_6$**

La concurrence dans le secteur de la conversion en  $UF_6$  est limitée étant donné que les grands opérateurs dans ce secteur ne sont que quatre dans le monde. Toutefois, une grande partie de l'approvisionnement en uranium qui

provenait ces dernières années de sources secondaires, y compris du démantèlement des armes, était sous forme d'UF<sub>6</sub>, qui venait se substituer aux services de conversion et à l'uranium neuf. De ce fait, le secteur de la conversion, à l'instar de l'industrie de l'extraction d'uranium, a traversé une longue période où la demande marquée par une demande atone et des prix à l'étiage.

### *Parts de marché*

Il existe deux grandes usines de conversion en Amérique du Nord et deux en Europe de l'Ouest. La Russie dispose également d'une forte capacité de conversion, et une petite usine fonctionne en Chine pour alimenter l'usine d'enrichissement nationale. La plus grosse entreprise dans le domaine de la conversion est Cameco qui possède sa propre usine au Canada et qui contrôle la mise sur le marché de la production d'une autre usine au Royaume-Uni (qui appartient au Royaume-Uni par l'intermédiaire de la Nuclear Decommissioning Authority, NDA). La filiale Comurhex d'AREVA exploite une grande usine en France tandis qu'une usine américaine est exploitée par ConverDyn (détenue par Honeywell et General Atomics).

Comme nous l'avons vu pour l'uranium, dans le cadre de l'accord conclu par les États-Unis et la Russie, de l'UF<sub>6</sub> faiblement enrichi provenant de l'uranium hautement enrichi est actuellement livré aux États-Unis. Dans l'UF<sub>6</sub>, il y a une composante conversion ainsi que des composantes uranium et enrichissement, activités dont des parts (ainsi que l'extraction de l'uranium) sont sous le contrôle de Cameco, AREVA, NUKEM et Atomenergoprom. Si l'on prend en compte les capacités actuelles des usines de conversion et l'uranium hautement enrichi, l'offre s'élève, en 2007, aux chiffres donnés dans le tableau 7. Il en ressort que l'indice HHI pour le marché mondial de la conversion en UF<sub>6</sub> est de 2 286, soit au-dessus du niveau de 1 800 qui indique une certaine surconcentration sur le marché.

Plusieurs faits nouveaux auront un impact sur le marché de la conversion dans les années à venir. Comme nous l'avons noté dans la section 4.1 sur la fourniture d'uranium, l'accord entre les États-Unis et la Russie sur la livraison d'uranium hautement enrichi prendra fin en 2013, et il est peu probable que cette source continue d'approvisionner le marché international. Bien que l'uranium hautement enrichi puisse être utilisé pour satisfaire une partie des besoins de conversion du marché intérieur russe (ainsi que ses besoins en uranium et en services d'enrichissement), cela entraînera une réduction notable de l'offre sur le marché international.

AREVA a annoncé son intention de lancer un programme d'envergure dans le but de remplacer les usines actuelles par de nouvelles installations sur les mêmes sites en France. Ce programme devrait commencer en 2009 et s'achever en 2012. La capacité des nouvelles installations à cette date devrait être légèrement supérieure à celle des installations actuelles (qui seront démantelées). Si les conditions du marché sont satisfaisantes, AREVA prévoit d'amener la capacité après 2012 à 21 000 tonnes par an. ConverDyn a récemment porté la capacité de production de son usine à 15 000 tonnes par an en envisageant de parvenir à 18 000 tonnes vers 2012 à condition que le marché le justifie.

**Tableau 7. Fournisseurs de services de conversion en UF<sub>6</sub>, capacité de production estimée en 2007, y compris l'uranium hautement enrichi (tonnes U) et parts de marché mondial**

Entreprise	Capacité	Part (%)	HHI
Cameco	20 200	27.5	756
Atomenergoprom	17 700	24.1	581
AREVA	16 700	22.7	515
ConverDyn	15 000	20.4	416
China National Nuclear Corporation (CNNC)	3 000	4.1	17
NUKEM	900	1.2	1
<b>Total</b>	<b>73 500</b>	<b>100.0</b>	<b>2 286</b>

Source : World Nuclear Association.

L'accord conclu par Cameco avec NDA au Royaume-Uni pour commercialiser la production de l'usine de conversion de cette dernière dont la capacité de production avoisine 5 000 tonnes devrait expirer en 2016. Néanmoins, l'usine est relativement nouvelle, et, si cette formule continue d'être avantageuse pour les deux parties, elle pourrait être renouvelée ou, sinon, la NDA trouvera une autre solution pour continuer de faire fonctionner son usine. Dans l'intervalle, la capacité de conversion de la Chine devrait progresser parallèlement à celle de l'usine d'enrichissement national.

Éventuellement, Kazatomprom, qui souhaite développer ses opérations sur le combustible nucléaire parallèlement à l'essor rapide de sa production d'uranium, pourrait entrer sur le marché. L'entreprise a signé un accord avec Cameco qui pourrait aboutir à la construction d'une nouvelle usine au Kazakhstan faisant appel à la technologie Cameco. Les deux entreprises

réaliseront une étude de faisabilité comme première étape d'un éventuel partenariat. L'usine sera utilisée pour convertir de l'uranium produit au Kazakhstan, sachant que l'UF<sub>6</sub> sera probablement enrichi ensuite en Russie. Cependant, cette coentreprise pourrait placer jusqu'à 49 % de sa capacité de production sous contrôle de Cameco, l'un des principaux producteurs actuels.

**Tableau 8. Fournisseurs de services de conversion en UF<sub>6</sub>, capacités prévues en 2015 (tonnes U) et parts du marché mondial**

<b>Entreprise</b>	<b>Capacité</b>	<b>Part (%)</b>	<b>HHI</b>
AREVA	21 000	28.0	784
ConverDyn	18 000	24.0	576
Cameco	17 500	23.3	543
Atomenergoprom	15 000	20.0	400
China National Nuclear Corp. (CNNC)	3 500	4.7	22
<b>Total</b>	<b>75 000</b>	<b>100.0</b>	<b>2 325</b>

*Sources* : World Nuclear Association et informations communiquées par les sociétés.

Compte tenu de ces évolutions possibles, les chiffres du tableau 8 donnent les parts prévues de la capacité de conversion en UF<sub>6</sub> d'ici 2015. Sachant que les grandes entreprises de conversion semblent devoir rester au nombre de quatre, en dépit de quelques modifications de leur part respective du marché, l'indice HHI devrait rester à son niveau actuel de 2 300 environ.

### *Degré d'intégration verticale*

Parmi les principaux opérateurs sur le marché de la conversion, AREVA et Atomenergoprom sont des entreprises verticalement intégrées aux nombreuses activités dans le cycle du combustible nucléaire, voire au-delà. Cameco est une grande entreprise d'extraction d'uranium qui possède des intérêts dans la production nucléaire également. ConverDyn est une entreprise spécialisée dans la conversion, qui est détenue par Honeywell, entreprise d'ingénierie diversifiée, et General Atomics dont les activités principales sont la recherche et le développement, notamment dans le secteur nucléaire.

En dépit d'une certaine intégration verticale, la conversion est normalement facturée en tant que service séparé plutôt que d'être intégrée à d'autres étapes du cycle du combustible. Bien qu'il arrive que des utilisateurs finals du combustible nucléaire achètent de l'UF<sub>6</sub> auprès d'un seul fournisseur

qui leur fait une offre globale (plutôt que d'acheter l'uranium et le service de conversion séparément), les deux composantes sont normalement toujours facturées séparément.

La principale exception à cette règle est la vente d'UF<sub>6</sub> enrichi par Atomenergoprom (à savoir, un forfait global pour l'uranium, la conversion et l'enrichissement) dans lequel le prix de chacune des composantes n'est pas mentionné séparément. En fait, pour des raisons techniques, une partie limitée de la capacité de conversion d'Atomenergoprom seulement peut être utilisée pour fournir un service de conversion séparément.

### ***Proportion de contrats à long terme***

Les services de conversion enUF<sub>6</sub> peuvent être négociés sur le marché spot où la transaction s'opère habituellement sous forme d'un achat d'UF<sub>6</sub> (à savoir uranium et conversion ensemble mais facturés séparément). Il est également possible d'acheter uniquement le service de conversion au moyen d'un swap d'uranium non converti destiné à la fabrication d'UF<sub>6</sub>. Toutefois, la majeure partie des services de conversion est directement assurée par les exploitants d'usines de conversion dans le cadre de contrats à long terme conclus avec les exploitants des centrales nucléaires.

### ***Barrières à l'entrée***

La conversion fait appel à une technologie chimique relativement simple, et il n'y aurait pas d'obstacles techniques ou réglementaires insurmontables qui pourraient empêcher la construction de nouvelles usines de conversion par des entreprises suffisamment qualifiées, si cette construction était commercialement intéressante. Toutefois, l'expérience acquise par les opérateurs en place, et notamment les améliorations opérationnelles et technologiques réalisées au fil des ans leur donneraient certainement un avantage.

D'autres facteurs favorisent les opérateurs historiques. Une fois l'usine construite, elle peut fonctionner pendant de nombreuses années, ce qui signifie que les usines installées ont un faible coût en capital. En outre, les sites de conversion existants sont connus comme lieu de livraison de l'uranium et sont aussi des sites importants d'entreposage de concentrés d'uranium et d'UF<sub>6</sub>. En tant que telles les usines de conversion sont habituellement les sites où les transactions sur l'uranium se font, les entreprises de conversion tenant les livres comptables lorsque l'uranium est acheté et vendu. Il pourrait être difficile pour une nouvelle usine de conversion implantée sur un nouveau site de pénétrer sur ce marché bien établi en particulier quand on sait que le coût de conversion ne représente qu'une faible part des coûts totaux du combustible nucléaire.

Compte tenu de l'augmentation de la demande de combustible nucléaire et du vieillissement des usines de conversion, de nouvelles usines devront être construites pour faire face à la demande et remplacer les anciennes. Néanmoins, d'après les projets actuels, cette nouvelle capacité devrait être mise en place par les opérateurs existants plutôt que par de nouveaux arrivants. De toute évidence, il sera en fait plus facile et plus économique d'agrandir les installations existantes que d'en construire de nouvelles. Cependant, de nouveaux acteurs comme Kazatomprom (comme nous l'avons signalé plus haut) devraient pénétrer sur le marché.

### *Coûts de transaction et segmentation du marché*

Dans une certaine mesure, le marché de la conversion est divisé en un secteur européen et un secteur nord-américain. Cela s'explique par le fait que les coûts logistiques et administratifs sont généralement réduits lorsque la conversion et l'enrichissement sont réalisés sur le même continent. Étant donné que l'enrichissement est de loin le service le plus coûteux, le choix du continent sur lequel se fera la conversion sera probablement toujours déterminé par celui où sera réalisé l'enrichissement.

Une compagnie d'électricité qui détient des services de conversion en UF<sub>6</sub> sur le « mauvais continent » pour ses contrats d'enrichissement pourra échanger les matières avec une autre compagnie d'électricité se trouvant dans la situation inverse. Toutefois, comme les capacités de conversion et d'enrichissement ne sont pas identiques dans les deux continents (la capacité d'enrichissement est plus importante en Europe alors que la capacité de conversion l'est en Amérique du Nord), il y a un flux net de l'UF<sub>6</sub> non enrichi de l'Amérique du Nord en Europe. Le coût additionnel qu'entraîne l'envoi de l'UF<sub>6</sub> pourrait donner un avantage commercial aux installations de conversion européennes, comme en témoigne une certaine différence des prix déclarés entre les deux continents.

Bien qu'Atomenergoprom dispose d'une grosse capacité de conversion, dans la pratique, seulement une petite partie de celle-ci peut être utilisée pour fournir uniquement des services de conversion sur le marché international. Les normes d'impuretés différentes pour l'U<sub>3</sub>O<sub>8</sub> utilisé comme matière première, l'éloignement des sites de conversion russes, qui peuvent être à l'origine de difficultés logistiques et d'un surcoût de transport et leur capacité limitée de manipulation des conteneurs de transport d'UF<sub>6</sub> aux normes internationales en sont quelques unes des causes. Atomenergoprom fournit habituellement de l'UF<sub>6</sub> enrichi plutôt que de fournir la conversion en tant que service séparé.

L'usine de conversion chinoise fournit la matière destinée à alimenter l'usine d'enrichissement située en Chine et n'est pas présente sur le marché international.

### ***Différenciation des produits***

La conversion du concentré d'uranium en hexafluorure d'uranium naturel (non enrichi) est une étape indispensable pour toutes les centrales nucléaires qui utilisent du combustible à base d'uranium enrichi. À l'instar du concentré d'uranium, l' $UF_6$  est une matière première pour laquelle il n'y a pas de différenciation entre les produits. Seules quelques centrales nucléaires qui n'utilisent pas de l'uranium enrichi peuvent se passer de cette étape.

### ***Équilibre entre capacité et demande***

La demande mondiale de services de conversion en  $UF_6$  en 2007 est estimée à environ 61 000 tonnes. Comme on peut le voir sur le tableau 7, ce volume est nettement inférieur à la capacité disponible. Néanmoins, toutes les usines ne peuvent pas fonctionner à pleine capacité en permanence. Ces dernières années, des incidents qui se sont produits dans deux grosses usines de conversion ont contraint à les fermer pendant de longues périodes, perturbant quelque peu l'approvisionnement et obligeant à avoir recours au stock pour faire face à la demande.

La demande de services de conversion devrait augmenter dans les années à venir à mesure que la puissance nucléaire installée croîtra, et devrait, selon les prévisions, dépasser largement 70 000 tonnes d'ici 2015. Comme le montre le tableau 8, des projets sont déjà prévus pour porter la capacité à au moins 75 000 tonnes à cette date. Des ajouts à cette capacité sont possibles si le marché continue vraiment à se développer et que les constructions de nouvelles centrales nucléaires se multiplient. Vraisemblablement, le surplus de capacité proviendra essentiellement, si ce n'est totalement, de l'agrandissement des installations de conversion existantes. Il est probable qu'au moment voulu, on disposera d'une capacité suffisante. D'un autre côté, un retour à la surcapacité des dernières années est peu probable.

### ***Alliances et coopération entre fournisseurs***

Comme nous l'avons déjà souligné, l'usine de conversion du Royaume-Uni qui était auparavant exploitée indépendamment par British Nuclear Fuels est entrée dans le giron de NDA qui a conclu avec Cameco un accord décennal de commercialisation de la production de l'usine par ce dernier. Cet accord a eu pour effet pratique d'éliminer un concurrent sur le marché de la conversion.

Toutes les autres entreprises de conversion fonctionnent indépendamment. Cameco a toutefois récemment signé un accord avec Kazatomprom qui pourrait aboutir éventuellement à la construction d'une nouvelle usine au Kazakhstan dans le cadre d'un partenariat.

### ***Intérêt général***

L'UF<sub>6</sub> non enrichi est une matière dangereuse dont l'entreposage et le transport sont soumis à des mesures de sécurité. Le processus de conversion soulève principalement des problèmes de sécurité chimique, bien que des précautions doivent être prises pour éviter les accidents de criticité. Comme le concentré d'uranium, l'UF<sub>6</sub> non enrichi présente un faible risque radiologique. En général, il est soumis au même contrôle de non-prolifération que l'uranium non converti.

### ***Restrictions et obstacles au commerce***

Peu de restrictions au commerce frappent les services de conversion en particulier ; mais, comme le service de conversion est lié à la fourniture d'uranium, les restrictions qui s'appliquent à l'uranium peuvent se répercuter sur le commerce des services de conversion. Par exemple, l'exclusion de l'uranium russe de certains marchés (examinée dans la section 4.1) a également pour effet dans la pratique d'exclure les services de conversion russe.

Cependant, comme on le souligne dans la section 4.1, les États-Unis et la Russie ont défini, en février 2008, des quotas de fourniture directe, à compter de 2011, aux compagnies d'électricité américaines par la Russie d'uranium faiblement enrichi (LEU), à savoir d'uranium, de conversion d'UF<sub>6</sub> et d'enrichissement. Jusqu'en 2013, tant que l'uranium hautement enrichi continuera d'être livré, les quotas resteront très limités. Mais de 2014 à 2020, le quota d'uranium faiblement enrichi s'élèvera à environ 5 000 tU par an (environ 20 % de la demande des États-Unis), auxquelles viendront s'ajouter des quantités supplémentaires pour les premiers cœurs des nouvelles centrales nucléaires américaines. La Russie continuera donc de jouer un rôle important, quoique limité, dans l'approvisionnement des États-Unis en produits convertis, une fois que les livraisons prévues en vertu de l'accord sur l'uranium hautement enrichi cesseront en 2013.

### **4.3. Services d'enrichissement de l'uranium**

L'enrichissement de l'uranium est une technologie sensible et stratégique que seules un petit nombre d'entreprises réalisent dans un petit nombre de pays. Ces entreprises sont presque toutes soit publiques ou sont nées dans le cadre de programmes gouvernementaux, et l'utilisation de la technologie est soigneusement contrôlée pour des raisons de sécurité nationale et de non-prolifération.

Il en résulte une forte présence de l'État dans le secteur de l'enrichissement commercial et un nombre de sociétés concurrentes relativement faible.

### *Parts de marché*

En fait, quatre grands groupes dans le monde fournissent actuellement des services d'enrichissement sur le marché international : AREVA, contrôlé par l'État français, Atomenergoprom, détenu par l'État russe et qui contrôle les quatre usines d'enrichissement en Russie ; Urenco, consortium anglo-germano-néerlandais avec des capitaux publics et privés qui possède des usines opérant dans chacun de ces trois pays et l'US Enrichment Corporation (USEC), une entreprise privée née de la privatisation des opérations d'enrichissement du ministère de l'Énergie des États-Unis.

En outre, il existe de plus petits producteurs desservant les marchés nationaux en Chine, sous contrôle de la société publique China National Nuclear Corporation (CNNC), et au Japon, exploitée par Japan Nuclear Fuel Ltd (JNFL). Dans d'autres pays, comme le Brésil ou l'Afrique du Sud, un petit nombre d'organismes d'État ont mis au point des technologies d'enrichissement essentiellement pour des raisons stratégiques et d'autosuffisance. Toutefois, il s'agit d'opérations à l'échelle du pilote avec peu ou pas de répercussions sur le marché commercial.

Différentes technologies peuvent être utilisées pour enrichir l'uranium, les deux principales étant la diffusion gazeuse et l'ultracentrifugation. La diffusion gazeuse est la plus ancienne de ces technologies et présente l'inconvénient de nécessiter beaucoup d'énergie électrique de sorte que son coût est beaucoup plus élevé. D'un autre côté, les installations de diffusion ont le mérite d'être plus souples dans la mesure où leur production peut être augmentée ou réduite pour s'aligner sur la demande alors que les centrifugeuses de pointe doivent fonctionner en continu. Les installations de centrifugation sont de conception modulaire, la capacité étant accrue progressivement dans le temps pour s'adapter à la demande en ajoutant de nouvelles cascades de centrifugeuses. L'investissement au départ est très lourd, mais, en revanche, l'exploitation est peu coûteuse.

Il ne reste plus que deux usines de diffusion en service, l'une en France (exploitée par AREVA) et l'autre aux États-Unis (exploitée par USEC), d'une capacité nominale unitaire d'environ 10 millions d'UTS. Des projets sont actuellement mis au point pour remplacer ces usines par des usines d'ultracentrifugation dans les années à venir, ce qui transformera sensiblement le marché de l'enrichissement dans les dix années à venir et au-delà. Les autres opérateurs utilisent déjà uniquement des centrifugeuses.

À l'heure actuelle, il existe une surcapacité mondiale importante dans le secteur de l'enrichissement mondial, principalement due à l'énorme capacité disponible en Russie (héritage de la guerre froide). Cette surcapacité est aggravée par la disponibilité sur les marchés commerciaux d'uranium faiblement enrichi provenant de l'uranium hautement enrichi russe d'origine militaire, qui est livré aux États-Unis dans le cadre d'un accord intergouvernemental (voir dans les sections 4.1 et 4.2, ses incidences sur les marchés de conversion de l'uranium en l'UF<sub>6</sub>). Cet accord donne le contrôle à l'USEC de la fourniture de services d'enrichissement complémentaire représentant 5.5 millions d'UTS par an. Néanmoins, ces livraisons devraient cesser en 2013, ce qui contribuera à modifier sensiblement le marché international de l'enrichissement à partir de cette date.

Le tableau 9 résume la situation actuelle en ce qui concerne la capacité disponible, le stock d'uranium hautement enrichi étant ajouté à la capacité de l'USEC. Ces chiffres sont à mettre en parallèle avec la demande annuelle mondiale d'enrichissement, qui est estimée à environ 45 millions d'UTS. Cependant, cette simple analyse ne fait pas justice aux réalités du marché, en particulier les restrictions qui limitent, en fait, l'accès d'Atomenergoprom à une part importante du marché général (dont on trouvera une analyse ci-dessous). Il en résulte qu'une large part de la capacité d'Atomenergoprom est consacrée au ré-enrichissement des résidus des opérations antérieures d'enrichissement (comme nous l'avons souligné ci-dessus, il s'agit d'une source d'approvisionnement complémentaire en uranium). Cela représente en gros une capacité de 8 millions d'UTS par an à l'heure actuelle, qui, en fait, n'est pas disponible sur le marché.

**Tableau 9. Principales entreprises d'enrichissement, leur capacité approximative en 2007, dont l'UHE sous contrôle de l'USEC (milliers d'UTS), et parts en pourcentage**

<b>Entreprise</b>	<b>Capacité</b>	<b>Part (%)</b>	<b>HHI</b>
Atomenergoprom	22 500	38.5	1 479
US Enrichment Corporation (USEC)	15 500	26.5	702
AREVA	10 000	17.1	292
Urenco	8 500	14.5	211
Japan Nuclear Fuel Ltd (JNFL)	1 000	1.7	3
China National Nuclear Corp. (CNNC)	1 000	1.7	3
<b>Total</b>	<b>58 500</b>	<b>100.0</b>	<b>2 690</b>

Source : World Nuclear Association.

L'écart qui subsiste entre la capacité et la demande s'explique vraisemblablement par le fait que les usines de diffusion ne fonctionnent pas à pleine capacité. Comme nous l'avons déjà souligné, leurs coûts de fonctionnement sont beaucoup plus élevés que celui des usines de centrifugation et elles peuvent aisément être exploitées en-dessous de leurs capacités. En particulier, il est probable que la fourniture d'uranium hautement enrichi par la Russie à l'USEC s'est substituée à une partie de la production de l'usine de diffusion américaine. On sait que le coût pour l'USEC de l'enrichissement à partir d'uranium hautement enrichi est inférieur au coût unitaire d'exploitation de son usine de diffusion (les dépenses d'électricité de l'usine ayant récemment énormément augmenté au moment où les contrats de fourniture à long terme sont venus à expiration). Si l'on part de l'hypothèse simple que l'usine de diffusion américaine fonctionne à la moitié de sa capacité, on obtient les parts approximatives du marché figurant dans le tableau 10. On observe que l'indice HHI qui est de 2 690 si l'on se réfère aux capacités tombe à 2 389 lorsqu'on tient compte de ces hypothèses pour calculer les parts approximatives de marché.

**Tableau 10. Principales entreprises d'enrichissement avec leurs parts approximatives de marché en 2007 (milliers d'UTS) et leurs parts en pourcentage**

<b>Entreprise</b>	<b>Part de marché</b>	<b>Part (%)</b>	<b>HHI</b>
Atomenergoprom	14 500	31.5	994
US Enrichment Corporation (USEC)	11 000	23.9	572
AREVA	10 000	21.7	473
Urenco	8 500	18.5	341
Japan Nuclear Fuel Ltd (JNFL)	1 000	2.2	5
China National Nuclear Corp. (CNNC)	1 000	2.2	5
<b>Total</b>	<b>46 000</b>	<b>100.0</b>	<b>2 389</b>

Il convient également de rappeler ici que la capacité d'enrichissement peut dans une certaine mesure être utilisée pour produire des quantités supplémentaires d'uranium, en faisant fonctionner les usines d'enrichissement pour obtenir des résidus avec une teneur inférieure en  $^{235}\text{U}$ . Cela signifie que les compagnies d'électricité peuvent réduire leur demande d'uranium de 10 % au plus, à condition qu'elles aient accès à une capacité d'enrichissement suffisante pour un prix qui rend la décision rentable (à savoir à condition qu'il soit moins coûteux d'acheter plus d'enrichissement que d'acheter davantage d'uranium. En outre, tant qu'ils ont une capacité excédentaire, les opérateurs des usines d'enrichissement peuvent faire fonctionner leurs usines avec une moindre

teneur en résidus que celle précisée dans les contrats avec les compagnies d'électricité, produisant ainsi plus d'uranium (qu'elles peuvent ensuite écouler sur le marché). Cette solution a toutes les chances d'être une option attrayante pour les opérateurs d'usines d'enrichissement dans la mesure où leurs coûts marginaux de production seront normalement inférieurs aux prix payés par les compagnies d'électricité pour les services d'enrichissement.

Plusieurs évolutions importantes sont intervenues sur le marché de l'enrichissement, qui risque de modifier la situation dans les dix ans à venir et au-delà. Comme nous l'avons noté ci-dessus, les deux usines de diffusion devraient être remplacées par des usines de centrifugation. Toutefois, une fois que celles-ci entreront en service, il faudra attendre plusieurs années pour qu'elles puissent remplacer complètement la production importante de ces usines de diffusion. Les deux entreprises concernées, à savoir AREVA et USEC, devraient à priori prévoir une période de transition durant laquelle les usines de diffusion seront utilisées à capacité réduite tandis que la capacité de l'usine de centrifugation augmentera. Néanmoins, la fin des livraisons d'uranium hautement enrichi par la Russie en 2013 pourrait contraindre USEC à augmenter la production de son usine de diffusion à cette époque, s'il ne dispose pas d'une autre capacité pour la remplacer. En outre, même si la nouvelle usine d'AREVA est équipée de centrifugeuses de conception Urenco qui ont fait leurs preuves, l'USEC met au point une nouvelle conception de centrifugeuse qui implique inévitablement de plus grands risques de retard.

Entre temps, Urenco a commencé à construire une usine de centrifugation aux États-Unis qui concurrencera celle d'USEC. Cette usine devrait entrer en service en 2009 et augmenter progressivement sa capacité de production dans les années qui suivront. Urenco prévoit également d'augmenter progressivement la capacité de ses trois usines européennes. AREVA projette aussi de construire une usine de centrifugation aux États-Unis. On en est encore au stade du choix du site et des plans mais l'objectif est de lancer la production en 2014 et d'augmenter progressivement la capacité après cette date.

On pense par ailleurs qu'Atomenergoprom augmente progressivement sa capacité d'enrichissement, en répartissant l'effort entre les quatre sites dont elle dispose en Russie, grâce à l'introduction de nouvelles centrifugeuses plus efficaces. En Chine, CNNC met en place son usine d'enrichissement en collaboration avec Atomenergoprom et pourrait accroître sa capacité pour satisfaire la plus grande partie, voire même la totalité de ses besoins nationaux grandissants. JNFL s'efforce de porter la capacité de son usine à 1.5 million d'UTS par an et pourrait même l'augmenter encore pour conserver sa part de marché national japonais, à condition de réussir à mettre au point des centrifugeuses bénéficiant d'un meilleur rendement.

Une autre évolution importante pourrait être l'entrée sur le marché de General Electric, une grande société américaine diversifiée aux nombreuses activités nucléaires, dont la construction de centrales nucléaires et la fabrication du combustible nucléaire. GE a acquis les droits d'une nouvelle technologie d'enrichissement du nom de Silex, qui a été mise au point en Australie et fait appel à l'excitation laser pour séparer les isotopes d'uranium. Ce processus offre à priori des avantages techniques et pourrait concurrencer la centrifugation, mais il doit encore faire l'objet d'une démonstration à l'échelle commerciale. Cependant, GE a annoncé un programme ambitieux de développement et de déploiement de cette technique. La société s'est fixé pour objectif d'avoir une installation commerciale en service en 2010-2012 ; il faudra très vraisemblablement plus de temps pour parvenir à une capacité importante.

**Tableau 11. Principales entreprises d'enrichissement avec leurs capacités prévues en 2015 (milliers d'UTS) et leurs parts de marché**

Entreprise	Capacité	Part (%)	HHI
Atomenergoprom	20 500	32.3	1 042
Urenco	17 500	27.6	760
AREVA	10 000	15.7	248
US Enrichment Corporation (USEC)	8 000	12.6	159
China National Nuclear Corp. (CNNC)	3 500	5.5	30
General Electric (GE) Energy	2 500	3.9	16
Japan Nuclear Fuel Ltd. (JNFL)	1 500	2.4	6
<b>Total</b>	<b>63 500</b>	<b>100.0</b>	<b>2 260</b>

Sources : World Nuclear Association et informations communiquées par les sociétés.

Les perspectives d'une nouvelle expansion de l'énergie nucléaire en Europe, aux États-Unis et ailleurs, avec la poursuite de son développement en Chine et dans d'autres pays d'Asie se traduiront par une forte croissance de la demande d'enrichissement dans les années à venir. Les estimations de l'industrie révèlent que la demande pourrait atteindre 50 millions d'UTS d'ici 2010, pour dépasser 60 millions d'UTS en 2015. Même si une partie de la demande nationale aux États-Unis et en Russie peut continuer d'être satisfaite par de l'uranium hautement enrichi après 2013, il semble que la demande nette de services d'enrichissement devrait progresser sensiblement.

En tenant compte de tous ces facteurs, il est possible d'établir un scénario décrivant l'évolution possible de l'offre d'enrichissement jusqu'en 2015 (voir tableau 11). On part de l'hypothèse que les usines de diffusion joueront un rôle de plus en plus faible à mesure qu'elles seront remplacées par les usines de

centrifugation. Selon les hypothèses, les usines de centrifugation fonctionneront à pleine capacité. On assistera, en outre, à une augmentation progressive de leur capacité en parallèle avec la demande. À mesure que les usines de diffusion fermeront, on devrait assister à une concordance plus étroite de la capacité et de la demande, puisque la plupart des unités de centrifugation ne seront construites que pour satisfaire une demande ferme. De ce fait, la part de la capacité d'Atomenergoprom utilisée pour ré-enrichir les résidus devrait baisser à mesure qu'une partie plus grande de sa capacité sera utilisée pour faire face à la croissance de la demande mondiale.

D'après ces prévisions, il semble qu'Urenco qui a pris une longueur d'avance en développant une capacité de centrifugation sur quatre sites, supplantera les deux autres grands fournisseurs non russes qui réduisent progressivement la production de leurs usines de diffusion pour construire leur propre capacité de centrifugation. Toutefois, même si les positions occupées par les principaux opérateurs dans ce secteur peuvent changer, le niveau général de la concentration du marché représenté par l'indice HHI restera plus ou moins le même.

### ***Degré d'intégration verticale***

Sur les quatre principales sociétés d'enrichissement dans le monde, Urenco et USEC sont des entreprises spécialisées qui n'ont aucun autre intérêt dans l'industrie nucléaire (ou ailleurs) tandis qu'AREVA et Atomenergoprom sont verticalement intégrées, puisqu'elles interviennent à tous les stades du cycle du combustible nucléaire et dans la construction des centrales nucléaires. Atomenergoprom, en particulier, est propriétaire et exploite des centrales nucléaires en Russie, et sa position dominante sur le marché de la fourniture de combustible pour centrales de conception russe dans d'autres pays lui permet de proposer en même temps de l'uranium, des services de conversion en UF<sub>6</sub> et d'enrichissement.

Si GE entre sur le marché de l'enrichissement, cela se traduira également par un renforcement de son intégration verticale, étant donné que cette société est déjà un important constructeur de centrales nucléaires et un fournisseur de services de fabrication de combustible et d'ingénierie nucléaires.

### ***Proportion de contrats à long terme***

Bien qu'il existe un marché spot pour l'enrichissement, la nature de l'industrie veut que la plus grande partie de la fourniture se fasse sous contrat à long terme, d'une durée d'au moins cinq ans. Le passage à l'enrichissement par centrifugation risque de renforcer cette tendance, des capitaux étant investis

dans l'augmentation de capacité afin de pouvoir honorer les engagements de livraison contractuels. En d'autres termes, la capacité de centrifugation ne sera construite qu'une fois les contrats signés.

### ***Barrières à l'entrée***

La principale barrière à l'entrée sur le marché de l'enrichissement est la nécessité de posséder la technologie idoine. La technologie d'enrichissement est extrêmement sensible et stratégique et de ce fait est étroitement contrôlée et supervisée par les gouvernements même si elle est utilisée par des entreprises du secteur privé. En outre, la diffusion de cette technologie sensible à des pays qui ne la possèdent pas encore est soumise au contrôle de l'AIEA et d'autres organisations multilatérales. Même si le transfert de la technologie est possible entre des pays dans certains cas limités, les pays qui la possèdent ne souhaitent pas qu'elle soit diffusée plus largement.

Toutefois, de nouvelles sociétés peuvent entrer sur le marché dans certains cas. Comme nous l'avons signalé plus haut, GE aux États-Unis a annoncé son intention d'entrer sur le marché de l'enrichissement avec une nouvelle technique au laser, qui a été mise au point pour l'essentiel, en Australie. Néanmoins, peu d'entreprises sont susceptibles de faire aussi bien. GE est un très grand groupe qui détient déjà de multiples intérêts dans l'industrie nucléaire, qui a le capital voulu pour investir dans une telle entreprise et jouit d'une confiance suffisante du gouvernement américain pour se lancer dans les opérations d'enrichissement (qui sont des activités couvertes par le secret-défense pour des raisons de sécurité nationale).

Une autre solution pour pénétrer sur le marché consiste à partager la technologie avec ses détenteurs ou de travailler sous licence. Par exemple, Urenco a formé une entreprise commune avec AREVA pour partager sa technologie de centrifugation qui sera utilisée dans la nouvelle centrale d'AREVA, actuellement en construction. Bien qu'AREVA soit déjà présente sur le marché, cet accord lui permettra de remplacer son usine de diffusion vieillissante et ainsi de rester un producteur important d'uranium enrichi. Atomenergoprom et CNNC coopèrent à la création d'une capacité d'enrichissement en Chine avec, pense-t-on, un transfert de la technologie russe à CNNC.

Ainsi, dans certaines circonstances, sous réserve d'une approbation ou d'orientations des pouvoirs politiques, les détenteurs d'une technologie peuvent la partager avec de nouveaux entrants de quelques pays alliés proches. Par exemple, l'Australie, le Canada et l'Afrique du Sud ont, à plusieurs reprises, évoqué l'éventualité d'une entrée sur le marché de l'enrichissement. En principe, ce type d'arrangement peut comporter la fourniture d'équipements de

centrifugation sans un transfert complet de la technologique aux pays bénéficiaires. Ce partage de technologies peut également intervenir dans le cadre d'un dispositif multilatéral de fourniture garantie de combustibles, qui examiné de manière plus approfondie dans la section 7.

Comme nous l'avons noté ci-dessus, un petit nombre d'autres pays possèdent aussi la technologie de l'enrichissement, dont un ou deux sont en mesure de créer une capacité commerciale indépendante des enrichisseurs existants. Cependant, ces technologies sont beaucoup moins développées que les technologies actuellement déployées à l'échelle industrielle, et il faudrait investir d'importants capitaux pour mettre en service des installations à l'échelle commerciale.

### *Coûts de transaction et segmentation du marché*

Conformément à ce qui est indiqué dans la section 4.2 consacrée aux services de conversion en UF<sub>6</sub>, les compagnies d'électricité chercheront souvent à faire concorder les quantités d'uranium dont elles disposent dans leurs usines de conversion avec les contrats qu'elles ont conclus pour l'enrichir dans des usines situées sur le même continent (par exemple, en Europe ou en Amérique du Nord). Ce choix est dicté par la volonté de faire des économies sur le transport et d'autres coûts, ce qui est possible lorsque la conversion et l'enrichissement s'effectuent sur le même continent plutôt que des deux côtés de l'Atlantique.

Dans une certaine mesure, les compagnies d'électricité peuvent, en cas de disparité, échanger l'UF<sub>6</sub> qu'elles détiennent (par exemple une compagnie d'électricité possédant de l'UF<sub>6</sub> en Amérique du Nord et qui veut l'enrichir en Europe pourrait l'échanger avec une autre compagnie d'électricité dans la situation inverse). Toutefois, comme les capacités de conversion et d'enrichissement ne se correspondent pas, l'Europe ayant une capacité d'enrichissement excédentaire et l'Amérique du Nord une capacité de conversion excédentaire, il est inévitable de faire transporter une partie de l'uranium en bateau sur l'atlantique entre les sites de conversion et d'enrichissement. Les répercussions se feront probablement plus sentir sur le marché de la conversion mais, en principe, cela devrait favoriser à la marge les usines d'enrichissement aux États-Unis.

### *Différenciation des produits*

Même si les techniques utilisées pour enrichir l'UF<sub>6</sub> sont différentes, le produit final est le même. Chaque conteneur d'UF<sub>6</sub> est préparé au niveau d'enrichissement demandé par le client, souvent à l'une des teneurs standard qui

se situent entre 3.5 % et 5 % de  $^{235}\text{U}$ . À condition que le produit final respecte les normes internationales de pureté et de composition isotopique, il n'y a pas de problèmes de différenciation des produits, qui puissent se répercuter sur le secteur de l'enrichissement. Néanmoins, si l'enrichissement par laser réussit à être mis au point, sa plus grande sélectivité pourrait permettre de réduire la teneur en isotopes indésirables dans le produit, par exemple le  $^{234}\text{U}$  et le  $^{236}\text{U}$  (ce qui serait particulièrement utile pour enrichir l'uranium de retraitement).

### *Équilibre entre capacité et demande*

Comme nous l'avons signalé plus haut, le secteur de l'enrichissement est à l'heure actuelle nettement surcapacitaire, du moins sur le papier. Cette surcapacité est due aux grandes usines de diffusion gazeuse françaises et américaines et à l'importante capacité de centrifugation de la Russie. Cependant, le coût d'exploitation élevé des usines de diffusion (principalement dû à leur forte consommation d'électricité) et l'exclusion d'une grande partie de la capacité russe du marché international, ont pour effet de réduire en réalité la capacité disponible. La fermeture des usines de diffusion, qui devrait intervenir au plus tard dans les dix prochaines années, amènera toutes les grandes entreprises d'enrichissement à investir massivement dans de nouvelles installations de centrifugation dans les années à venir afin de pouvoir satisfaire la demande. De ce fait, la surcapacité mondiale actuelle devrait à priori disparaître.

### *Alliances et coopération entre fournisseurs*

En 2006, AREVA et Urenco ont créé une entreprise commune sous le nom d'Enrichment Technology Company Ltd (ETC) pour partager la technologie de centrifugation mise au point par Urenco. Cet accord est conçu pour permettre à AREVA d'utiliser la technologie d'Urenco dans sa nouvelle usine d'enrichissement par centrifugation, actuellement construite à Tricastin en France. L'accord a été approuvé par les gouvernements des trois pays (Allemagne, Pays-Bas et Royaume-Uni) qui ont participé à la création d'Urenco ainsi que par le gouvernement français et la Commission européenne. Cette approbation était conditionnée par le fait que le marché conclu ne couvrait que le partage de technologies et que les installations de production et les activités de commercialisation des deux groupes resteraient séparées et concurrentes. ETC est à présent responsable de la conception et de la fabrication des centrifugeuses qu'elle fournit aux deux partenaires.

Il n'est pas exclu, sous réserve de l'approbation des gouvernements qu'ETC puisse fournir ses centrifugeuses à d'autres entreprises agréées voulant entrer dans le secteur de l'enrichissement d'uranium ou développer leurs activités. Toutefois, aucun plan ne prévoit un élargissement de ce type des

activités de l'entreprise. Quoi qu'il en soit, ETC devrait travailler à pleine capacité pour fournir les centrifugeuses à ses deux actionnaires dans l'avenir proche, étant donné qu'Urenco construit actuellement une usine aux États-Unis, qu'AREVA, aussi, construit une usine et qu'Urenco agrandit actuellement ses trois usines déjà en service.

### ***Intérêt général***

La technologie de l'enrichissement de l'uranium est extrêmement sensible et stratégique et, dans tous les cas, déployée sous étroite surveillance gouvernementale dans les quelques pays qui la possèdent. Il y va de toute évidence de l'intérêt général d'éviter que cette technologie ne tombe aux mains de ceux qui pourraient l'utiliser à des fins non autorisées. De ce fait, les services d'enrichissement sont inévitablement limités à un relativement petit nombre de pays ou d'entreprises.

Cela mis à part, l'enrichissement de l'uranium est soumis aux mêmes règles de sécurité et de protection de l'environnement, dont la radioprotection, que les autres procédés chimiques et de fabrication du combustible nucléaire.

### ***Restrictions et obstacles au commerce***

Des restrictions sont imposées sous diverses formes à l'importation de services d'enrichissement par les États-Unis et l'Union européenne. Ces restrictions sont conçues pour protéger les sociétés d'enrichissement nationales, principalement en tentant de limiter l'accès d'Atomenergoprom à leurs marchés. En ce qui concerne l'Union européenne, cela se fait sous forme d'un régime informel de quotas par le biais duquel l'Agence d'approvisionnement d'Euratom plafonne à 20 % environ la part d'uranium enrichi en Russie. Aux États-Unis, les restrictions sont plus explicites dans la législation antidumping (comme nous l'avons vu dans l'examen du marché de l'uranium).

L'une des raisons qui justifient ces restrictions est la part importante du marché américain qui a été approvisionnée par la Russie ces dernières années avec l'uranium hautement enrichi des anciens stocks militaires russes (comme nous l'avons déjà mentionné). Le gouvernement a renforcé son pouvoir sur le marché de l'enrichissement par le biais de restrictions non commerciales (par exemple, en invoquant des raisons de sécurité nationale). Néanmoins, la Russie cessera d'exporter cet uranium enrichi lorsque l'accord actuel viendra à expiration en 2013.

De ce fait, il semble que, selon les tendances actuelles, la surcapacité que l'on observe aujourd'hui disparaîtra, et les usines d'enrichissement d'Atomenergoprom en Russie joueront un rôle plus important sur les marchés internationaux. Dans cette perspective, comme nous l'avons mentionné dans les sections 4.1 et 4.2, les États-Unis et la Russie ont négocié un accord révisé qui définit des quotas d'importation d'uranium faiblement enrichi russe sur le marché américain. De 2013 à 2020, les États-Unis autoriseront l'importation d'uranium faiblement enrichi représentant 3 millions d'UTS par an (environ 20 % de la demande des États-Unis), auquel viendra s'ajouter l'uranium enrichi destiné aux premiers cœurs des nouveaux réacteurs aux États-Unis. À partir de 2021, toutes les restrictions devraient être levées.

#### 4.4. Services de fabrication du combustible

Dans les premiers temps du développement de l'énergie nucléaire, plusieurs modèles différents de réacteurs ont été mis au point dans différents pays. Bien que des réacteurs dérivés de ces premières conceptions soient en service aujourd'hui, la grande majorité des centrales nucléaires en service (et pratiquement toutes les installations plus récentes) appartiennent à deux grande catégories de réacteurs à eau ordinaire (REO), à savoir les réacteurs à eau sous pression (REP) et les réacteurs à eau bouillante (REB). Les types de réacteurs et leurs productions respectives actuelles sont présentés sur le tableau 12.

**Tableau 12. Types de réacteurs équipant les centrales nucléaires actuellement en service** (pourcentage de la puissance installée mondiale)

Type de réacteur	Part de la puissance installée (%)
Réacteur à eau sous pression (REP)	65.6
Réacteur à eau bouillante (REB)	22.9
Réacteur à eau lourde pressurisée	6.0
Réacteur à eau ordinaire modérée par du graphite (RBMK)	3.1
Réacteur refroidi au gaz (Magnox, AGR)	2.4
<b>Total</b>	<b>100.0</b>

Source : AIEA (à l'exclusion des réacteurs rapides).

Le modèle de réacteur le plus répandu est le REP. La plupart des REP actuels sont des variantes des conceptions initialement mises au point aux États-Unis, dont la technologie a ensuite été transférée sous licence à d'autres pays (dont la France et le Japon). Une autre conception de REP, les VVER, a été mise au point par l'Union soviétique de son côté. Ces réacteurs sont surtout exploités en Russie et en Europe centrale et orientale, et représentent environ 15 % de l'actuelle puissance installée des REP. Le REB a également été mis au point aux États-Unis. Aujourd'hui, c'est le second type de réacteur le plus répandu au monde.

Les réacteurs à eau lourde sous pression, connus sous le nom de réacteurs CANDU, ont été mis au point par EAACL. Ils ont été exportés dans plusieurs pays dont l'Argentine, la Chine, l'Inde, la Corée et la Roumanie. Il existe également quelques réacteurs de ce type, dont la plupart des centrales indiennes, mis au point indépendamment d'EAACL à partir de la technologie initiale CANDU). Ces réacteurs sont alimentés en uranium naturel, ce qui rend la production de combustible plus simple que pour les REO. En général, le combustible nécessaire aux centrales dans chaque pays est produit par des fabricants nationaux de sorte qu'il n'existe pas de marché international établi pour le combustible destiné au réacteur à eau lourde sous pression.

À l'heure actuelle, les réacteurs refroidis au gaz ne fonctionnent qu'au Royaume-Uni et sont approvisionnés par des installations nationales. Les réacteurs à eau légère modérée au graphite (RBMK) ont été mis au point en Union soviétique, et les seuls qui restent fonctionnent actuellement en Russie à l'exception d'une centrale en Lituanie. Tout le combustible destiné à ces réacteurs est produit en Russie.

Ainsi, les marchés concurrentiels pour la fabrication du combustible existent seulement pour le combustible destiné aux REO, de sorte que l'analyse qui suit ne prendra en compte que le combustible brûlé dans ce type de réacteur qui représente près de 90 % de la puissance nucléaire installée actuelle. En général, par défaut, le fabricant de combustible pour une centrale nucléaire est le constructeur de la centrale (ou le groupe qui lui a succédé). Normalement, le premier cœur et quelques-uns des premiers rechargements sont fournis par le constructeur de la centrale. Cependant, après cette période initiale, un marché concurrentiel est né sur lequel les propriétaires de centrales nucléaires peuvent choisir de nouveaux fournisseurs, tous les principaux constructeurs étant capables a priori de fournir du combustible pour la plupart des conceptions de REO (bien que le choix des fournisseurs puisse être plus limité pour des conceptions moins communes de réacteurs).

Contrairement aux premières étapes du cycle du combustible, la fabrication de combustibles consiste à préparer des assemblages de combustibles spécialement adaptés aux besoins d'un réacteur donné. Il s'agit de la forme et de la taille de l'assemblage combustible (qui peuvent être communes à plusieurs centrales de même conception fournies par un même constructeur de centrales nucléaires) mais aussi du niveau exact d'enrichissement de chaque groupe de pastilles. En outre, dans les limites des paramètres de conception fondamentaux, des conceptions améliorées du combustible ont souvent été mises au point. À l'instar de l'uranium combustible lui-même, les assemblages fabriqués contiennent également d'autres composants et matières nécessaires au fonctionnement du réacteur ou qui améliorent ses performances.

Les performances du combustible nucléaire ont un effet déterminant sur la performance générale de la centrale nucléaire et ont fait l'objet d'améliorations considérables au cours des dernières années. Les fabricants ont réussi à améliorer la fiabilité et l'efficacité de leurs combustibles, permettant ainsi de moins souvent arrêter le réacteur, de rallonger l'intervalle entre les rechargements et d'augmenter le taux de combustion. Le fait que ces améliorations aient pu être introduites montre qu'il existe une concurrence importante entre les fabricants. Toutefois, changer de fournisseur de combustible est une opération techniquement compliquée qui peut nuire au bon fonctionnement de la centrale. Les répercussions financières d'une baisse des performances de la centrale risquent très vite de neutraliser les gains apportés par des prix plus bas du combustible.

### *Parts de marché*

Les conditions sur le marché de la fabrication du combustible nucléaire ont considérablement changé au cours des dix dernières années. En 1997, le marché du combustible pour REO (à l'exclusion des VVER) était assez uniformément réparti entre les cinq principaux producteurs : Framatome-Cogema Fuels, General Electric, Westinghouse, Siemens et ABB-CE. Ces cinq groupes exploitaient une usine de fabrication aux États-Unis, le marché le plus ouvert et le plus concurrentiel pour la fabrication du combustible. TVEL, en Russie, produisait pratiquement tout le combustible destiné aux VVER, tandis que les besoins dans les autres régions étaient essentiellement satisfaits par des usines locales. Les capacités approximatives de fabrication du combustible en 1997 sont résumées par société dans le tableau 13.

Tableau 13. **Capacité approximative de fabrication de combustible pour REO en 1997 par société et en pourcentage**

Société	Capacité (tML)	Part (%)	HHI
Framatome-Cogema	2 000	19.9	396
General Electric	1 200	11.9	142
Westinghouse	1 150	11.4	130
Siemens	1 100	11.0	121
ABB-CE	1 050	10.5	110
TVEL (Russie)*	800	8.0	64
Japan Nuclear Fuel	740	7.4	55
Nuclear Fuel Industries (Japon)	534	5.3	28
Mitsubishi Nuclear Fuel (Japon)	440	4.4	19
British Nuclear Fuels (BNFL)	330	3.3	11
Enusa (Espagne)	250	2.5	6
Korea Nuclear Fuel	200	2.0	4
China National Nuclear Corporation	150	1.5	2
Indústrias Nucleares do Brasil	100	1.0	1
<b>Total</b>	<b>10 044</b>	<b>100.0</b>	<b>1 089</b>

Sources : AEN, World Nuclear Association (\*estimations).

L'indice HHI, de 1 089, ne met pas en évidence une surconcentration du marché. Toutefois, cette valeur pourrait sous-estimer le niveau de concurrence dans des secteurs particuliers, car le combustible pour REO est un produit différencié et aucun des constructeurs n'est capable de produire tous les modèles de combustible. En outre, le marché se caractérise par une forte régionalisation. Néanmoins, l'indice HHI de 1997 peut faire apparaître les effets de la concentration du marché qui s'est produite au cours des dix dernières années.

Comme nous l'avons noté plus haut, les principaux fabricants sont aussi les principaux constructeurs de centrales nucléaires, de sorte que la concentration dans ce secteur est essentiellement le reflet de celle du secteur des centrales nucléaires (voir section 3). Cette concentration induite en partie par la surcapacité du secteur de la fabrication de combustible et la nécessité d'investir dans la R-D a sensiblement modifié la répartition sur le marché. Les principales étapes de cette concentration sont les suivantes : fusion, en 2001, des activités de fabrication du combustible nucléaire de Siemens et de Framatome-Cogema

Fuels, qui ont ensuite été absorbés par AREVA ; absorption d'ABB-CE par Westinghouse en 2000, qui était détenu par British Nuclear Fuels, et vente en 2006 de Westinghouse à Toshiba et à d'autres partenaires. Pour le combustible des REB, création par GE, Toshiba et Hitachi de l'entreprise commune Global Nuclear Fuel (GNF) en 2001 (qui englobait Japan Nuclear Fuel, leur précédente entreprise commune mise en place pour le marché japonais).

Ainsi, il ne reste plus que trois grands fournisseurs de combustible pour REO (à l'exclusion des VVER) dans le monde : AREVA, Westinghouse et GNF. Le principal fournisseur de combustible pour VVER reste TVEL en Russie (qui fait partie de la holding publique Atomenergoprom). Si l'on met à jour les chiffres inscrits dans le tableau 13 en s'appuyant sur la capacité de fabrication de 2007, on obtient les résultats du tableau 14 d'où il ressort que l'indice HHI a beaucoup augmenté dans les dix dernières années et met en évidence à présent une surconcentration du marché.

Une seule usine de fabrication de combustible nucléaire a fermé à la suite de cette restructuration : l'ancienne usine d'ABB-CE à Hematite aux États-Unis. Quatre des cinq usines de fabrication restent donc aux États-Unis, dont deux appartiennent à présent à AREVA. Cependant, en dépit de la fermeture de l'usine d'Hématite, les petites augmentations de capacités réalisées dans plusieurs autres usines font que la capacité mondiale de fabrication de combustible pour REO a légèrement augmenté en 2007 par rapport à 1997.

Nous devons tenir compte, pour l'analyse de ces données, de la division du marché du combustible pour REO en trois principaux secteurs selon le type de réacteur. Le marché du combustible REP est dominé par AREVA qui en détient plus de 50 %, tandis que le marché du combustible pour REB est dominé par GNF, avec 70 % des parts. En ce qui concerne le combustible pour VVER, TVEL détient pour ainsi dire 100 % du marché. Cela dit, on peut considérer que chacun de ces trois secteurs constitue un marché en soi, car chacun d'eux est d'une taille suffisante pour inciter l'un des principaux producteurs actifs dans un secteur à entrer sur les deux autres secteurs, si les circonstances s'y prêtent.

Outre la concentration du marché qui est intervenue dans les pays disposant de longue date d'une industrie nucléaire, la capacité de fabrication de combustible a augmenté dans des pays où l'industrie nucléaire est apparue plus tardivement, à savoir la Chine et la Corée. Bien que ces producteurs ne desservent pour l'instant que leurs marchés nationaux, ils pourraient devenir des acteurs importants sur le marché mondial dans l'avenir.

**Tableau 14. Capacité de fabrication de combustible pour REO en 2007 par société, et en pourcentage**

<b>Société</b>	<b>Capacité (tML)</b>	<b>Part (%)</b>	<b>HHI</b>
AREVA	3 250	31.7	1 005
Westinghouse	2 080	20.3	412
Global Nuclear Fuel	1 950	19.0	361
TVEL (Atomenergoprom)*	800	7.8	61
Nuclear Fuel Industries (Japon)	534	5.2	27
Mitsubishi Nuclear Fuel (Japon)	440	4.3	18
Enusa (Espagne)	400	3.9	15
Korea Nuclear Fuel	400	3.9	15
China National Nuclear Corporation	200	2.0	4
Indústrias Nucleares do Brasil	200	2.0	4
<b>Total</b>	<b>10 254</b>	<b>100.0</b>	<b>1 923</b>

Source : AEN, World Nuclear Association (\*estimations).

### *Degré d'intégration verticale*

Comme nous l'avons fait remarquer, les principaux fabricants de combustible nucléaire sont aussi les principaux concepteurs et constructeurs de réacteurs (ou leurs filiales ou des sociétés titulaires de contrats de licence). Il est de pratique courante pour un constructeur de centrales nucléaires de fournir le premier cœur et les premiers rechargements dans le cadre du contrat initial de construction de la centrale. Comme la conception du combustible est un élément important de la conception générale du réacteur, le concepteur aura souvent un avantage technique certain pour la fourniture du combustible en plus de l'avantage qui lui est donné par le fait d'être déjà en place.

Bien que ces avantages deviennent moins décisifs à mesure que la centrale vieillit, car les autres fabricants ont eu le temps de se familiariser avec sa conception, seule une économie ou une amélioration de performances importantes pourraient justifier la décision d'un propriétaire de centrales nucléaires de changer de fournisseur de combustible, un processus compliqué. Toutefois, il arrive que les propriétaires de tout un parc de centrales nucléaires aient pour politique de changer de temps en temps de fournisseur de combustible, simplement pour préserver un certain niveau de concurrence.

### ***Proportion de contrats à long terme***

La fourniture de combustible nucléaire se fait généralement dans le cadre de contrats à long terme car il est coûteux et compliqué de changer de fabricant de combustible. Avant de pouvoir envisager un changement, il faut exploiter la centrale nucléaire deux à trois ans, en associant le combustible du nouveau fabricant et celui de l'ancien, ce qui peut compliquer la procédure d'autorisation et limiter la couverture des garanties accordées par les deux fabricants pour le combustible. L'autre solution consiste à recharger entièrement le cœur avec du combustible neuf, ce qui est un gaspillage coûteux et représente une décision qui ne serait adoptée qu'en des circonstances exceptionnelles.

Les autres complications soulevées par le changement de fabricants de combustible sont la nécessité d'obtenir l'accord des autorités de contrôle et de procéder aux modifications correspondantes de l'autorisation ; les différences de méthodes utilisées pour les analyses de la sûreté du rechargement et la nécessité d'adopter et de faire autoriser un nouveau logiciel ou un logiciel modifié de calcul du rechargement. Pour ces raisons, il est rare qu'un exploitant change de fournisseur, et il n'est pas inhabituel d'avoir des contrats d'une durée de dix ans avec possibilité de prolongation.

### ***Barrières à l'entrée***

Le combustible nucléaire est un produit spécialisé de haute technicité, ce qui crée un obstacle important à l'arrivée de nouveaux fabricants sur le marché. L'élaboration de nouveaux concepts de combustible est un processus extrêmement compliqué et coûteux, et il arrive que même des fabricants expérimentés n'y parviennent pas. Tous les nouveaux entrants sur le marché sont des groupes publics. Ces groupes n'entrent pas sur le marché pour des considérations strictement commerciales mais souvent à la suite d'une décision politique d'accroître l'indépendance énergétique du pays. Le savoir-faire indispensable est obtenu par un transfert de technologie ou un contrat de licence conclu entre le constructeur de centrales nucléaires et le fabricant de combustible dans le cadre d'un accord plus vaste de fourniture de centrales nucléaires.

### ***Coûts de transaction et segmentation du marché***

Contrairement aux centrales à combustible fossile, les centrales nucléaires ont une très faible consommation annuelle de combustible. En effet, une centrale de 1 000 MWe consomme environ 20 tonnes d'uranium enrichi par an. Aucune mesure spéciale n'est exigée pour transporter le combustible neuf pour REO. De ce fait, les coûts de transport n'ont pas d'impact majeur sur le prix

total du combustible et ne provoquent pas une segmentation du marché. Néanmoins, certains propriétaires de centrales nucléaires peuvent trouver avantageux d'avoir recours à un fournisseur local qui peut plus rapidement intervenir en cas de problèmes soulevés par le combustible pendant le fonctionnement du réacteur.

### *Différenciation des produits*

De tout temps, chaque entreprise de conception de réacteur a mis au point sa propre conception de combustible, les crayons étant arrangés le plus souvent en réseaux à mailles carrées de 14x14 à 18x18 crayons. Dans les réacteurs VVER, les crayons sont arrangés en un maillage triangulaire selon deux conceptions différentes, celles des VVER-440 et des VVER-1000. Les modèles sont aussi différents pour le combustible destiné aux REB, les crayons pouvant être disposés en un réseau carré de 9x9 ou de 10x10. Au commencement de l'industrie nucléaire commerciale, il y avait donc une forte différenciation des produits.

Avec l'apparition de capacité inutilisée, petit à petit, les constructeurs de centrales nucléaires, fournisseurs du combustible, ont tenté de se développer en offrant des rechargements pour les modèles de réacteurs de leurs concurrents. La différenciation des produits a joué un moindre rôle et le marché du combustible pour REO est devenu plus concurrentiel. Ce phénomène a été renforcé par la concentration importante à laquelle on a assisté entre les constructeurs de centrales nucléaires/fabricants de combustible. Il en a notamment résulté que, exception faite de GE, les principaux fabricants de combustible pour REO proposent du combustible pour REP et pour REB. Quelques modèles de combustible ne sont fabriqués que par un seul fabricant, mais dans la majorité des cas, deux fabricants au moins sont en concurrence.

Même si la différenciation des produits entre la plupart des combustibles pour REP et REB n'est pas très importante aujourd'hui, un obstacle technique subsiste pour les fournisseurs non russes qui souhaitent fournir du combustible pour VVER. Bien que les caractéristiques physiques fondamentales du combustible pour VVER soient très similaires à celles des combustibles pour REO, les différences de caractéristiques mécaniques provoquées par la forme différente de réseau compliquent l'élaboration de combustible pour les concurrents éventuels de TVEL.

D'autres fournisseurs de combustibles pour VVER sont apparus au début des années 90. Westinghouse a mis au point le combustible VVANTAGE-6 pour les réacteurs VVER-1000 après avoir emporté l'appel d'offres pour la fourniture de combustible aux deux tranches de Temelin en République tchèque.

En 2000, Westinghouse a également signé un contrat pour la fourniture, en 2003, de six assemblages d'essai principaux pour une tranche de la centrale nucléaire d'Ukraine du Sud, avec la fourniture ensuite, en 2005, de 42 assemblages pour le rechargement du cœur. Bien que Westinghouse ait ensuite perdu le contrat de fourniture du combustible à la centrale de Temelin à partir de 2010 (qui a été signé avec TVEL), il a conclu, en 2008, un contrat important de fourniture de combustible pour trois réacteurs VVER-1000 en Ukraine sur une durée de cinq ans à compter de 2011.

BNFL a mis au point un autre modèle de combustible pour VVER-440 au début des années 90 à la demande d'exploitants en Finlande et en Hongrie, qui voulaient s'assurer un autre approvisionnement à une époque d'incertitude économique en Russie. Ce combustible a été chargé dans le cœur de la tranche 1 de Loviisa en Finlande. Cependant, TVEL a réussi de nouveau à remporter le contrat pour cette centrale. Toutefois, BNFL peut encore espérer continuer de fournir du combustible de VVER-440, éventuellement à la place des fournisseurs actuels des centrales nucléaires de Slovaquie.

TVEL, de son côté, coopère depuis 1993 avec Siemens, qui fait partie désormais d'AREVA NP. Dans le cadre de cette coopération, il fabrique des assemblages combustibles pour REP et REB de conception française et allemande. Il est possible, de ce fait, que l'expertise ainsi acquise par TVEL lui permette de devenir un autre fournisseur de combustible pour REO.

### *Équilibre entre capacité et demande*

À la fin des années 90, la capacité mondiale de fabrication de combustible dépassait largement la demande (d'un facteur d'environ deux). Depuis lors, l'écart entre la capacité et la demande s'est rétréci. D'un côté, la capacité de production a diminué en raison de la concentration du marché évoquée plus haut et de la fermeture résultante de certaines usines de production. D'un autre côté, la consommation de combustible a peu augmenté en raison de l'accroissement de la puissance nominale et du facteur de charge.

D'après la World Nuclear Association, les besoins actuels de fabrication pour les REO avoisinent 7 000 tML/an, alors que la capacité de production mondiale se situe juste en-dessous de 11 000 tML/an. Cela signifie qu'en moyenne les usines de production fonctionnent à 65 % de leur capacité, ce qui laisse une marge confortable. Toutefois, ce surplus de capacité pourrait vite être absorbé dans les années à venir si les prévisions de nouvelles constructions de centrales nucléaires se réalisent. La production de combustibles non standard pour les premiers cœurs de réacteurs et les premiers rechargements demande

plus de capacité que la production de combustible standard et doit commencer quelques années avant l'entrée en service des nouvelles centrales. Dans ce cas, le facteur de limitation sera probablement la capacité de conversion d'UF<sub>6</sub> en poudre d'UO<sub>2</sub> dans la mesure où il existe déjà une plus grande capacité pour la fabrication de pastilles et la préparation des crayons et des assemblages de combustibles.

### *Alliances et coopération entre fournisseurs*

Rappelons également que la fourniture de combustible est étroitement liée à la fourniture de centrales nucléaires. C'est pourquoi les alliances et la coopération entre fabricants de combustibles reflètent généralement les arrangements sur les marchés des centrales nucléaires qui sont examinés de manière plus approfondie dans la section 3. Néanmoins, l'entreprise commune Global Nuclear Fuel rassemble General Electric, Toshiba et Hitachi pour la fabrication du combustible de REB. Cet accord reste en vigueur bien que Toshiba détienne à présent la majorité de Westinghouse, et malgré la création d'une nouvelle coentreprise entre GE et Hitachi pour fournir les REB.

Les petits fabricants qui ne sont pas eux-mêmes des constructeurs de centrales nucléaires ont souvent un contrat de licence avec le constructeur initial des centrales auxquelles ils fournissent le combustible. Par exemple, l'espagnol Enusa a des accords de ce type avec Westinghouse et GE, pour le combustible destiné aux REP et REB respectivement.

Conformément à un accord signé en 1993 par le fabricant russe TVEL et Siemens, du combustible a été fabriqué à l'usine Elektrostal de TVEL pour des réacteurs REP et REB non russes. Cette coopération se poursuit entre TVEL et AREVA (à la suite de l'absorption des activités de fabrication de combustible nucléaire de Siemens par AREVA en 2001). Aux termes de cet accord, TVEL fabrique du combustible destiné aux clients d'AREVA en Europe de l'Ouest.

### *Intérêt général*

Par rapport à d'autres secteurs du cycle du combustible nucléaire, le combustible fabriqué présente peu de dangers durant son entreposage et son transport et les technologies utilisées pour sa fabrication ne sont pas jugées stratégiquement sensibles. Pourtant, on suit avec la plus grande attention toutes les livraisons de combustible nucléaire et l'on s'efforce de savoir où se trouvent les assemblages combustibles à tout moment.

### ***Obstacles et restrictions au commerce***

Certains pays imposent des droits de douane sur les importations de combustible fini, qui ne sont pas appliqués aux importations des composants de ces combustibles (par exemple, ils ne s'appliquent pas aux importations d'uranium et aux services de conversion et d'enrichissement de l' $UF_6$ , ni aux composants métalliques utilisés pour fabriquer le combustible). Ces droits de douane peuvent limiter la concurrence en avantageant l'usine de fabrication locale. Aux États-Unis, par exemple, le droit d'importation sur le combustible fini est de 3 % de la valeur totale du combustible (y compris l'uranium qu'il contient, les services de conversion et d'enrichissement). En pratique, c'est une des raisons qui fait que les principales entreprises de fabrication internationale conservent des usines aux États-Unis pour alimenter ce marché.

## **5. CONCURRENCE DANS L'INDUSTRIE DE L'AVAL DU CYCLE DU COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE**

Les activités les plus importantes de l'aval du cycle du combustible nucléaire se rapportent à la gestion du combustible usé déchargé des centrales nucléaires en service. Un réacteur REO type de 1 000 MWe produit chaque année de 20 à 30 tML de combustible usé, ce qui donne un volume annuel dans le monde d'environ 10 000 tML. Depuis les débuts de l'industrie nucléaire commerciale, plus de 200 000 tML de combustible usé ont été produites. Ce volume total pourrait doubler d'ici 2030 si l'on assiste à une augmentation sensible des commandes des nouvelles centrales nucléaires.

Ce combustible usé produit au départ une quantité considérable de chaleur, c'est pourquoi il est entreposé dans des piscines de refroidissement, habituellement sur les sites des centrales nucléaires, où il est souvent conservé pendant de longues périodes. Toutefois, après quelques années de refroidissement, il peut être transféré dans un entrepôt provisoire, souvent des installations de stockage à sec. Le combustible peut alors être placé dans des conteneurs métalliques blindés, similaires à ceux utilisés pour le transporter, ou dans des installations spécialement construites pour recevoir le combustible usé de plusieurs centrales. À plus long terme, certains pays ont des politiques nucléaires qui les autorisent à retraiter le combustible usé et à recycler les substances extraites dans de nouveaux combustibles nucléaires, tandis que d'autres ont l'intention de se défaire de ce combustible en le stockant dans un dépôt en formation géologique.

L'aval du cycle du combustible comprend également des services liés à la gestion et à l'entreposage de tous les types de déchets radioactifs ainsi qu'au démantèlement des centrales nucléaires et des installations du cycle.

### **5.1. Retraitement du combustible usé**

Lorsque le combustible usé est déchargé du réacteur, il contient environ 96 % en masse d'uranium (U) et de plutonium (Pu). En retraitant le combustible usé, on peut séparer l'uranium et le plutonium des déchets afin de les recycler. Sous réserve de l'adoption de politiques nationales et de l'existence du cadre réglementaire indispensable, les compagnies d'électricité qui possèdent du combustible usé peuvent conclure des contrats pour faire retraiter leur combustible, en autorisant les entreprises choisies à recycler l'uranium et le

plutonium qu'il contient dans du nouveau combustible pour leurs réacteurs. Le plutonium est utilisé dans le combustible (MOX) (mélange d'oxyde d'uranium et de plutonium), dont la fabrication est examinée dans la section 5.2 ci-dessous.

L'uranium de retraitement (URT) peut aussi être recyclé, ce que plusieurs pays ont choisi de faire. L'URT, en raison de ses niveaux résiduels de contamination, doit être manipulé dans des installations spéciales. Cependant, l'enrichissement et la fabrication de combustible avec cet URT sont en gros identiques à ceux de l'uranium neuf. Ces services, dont le marché est limité, sont assurés par les entreprises qui fournissent par ailleurs les services normaux de fabrication et d'enrichissement de l'uranium et ne constituent pas des marchés séparés pour les auteurs de ce rapport.

Même si des installations de retraitement civiles ont été construites et exploitées dans sept pays (Chine, France, Inde, Japon, Russie, Royaume-Uni et États-Unis), le retraitement n'est proposé sur le marché international que par des groupes publics français et britanniques de fabrication de combustible nucléaire. Leurs clients sont principalement des compagnies d'électricité d'Europe de l'Ouest et du Japon. La Russie (et auparavant, l'URSS) fournit également des services de retraitement aux exploitants de centrales nucléaires de conception soviétique construites dans d'autres pays. Le gouvernement des États-Unis a adopté une politique de stockage direct du combustible usé en 1977, ce qui a mis un terme aux activités de retraitement civil aux États-Unis, et par là-même, a privé les compagnies d'électricité américaines du choix de retraiter leur combustible usé dans d'autres pays (même si cette décision est à présent remise en cause dans le cadre du Partenariat mondial pour l'énergie nucléaire (GNEP), examiné ci-dessous).

En général, le retraitement est un service, c'est-à-dire que la compagnie d'électricité reste le propriétaire du combustible usé ainsi que de toutes les matières séparées produites durant son retraitement (y compris les déchets). Cela signifie que tous les produits et les déchets seront à terme renvoyés dans le pays où le combustible a été irradié. L'ex-URSS initialement reprenait le combustible usé des réacteurs de conception soviétique implantés dans d'autres pays, mais ce dispositif est à présent supprimé.

Comme la croissance de l'énergie nucléaire a marqué un arrêt dans beaucoup de pays dans les années 80 et 90, l'intérêt pour le retraitement a également diminué. Les prix de l'uranium qui sont restés bas pendant les années 90 rendaient le recyclage économiquement peu attractif. Même si des contrats de retraitement à long terme subsistent et que des activités de retraitement commercial continuent en France et au Royaume-Uni, peu de nouveaux contrats de retraitement ont été signés ces dernières années. Néanmoins, l'augmentation rapide des prix de l'uranium ces dernières années ravive l'intérêt pour le développement du retraitement et du recyclage.

Toutes les installations de retraitement construites à ce jour utilisent le procédé Purex, qui consiste en une séparation chimique de l'uranium et du plutonium en solution aqueuse des produits de fission et des actinides mineurs. L'uranium et le plutonium sont alors conditionnés pour un usage futur, tandis que les déchets sont préparés pour un entreposage et un éventuel stockage. Le retraitement et le recyclage peuvent permettre de réduire globalement le volume des déchets et à long terme la radioactivité par rapport au stockage direct du combustible usé. Toutefois, la séparation du plutonium inquiète du fait des risques de prolifération.

Plusieurs technologies différentes sont actuellement mises au point pour les futures installations de retraitement dans le but de réduire davantage le volume et la radiotoxicité des déchets et d'améliorer la résistance à la prolifération des installations de recyclage. Plusieurs projets internationaux ont été lancés dans ce sens, essentiellement en France, au Japon, en Russie et aux États-Unis. Ces projets sont examinés de manière plus approfondie dans la section 7. Ces futurs procédés envisageables comprennent :

- Les technologies évolutives fondées sur des méthodes de séparation aqueuse destinées à co-extraire de l'uranium et du plutonium (ou de l'uranium, du plutonium et du neptunium).
- Procédé aqueux utilisant de nouvelles molécules extractantes avec séparation des actinides mineurs (éventuellement suivis de leur transmutation dans un réacteur rapide ou un système hybride) ou séparation groupée des actinides dans un cycle du combustible intégré en vue d'un recyclage dans des réacteurs rapides.
- Méthodes innovantes basées sur la pyrochimie qui permettraient de traiter différents types de combustible nucléaire (métallique, carbure, oxyde ou nitrure) avec une forte teneur en matière fissile ou des combustibles à taux de combustion élevés.

Si la puissance nucléaire installée augmente sensiblement dans les décennies à venir et que de nouveaux réacteurs et techniques du cycle du combustible sont mis au point et déployés, le retraitement et le recyclage à l'échelle commerciale deviendront des étapes importantes du cycle du combustible nucléaire.

### ***Parts de marché***

Le retraitement, comme l'enrichissement, est une technologie sensible et stratégique qui est resté de tout temps sous le contrôle de l'État. Comme nous le soulignons ci-dessus, la technologie a été élaborée dans un petit nombre de pays, le nombre des fournisseurs commerciaux étant encore plus limité.

Dans le passé, le marché mondial du retraitement commercial représentait environ 20 % des assemblages combustibles déchargés des REO, soit près de 30 000 tML au total. Trois installations de retraitement se partageaient ce volume : le site d'AREVA à La Hague en France, Sellafield au Royaume-Uni (qui appartient désormais à l'organisme d'État Nuclear Decommissioning Authority (NDA) et est exploité par un sous-traitant Sellafield Ltd.), et le site Mayak d'Atomenergoprom près de Tcheliabinsk en Russie. L'usine de retraitement de Rokkasho-mura de Japan Nuclear Fuel Ltd. (JNFL) devait entrer en service en 2008. Le tableau 15 résume les informations sur les usines de retraitement.

En 2006, 1 115 tML environ de combustible usé ont été retraitées au total, dont 90 % à La Hague. L'usine de Sellafield, longtemps arrêtée pour réparation et rénovation, a redémarré en 2007 et devrait reprendre sa pleine production en 2008.

**Tableau 15. Principales entreprises de retraitement, leurs capacités en 2007 et volume cumulé de combustible de REO retraité (tML/an)**

Exploitant/ propriétaire	Installation	Capacité nominale	Production en 2006	Production cumulée	Part de la capacité (%)	HHI
AREVA	La Hague	1 700 <sup>a</sup>	1 015	22 700	44.7	1 998
Japan Nuclear Fuel Ltd (JNFL)	Rokkasho- mura	800 <sup>b</sup>	0	0	21.1	562
Atomenergoprom	Mayak	400 <sup>c</sup>	100	4 000	10.5	445
NDA/ Sellafield Ltd.	Sellafield	900 <sup>d</sup>	0	4 000	23.7	110
<b>Total</b>		<b>3 800</b>	<b>1 115</b>	<b>30 700</b>	<b>100.0</b>	<b>3 115</b>

Source : CEA.

- a. En janvier 2003, AREVA a été autorisée à modifier les conditions d'exploitation des deux usines de La Hague : UP2-800 (qui a démarré en 1994, pour retraiter le combustible français) et UP3 (qui a démarré en 1990, initialement pour retraiter du combustible pour des compagnies d'électricité étrangères). La capacité de chaque usine a été portée à 1 000 tML/an, avec un plafond de 1 700 tML/an pour les deux usines combinées.
- b. L'exploitation à l'essai de l'usine de Rokkasho-mura a commencé en 2006, et son exploitation commerciale doit démarrer en 2008.
- c. L'usine RT1 sur le site de Mayak, près de Tchéliabinsk, est en service depuis 1976. Sa capacité nominale est de 400 tML/an, mais elle a été limitée actuellement par les autorités de sûreté à 250 tML/an.
- d. L'usine Thorp (Thermal Oxide Reprocessing Plant), l'usine de retraitement du combustible sous forme d'oxyde pour réacteurs thermiques, installée sur le site de Sellafield est entrée en service en 1997 avec une capacité de 900 tML/an. Elle a été fermée d'avril 2005 au milieu de l'année 2007 à la suite d'une fuite interne qui a nécessité des réparations et une rénovation de l'installation.

Si la puissance installée nucléaire augmente plus rapidement dans la décennie à venir et au-delà, l'intérêt porté au retraitement et au recyclage augmentera, en particulier avec l'émergence prévue de nouvelles technologies de retraitement. Les projets de retraitement à l'étude en Chine, en Inde, en Russie et aux États-Unis, qui sont mentionnés dans le tableau 16, pourraient augmenter la capacité mondiale et modifier les parts de marché d'ici 2030.

À cet horizon plus lointain, des centres de retraitement/recyclage pourraient aussi être mis en place dans le cadre d'accords multilatéraux actuellement à l'étude (voir section 7). Le principal exemple de ce type de projet est le Partenariat mondial pour l'énergie nucléaire (GNEP), lancé par les États-Unis qui est décrit comme un *regroupement d'États (16 partenaires de plein droit et 22 candidats ou observateurs) qui partagent une vision commune, à savoir la nécessité de développer l'énergie nucléaire à des fins pacifiques dans le monde en veillant à sa sécurité et à sa sûreté. Ce partenariat a pour but d'accélérer la conception et la mise en œuvre de technologies avancées du cycle du combustible afin de favoriser le développement propre et la prospérité à l'échelle mondiale, d'améliorer l'environnement et de réduire le risque de prolifération nucléaire* (Déclaration de principe du GNEP, 16 septembre 2007).

### ***Degré d'intégration verticale***

Comme nous le mentionnons dans d'autres sections de ce rapport, AREVA et Atomenergoprom sont des fournisseurs de services et de matières du cycle du combustible nucléaire ainsi que des constructeurs de centrales nucléaires dont l'intégration est totale. Le NDA est également actif dans d'autres étapes du cycle, notamment dans la fabrication du combustible MOX ; la plupart de ces autres activités sont réservées au marché britannique. JNFL fournit aussi des services d'enrichissement, de fabrication du combustible MOX et de gestion des déchets sur le marché national japonais ; il est détenu en majorité par les dix grandes compagnies d'électricité japonaises.

### ***Proportion de contrats à long terme***

La nature du retraitement/recyclage du combustible utilisé exige une relation à long terme entre le fournisseur et le client, couvrant l'ensemble de la période allant du déchargement du combustible utilisé du réacteur au retraitement, à la fabrication du combustible MOX et à la restitution des déchets radioactifs. Ces activités se prolongent sur une durée de plusieurs années. Par exemple, AREVA a signé, en 2007, un contrat de retraitement de 235 tML de combustible utilisé provenant d'Italie, qui pourrait se poursuivre jusqu'en 2025.

**Tableau 16. Futures installations de retraitement du combustible pour REO attendues d'ici 2030**

Pays	Groupe	Installation	Capacité (tML/an)	Situation en 2007
Chine <sup>a</sup>	CNNC		800	Programmé
France	AREVA	La Hague	1 700	En service
Inde <sup>b</sup>		Tarapur et Kalpakkam	500	Agrandissement prévu
Japon <sup>c</sup>	JNFL	Rokkasho-mura	800	Démarrage
Russie <sup>d</sup>	Atomenergoprom	Jelesnogorsk	1 000	Programmé
Royaume-Uni <sup>e</sup>	NDA	Sellafield	?	Redémarrage
États-Unis <sup>f</sup>			2 500	Programmé
<b>Total prévu pour 2030</b>			<b>~ 7 000</b>	

Source : CEA.

- a. La Chine a l'intention de créer un cycle du combustible nucléaire fermé comprenant notamment une grosse usine de retraitement commercial. Dans un premier temps, CNNC a conçu et construit une usine pilote de 50 tML/an.
- b. L'Inde construit actuellement deux usines de retraitement en plus des trois déjà en service à Tarapur, Kalpakkam et Trombay. L'actuelle capacité de 200 tML/an devrait passer à 500 tML/an une fois que ces installations seront terminées (Bhabha Atomic Research Centre, juin 2007).
- c. L'usine de Rokkasho-mura aura une capacité de 800 tML/an, alors que le volume annuel de combustible utilisé provenant des centrales nucléaires japonaises dépasse 1 000 tML/an et pourrait atteindre 1 200 tML/an d'ici 2010. La construction d'une nouvelle usine de retraitement à un horizon plus lointain (2045) devrait être décidée mais la priorité actuelle est de démarrer la première usine de Rokkasho-mura et de véritablement lancer le programme de combustible MOX.
- d. L'usine RT1 pourrait continuer à fonctionner jusqu'en 2020 pour retraiter le combustible utilisé provenant des VVER-440 et BN600. À plus long terme, Atomenergoprom pourrait mettre au point des techniques de retraitement non aqueuses avec pour objectif de mettre en service une usine pilote de 50 à 100 tML/an aux alentours de 2015. Une nouvelle usine commerciale (RT2) de 500 à 1 000 tML/an utilisant cette technologie pourrait alors être construite à Jelesnogorsk.
- e. Le groupe NDA prévoit actuellement de fermer Thorp lorsque les contrats en cours auront été honorés, soit entre 2012 et 2015. Cependant, une étude nationale des choix de gestion à long terme du combustible utilisé est en train d'être réalisée, à la suite des décisions prises par le gouvernement britannique sur l'avenir de l'énergie nucléaire.
- f. Selon l'Energy Policy Act de 2005, le ministre de l'Énergie consacrera un programme de recherche, de développement et de démonstration à la technologie avancée de recyclage du combustible pour évaluer les techniques de transmutation et de recyclage du combustible résistantes à la prolifération qui réduisent au minimum l'impact sur l'environnement, la santé publique et la sécurité dans le but de remplacer les techniques de retraitement par voie aqueuse mises en place à la date d'adoption de la loi pour explorer les différentes stratégies nationales envisageables pour le combustible nucléaire utilisé et les concepts avancés de réacteurs de génération IV. En 2007, le ministère de l'Énergie a conclu des contrats d'étude technique et de déploiement avec quatre consortiums dans le cadre desquels ils sont chargés d'examiner le coût, l'ampleur et le calendrier des études de l'avant-projet d'un premier centre de recyclage du combustible et du réacteur avancé de recyclage que le ministère de l'Énergie prévoit de construire dans le cadre des activités prévues dans le programme GNEP.

En outre, la conception, la construction et la mise en service d'une usine de retraitement est une entreprise financière qui exige le soutien des clients en raison des lourds investissements et du long délai de mise en service qu'elle exige. Les deux usines de retraitement en service aujourd'hui en Europe (La Hague et Thorp) ont bénéficié, dès le début, de contrats à long terme de clients qui ont versé des capitaux pour leur construction. Les compagnies d'électricité ont souvent signé ces contrats pour remplir les impératifs juridiques et politiques, qui leur imposaient de retraiter leur combustible usé, à une époque où l'on prévoyait une rapide croissance de la puissance nucléaire installée et de la demande d'uranium.

### ***Barrières à l'entrée***

Comme pour l'enrichissement, les principales barrières à l'entrée sont la nécessité de détenir la technologie indispensable et les considérables investissements requis. La taille de l'usine est déterminante pour les économies d'échelle. Or, une grande usine implique qu'il faut, au départ, avoir des contrats de retraitement suffisants pour pouvoir justifier la décision d'investir. Une fois en service, l'usine doit recevoir, chaque année, du combustible usé d'environ 30 à 50 tranches nucléaires. La construction et l'exploitation de cette installation nécessitent par ailleurs une forte participation du gouvernement du pays où elle se trouve et un respect total des prescriptions internationales en matière de non-prolifération.

Une autre barrière à l'entrée est l'existence d'installations en service qui sont à présent entièrement amorties, ce qui fait qu'elles peuvent difficilement concurrencées par de nouvelles installations, aussi longtemps que la capacité reste excédentaire sur le marché. Les investissements dans de nouvelles usines de retraitement se feront attendre tant qu'il n'y aura pas d'incitations économiques fortes, comme l'augmentation des coûts de l'amont du cycle du combustible et/ou les coûts de stockage des déchets radioactifs, deux arguments en faveur d'un nombre plus grand d'usines de retraitement.

En outre, étant donné les très longs délais nécessaires à la construction d'installations de retraitement, les investisseurs du secteur privé courent de très gros risques en plus des risques technologiques et économiques associés à l'installation elle-même. Ces risques sont liés aux politiques, aux stratégies et aux autorisations. Il en résulte que les investisseurs privés n'accepteront d'investir des capitaux dans des usines de retraitement que moyennant un engagement important et des garanties des gouvernements.

## *Coûts de transaction et segmentation du marché*

Le transport du combustible usé des réacteurs aux usines de retraitement éloignées et le retour du combustible MOX et des déchets est un processus complexe qui entraîne de grosses dépenses. Cela n'a pas empêché le combustible usé du Japon d'être retraité en Europe en dépit de l'obligation d'avoir une flotte de navires spécialement conçus pour le faire de sorte que l'on peut dire que, dans les conditions appropriées, il existe un marché mondial. Toutefois, les coûts et les difficultés logistiques de ce type de transport devraient favoriser des fournisseurs plus proches s'il y en a. Par exemple, dès que la capacité voulue existera au Japon, le retraitement du combustible japonais en Europe devrait diminuer largement.

Lorsque le plutonium et l'uranium sont destinés au recyclage, ils sont envoyés aux installations qui fabriquent du combustible MOX ou du combustible URT. Les caractéristiques économiques, la résistance à la prolifération et la sécurité du processus de recyclage peuvent être améliorées en implantant les installations de retraitement et de fabrication du combustible MOX sur le même site, évitant ainsi d'avoir à transporter le plutonium. Cela veut dire que le retraitement et la fabrication du combustible MOX ont une probabilité de plus en plus forte d'être réalisés par le même fournisseur et, ainsi, de former un même segment de marché.

## *Différenciation des produits*

Toutes les usines commerciales actuellement en service ont recours au procédé Purex. Le produit final est donc équivalent, même si son état final peut différer (par exemple, l'uranium peut être livré sous forme de nitrate ou d'oxyde). Néanmoins, les caractéristiques des déchets finals restitués aux clients sont un point important à prendre en considération car elles doivent répondre aux conditions requises par les autorités de sûreté nationale du client.

La différenciation se manifeste également par la capacité des opérateurs à traiter une grande diversité de combustible usé, et notamment leur aptitude à prendre en charge des combustibles avec des taux de combustion de plus en plus élevés et un taux plus fort d'enrichissement initial. Les entreprises peuvent aussi se différencier en offrant des services supplémentaires : gestion du combustible usé, entreposage et aménagement d'installations d'entreposage et de stockage. Dans l'avenir, avec la mise au point des réacteurs de génération IV et les installations du cycle du combustible associées, la différenciation des produits et des services pourrait se renforcer.

## *Équilibre entre capacité et demande*

En dépit de l'indisponibilité prolongée récente de l'installation de Sellafield au Royaume-Uni, les autres installations n'ont pas fonctionné à leur pleine capacité. Toutefois, l'amélioration des perspectives de l'énergie nucléaire dans les années à venir devrait entraîner une utilisation à pleine capacité des installations existantes et l'aménagement de nouvelles installations, énumérées dans les tableaux 15 et 16. Au Japon, l'usine de Rokkasho-mura de 800 tML ne suffira pas à retraiter la totalité du volume annuel de combustible usé à moyen terme, à savoir 1 200 tML.

## *Alliances et coopération entre fournisseurs*

Plusieurs types de coopération peuvent intervenir dans le secteur du retraitement et du recyclage, allant de la coopération au niveau de la construction et de l'exploitation des installations existantes jusqu'à la promotion et au développement de solutions de retraitement à long terme.

L'usine de JNFL construite à Rokkasho-mura, en 1987, dans le cadre d'un accord de transfert de technologie signé avec AREVA est similaire à l'installation UP3 de La Hague. En décembre 2005, ce contrat d'aide technique a été élargi au démarrage commercial de l'usine. Les deux groupes ont signé un accord global de partenariat en septembre 2007 pour coopérer à l'amélioration de l'efficacité industrielle de leurs usines et pour s'employer ensemble à promouvoir les activités de recyclage sur la scène internationale. AREVA a également signé des contrats de soutien technique avec British Nuclear Group (jadis chargé par la NDA d'exploiter le site de Sellafield) pour la vitrification des déchets de haute activité.

Dans le cadre du programme GNEP, le ministère de l'Énergie des États-Unis a ouvert un appel d'offres pour la construction d'installations de retraitement et de recyclage de démonstration. Plusieurs groupes ont formé des consortiums pour étudier les modèles techniques et commerciaux pour ces installations.

## *Intérêt général*

Le retraitement, comme l'enrichissement, fait appel à une technologie stratégiquement sensible, qui est soumise à des contrôles stricts de non-prolifération. En outre, l'entreposage et la manipulation du plutonium séparé exigent des mesures de sécurité strictes. De ce fait, le retraitement se limite à un petit nombre de sites dans un petit nombre de pays en possession d'une technologie nucléaire avancée.

Toutefois, comme nous l'avons déjà signalé, de nouvelles techniques de retraitement sont actuellement mises au point, qui permettront d'éviter de produire du plutonium séparé. De ce fait, il sera peut-être possible dans l'avenir de construire des usines de retraitement sur de nouveaux sites dans le monde. De plus, on envisage également d'implanter des installations multilatérales de retraitement sous contrôle international dans le cadre des propositions de fourniture garantie de combustible (voir description dans la section 7).

Conformément aux contrôles multilatéraux de non-prolifération de l'AIEA, la fourniture internationale d'uranium et de services du cycle du combustible exige souvent qu'un accord de coopération nucléaire existe entre le pays fournisseur et le pays bénéficiaire. Ce contrat donne souvent au pays fournisseur des droits perpétuels sur l'utilisation ultérieure des matières nucléaires fournies, y compris le droit d'approuver leur retraitement et recyclage.

### ***Obstacles et restrictions au commerce***

En dehors des restrictions imposées pour les raisons de non-prolifération mentionnées ci-dessus, il n'existe pas d'autres obstacles au commerce des services de retraitement et recyclage. Le nombre des partenaires commerciaux dans ces activités est limité, et, en temps normal, les politiques participent activement à la création et à l'administration des dispositifs juridiques, réglementaires et commerciaux indispensables.

Le commerce du plutonium et de l'uranium de retraitement est limité, voire nul, ses substances restant la propriété des compagnies d'électricité propriétaire du combustible utilisé retraité. Ces matières sont entreposées jusqu'à ce que la compagnie d'électricité décide de les recycler, l'industrie du cycle du combustible agissant en tant que prestataire de services.

## **5.2. Fabrication de combustible MOX**

Le combustible MOX est un mélange d'oxyde d'uranium et de plutonium, la teneur en plutonium fissile remplaçant effectivement l'uranium enrichi, sinon indispensable. L'uranium dans le combustible MOX peut être de l'uranium naturel, mais souvent on utilise de l'uranium appauvri (par exemple, les résidus d'une usine d'enrichissement). Les réacteurs rapides utilisent du combustible MOX mais ils sont peu nombreux. À ce jour, la plupart du combustible MOX a été fabriqué pour être utilisé dans les REO à la place du combustible uranium standard.

Comme nous le soulignons dans la section 5.1 ci-dessus, les compagnies d'électricité qui font retraiter une partie de leur combustible usé restent les propriétaires du plutonium et de l'uranium séparés. Bon nombre de ces compagnies d'électricité ont utilisé le combustible MOX ou ont l'intention de le faire. La fabrication du combustible MOX est, donc, offerte comme un service, essentiellement par les entreprises qui, déjà, exploitent des usines de retraitement.

En général, il faut pour utiliser du combustible MOX dans un REO une autorisation spécifique des autorités de sûreté et, dans bien des cas, les installations de manipulation et de rechargement du combustible doivent être mises en conformité (principalement du fait des niveaux de rayonnement plus élevés du combustible). De ce fait, toutes les REO ne sont pas autorisées ou équipées pour utiliser du combustible MOX, même s'il leur était techniquement possible de le faire. En outre, pour des raisons techniques, la plupart des REO ne peuvent charger du combustible MOX que dans une partie (en général moins d'un tiers) du cœur.

Les activités de fabrication de combustible MOX ont commencé dans les années 50 en Belgique et aux États-Unis et, depuis, s'effectuent également en France, en Allemagne, en Inde, au Japon, en Russie et au Royaume-Uni. Néanmoins, comme pour le retraitement, peu d'installations commerciales sont entrées en service. Seules des usines situées en Belgique, en France et au Royaume-Uni ont fourni le marché international ces dernières années. L'Allemagne et les États-Unis, qui exploitaient des installations de démonstration, ont ensuite abandonné la fabrication du combustible MOX, tandis que l'Inde, le Japon et la Russie ne possèdent que des installations nationales de plus petite taille.

L'usine de combustible MOX de Belgonucléaire, à Dessel, en Belgique, est entrée en service en 1973. Elle a été modernisée en 1984-85 afin de porter sa capacité nominale à 35 tML/an pour le combustible MOX destiné aux REO. Cependant, elle a été définitivement fermée en 2006 en raison de l'absence de débouchés. En France, le combustible MOX était initialement fabriqué sur le site de Cadarache, qui avait une capacité de 40 tML/an lorsqu'il a été fermé en 2003. Une deuxième usine, sur le site de Marcoule, connue sous le nom de MELOX, est entrée en service en 1995. Sa capacité a été augmentée en 2003, date à laquelle elle est passée de 100 tML/an de combustible pour REO à 145 tML/an, pour compenser la fermeture de l'usine de Cadarache. Sa capacité a encore été augmentée de 50 tML/an en 2007.

Au Royaume-Uni, le combustible MOX était fabriqué jusqu'en 1999 dans l'installation de démonstration MOX (d'une capacité de 8 tML/an) à Sellafield. Une usine plus grande, l'usine MOX de Sellafield (SMP) est entrée en service

en 2001. Toutefois, des difficultés techniques et autres problèmes ont retardé le démarrage de la pleine production et, à ce jour, l'usine n'a produit qu'une petite quantité de combustible MOX. Sa production augmente régulièrement mais son propriétaire, NDA, ne pense pas qu'elle parviendra un jour à atteindre sa capacité nominale prévue à l'origine, à savoir 120 tML/an ; à terme sa capacité pourrait avoisiner 40 tML/an.

En 1999, le gouvernement américain a décidé de construire une usine pour fabriquer du combustible MOX avec les 34 tML de plutonium militaire excédentaire afin de l'utiliser dans les REP nationaux. Cette usine est en cours de construction sur le site de Savannah River en Caroline du Sud, mais, pour l'instant, aucune date ferme n'a été fixée pour son démarrage. La construction d'une usine de fabrication de MOX pour REO à partir de plutonium militaire a été projetée en Russie comme pendant de l'usine actuellement en construction aux États-Unis. Néanmoins, la Russie projette actuellement d'utiliser le plutonium seulement dans les réacteurs rapides, et principalement pour alimenter un nouveau grand réacteur rapide (BN800) en construction.

Les compagnies d'électricité japonaises sont de gros clients des usines européennes de fabrication du MOX, étant donné que le plutonium provenant du combustible usé japonais séparé dans les usines de retraitement européennes doit être renvoyé au Japon sous forme de combustible MOX. À plus long terme, le Japon devrait, d'ici 2012, bâtir, après l'usine de retraitement de Rokkasho-mura, une usine de fabrication du combustible MOX (connu sous le nom de J-MOX) d'une capacité de 130 tML/an. Des compagnies d'électricité belges, françaises, allemandes et suisses sont aussi clientes des trois fabricants européens de combustible MOX. À la fin de 2006, plus de 2 000 tML de combustible MOX avaient été chargées dans les 39 REO de ces pays.

Ainsi, de nos jours, la seule grande usine de fabrication de MOX en service dans le monde est l'installation MELOX sur le site d'AREVA à Marcoule. L'usine de fabrication de MOX de Sellafield dont la production devrait augmenter constituera une autre source d'approvisionnement à court terme, auquel viendront s'ajouter dans les années à venir des installations au Japon et aux États-Unis.

Ces dernières années ont vu une contraction de la demande de combustible MOX sur le marché. En Belgique, deux réacteurs ont reçu l'autorisation de charger du combustible MOX fabriqué à partir de plutonium (soit 4 tML) issu du retraitement de 530 tonnes de combustible usé, prévu dans le cadre d'un contrat de retraitement signé en 1978. Le combustible MOX a commencé à être utilisé en 1995, le dernier lot étant chargé en 2006. Le gouvernement n'a pas

autorisé la signature de nouveaux contrats de retraitement depuis 1998 : c'est ainsi que le combustible MOX a cessé d'être utilisé en Belgique.

En France, vingt réacteurs à eau sous pression ont été autorisés à utiliser du combustible MOX. À la fin de 2004, 52 tML de plutonium avaient été recyclés en MOX pour REO, fabriqués à Dessel, Cadarache et La Hague. Conformément à un accord conclu en 2005 entre Électricité de France (EDF) et AREVA, ce groupe retraitera suffisamment de combustible usé d'EDF pour fournir environ 100 tML/an de combustible MOX jusqu'en 2014.

Les compagnies d'électricité allemandes ont commencé à charger du combustible MOX dans les REO en 1966. Dans des centrales appartenant à E.ON, RWE et EnBWE on continue d'utiliser ce combustible, qui contient du plutonium séparé dans le cadre de contrats de retraitement conclus dans le passé. Toutefois, depuis 2005, la législation allemande a interdit la signature de nouveaux contrats de retraitement, de sorte que l'utilisation du combustible MOX devrait cesser une fois que le plutonium provenant des contrats en vigueur aura été totalement utilisé. En Suisse, les centrales de Beznau et Gösgen continuent d'utiliser du combustible MOX, mais le gouvernement a imposé un moratoire de dix ans sur les nouveaux contrats de retraitement.

Le programme de combustible MOX japonais a connu plusieurs retards. À ce jour, du combustible MOX a été livré à Fukushima-3 (en 1999) et Kashiwazaki-3 (en 2001) par les usines de Dessel de Belgonucléaire. Cependant, les autorités japonaises n'ont pas donné l'autorisation de charger ce combustible jusqu'à présent. Du combustible MOX doit être fabriqué à l'usine MELOX, des contrats ayant été récemment signés dans ce sens. Lorsque l'usine de retraitement de Rokkasho-mura fonctionnera à pleine capacité et que l'usine de J-MOX sera en service en 2012 environ, du combustible MOX devrait être utilisé dans 16 à 20 réacteurs, selon les autorisations obtenues et la situation politique.

Il se peut que dans l'avenir du plutonium soit utilisé dans le combustible MOX par d'autres compagnies d'électricité que celles qui possédaient le combustible usé dont il était issu (y compris dans d'autres pays). Cela pourrait être le cas si la compagnie d'électricité n'est pas en mesure d'utiliser le combustible MOX elle-même, en raison de restrictions techniques ou juridiques. Par exemple, le Royaume-Uni n'a pas de programme national de recyclage du MOX, alors qu'il possède un gros stock de plutonium. Toutefois, la non-prolifération et les autres préoccupations de cet ordre devraient limiter énormément le commerce des produits contenant du plutonium dans un avenir prévisible.

À plus long terme, la mise au point de nouveaux modèles de réacteurs avancés avec des cycles du combustible fermé, utilisant des technologies de

retraitement non proliférantes, pourrait se traduire par des modifications profondes des impératifs de fabrication du combustible pour le recyclage des matières retraitées. La conception de nouveaux modèles de combustibles dans le cadre de ces cycles du combustible avancé, faisant probablement appel à plus d'automatisation et de télécommande, nécessiteront de nombreux travaux de recherche et développement dans les années à venir. De nouvelles technologies pourraient voir le jour, au départ sous le contrôle des États qui devront trouver des applications commerciales au moment approprié.

### **5.3. Gestion des déchets radioactifs et démantèlement**

La manipulation et le stockage de tous les types de déchets radioactifs sont soumis à des lois et règlements spécifiques dans chaque pays qui définissent les responsabilités de la gestion et du stockage des déchets à chaque étape. Le stockage définitif des déchets radioactifs est une question qui relève de la politique nationale ainsi que des accords internationaux, comme la Convention commune sur la sûreté de la gestion du combustible usé et sur la sûreté de la gestion des déchets radioactifs. Normalement, cette responsabilité relève d'un organisme public ou d'un autre organe approuvé, créé à cette fin, dans chaque pays.

La gestion des déchets radioactifs est d'abord la responsabilité de la compagnie d'électricité exploitant la centrale nucléaire ou de l'opérateur de l'installation du cycle du combustible où le déchet est produit. Ce principe s'applique aux déchets de faible activité et aux déchets de moyenne activité produits durant les opérations ainsi qu'au combustible retiré des réacteurs (qui est un déchet de haute activité s'il n'est pas retraités). Ces opérateurs conservent généralement la propriété et la responsabilité de ces déchets et de tout autre déchet produit durant leur manipulation ou leur traitement jusqu'à ce que la responsabilité de ces déchets puisse être reprise par l'organisme national chargé de leur stockage définitif. C'est pourquoi, il n'y a pas de concurrence pour le stockage des déchets radioactifs, comme il y en a pour d'autres types de déchets industriels.

La situation est identique en ce qui concerne le démantèlement et la déconstruction des installations nucléaires à la fin de leur durée de vie. Les exploitants conservent la responsabilité de leurs sites nucléaires jusqu'à ce que pour ainsi dire toute la radioactivité en soi supprimée. Les activités de démantèlement et de déconstruction produisent également des quantités considérables de déchets radioactifs dont l'exploitant restera également responsable jusqu'à ce qu'ils puissent être définitivement stockés. Ces activités peuvent prendre de nombreuses années, l'expérience dont on dispose aujourd'hui provenant en

grande partie du démantèlement des installations de recherche, des usines du cycle du combustible et des installations nucléaires militaires.

Même si les exploitants des installations nucléaires restent responsables des déchets radioactifs et du démantèlement, de nombreuses entreprises commerciales fournissent du matériel et des services pour les aider à gérer les déchets et à démanteler les installations. Les sous-secteurs spécifiques de ce marché global comprennent les services de retraitement et de services de fabrication du combustible MOX dans le cadre de la gestion du combustible nucléaire usé que nous examinons dans les sections qui suivent. Parmi les autres services de gestion du combustible usé (lorsque le combustible n'est pas retraité), citons la fourniture de châteaux de transport et d'entreposage du combustible et le réaménagement des racks d'entreposage dans les piscines pour en accroître la capacité.

Parmi les exemples de produits et de services relatifs à d'autres types de déchets et au démantèlement, on peut mentionner le matériel de décontamination, le matériel de découpe à distance, les techniques de conditionnement et de manipulation, etc. Ces produits sont fournis par de nombreuses entreprises, dont l'éventail va des principaux fabricants de combustible nucléaire déjà décrits dans les sections qui précèdent en passant par les autres entreprises d'ingénierie nucléaire jusqu'aux petites entreprises spécialisées dans des aspects particuliers de la gestion des déchets ou du démantèlement.

Dans certains pays, des sites nucléaires appartenant à l'État contiennent de vastes quantités de déchets radioactifs anciens et de déchets provenant d'installations nucléaires désaffectées. Certains gouvernements ont sous-traité la gestion de ces sites à des entreprises privées en lançant des appels d'offre. Même si le gouvernement conserve la responsabilité de ces sites, ces accords placent les activités de démantèlement et de gestion des déchets sous le contrôle d'entreprises qui ont obtenu le contrat de gestion du site pour une durée d'au moins dix ans en général.

Ces contrats de gestion de sites à long terme sont la pratique courante pour les sites nucléaires publics aux États-Unis où les activités sont nombreuses en dehors du démantèlement et de la gestion des déchets. Au Royaume-Uni, la NDA conclut des contrats similaires pour la gestion des sites les plus anciens du pays.

Dans l'ensemble, il s'agit d'un secteur complexe où les activités vont des contrats de gestion sur plusieurs années, de grands sites avec de vastes quantités de déchets à des activités réduites de sous-traitance et à la fourniture de matériel de petite taille pour la manipulation des déchets. Les entreprises actives dans ce secteur sont quelques grandes entreprises nucléaires qui interviennent également dans d'autres secteurs décrits dans ce rapport et d'autres grandes

entreprises d'ingénierie. On peut donc estimer qu'il y a un certain niveau d'intégration verticale avec d'autres activités nucléaires bien qu'il n'y ait pas de lien évident entre la commercialisation de services de gestion des déchets et la commercialisation des autres produits et services.

Participent aussi à ce secteur de nombreuses entreprises spécialisées de taille plus modeste, qui fournissent des produits et services dans un ou plusieurs sous-secteurs de la gestion des déchets et du démantèlement. On dispose de peu d'informations directes pour parvenir à une évaluation sérieuse des parts de marché de chacune de ces entreprises. Néanmoins, de toute évidence, de nombreuses sociétés interviennent dans ce marché ainsi que de multiples fournisseurs dans chacun des principaux sous-secteurs.

Même si, comme nous l'avons signalé plus haut, des contrats à long terme sont attribués pour la gestion de grands sites nucléaires, dans la grande majorité des cas, les contrats de gestion des déchets et de démantèlement sont passés pour un seul projet ou pour la fourniture de matériel spécialisé. Les innovations techniques dans ce domaine sont considérables, les entreprises s'efforçant de proposer des techniques et des équipements améliorés qui leur permettront d'avoir un avantage concurrentiel. En général, les seules barrières à l'entrée sont la détention d'une technologie ou d'un savoir-faire correspondant à un besoin et présentant des avantages par rapport aux concurrents en termes de coûts ou sur d'autres points, comme la radioprotection, le volume d'entreposage des déchets, etc. Cela signifie que les produits et les services fournis sont souvent extrêmement différenciés, mais la grande diversité des situations observées au niveau des activités de gestion des déchets et du démantèlement signifie que le meilleur produit dans un cas ne sera pas forcément celui qui sera le mieux adapté dans un autre.

La plupart des différents sous-secteurs de ce marché sont généraux par nature dans la mesure où les opérateurs de site rechercheront normalement la meilleure solution pour leurs besoins particuliers. Une technologie présentant des avantages peut être rapidement adoptée par les utilisateurs dans de nombreux pays. Le produit ou le service doit normalement être fourni sur le site où le déchet ou l'installation à démanteler sont situés, mais le transport ou les considérations logistiques seront rarement des obstacles importants pour ce type d'activité. Il n'existe pas en général d'obstacles au commerce ou de restrictions similaires qui s'appliquent aux activités de gestion des déchets et de démantèlement.

## **6. CONCURRENCE DANS LE SECTEUR DES SERVICES MAINTENANCE ET RÉNOVATION DES CENTRALES NUCLÉAIRES**

Le marché global de la maintenance et de la rénovation des centrales nucléaires est complexe et diversifié et s'apparente peut-être plus à une série de petits marchés. Les activités concernées vont des opérations de maintenance et d'inspection de routine, réalisées durant les arrêts programmés pour rechargement, aux vastes projets de rénovation, comme le remplacement de générateurs de vapeur et de couvercles des cuves sous pression de réacteur.

Les propriétaires de centrales nucléaires cherchent tout naturellement à produire le maximum d'électricité et, ainsi, à engranger le maximum de recettes. Ils s'efforcent, donc, à réduire au minimum le temps d'arrêt programmé de leurs installations. En même temps, il faut que la maintenance soit d'un niveau de qualité élevé pour que la centrale puisse fonctionner en toute sécurité et efficacement et surtout pour éviter les arrêts non programmés dus à des dysfonctionnements ou à d'autres problèmes.

Les réacteurs à eau ordinaire qui constituent la grande majorité des centrales nucléaires dans le monde doivent être arrêtés tous les un à deux ans pour rechargement. Pour maximiser le facteur de charge de la centrale, l'activité est intense pendant ces arrêts, de nombreuses opérations de maintenance et d'inspection étant couramment programmées en plus du rechargement du cœur. Dans la mesure du possible, des activités supplémentaires, comme le remplacement du matériel et sa modernisation seront aussi prévus pendant cet intervalle de temps. Les arrêts pour rechargement durent en général cinq à six semaines mais peuvent être plus courts ou plus longs selon la quantité de travaux supplémentaires qui doivent être réalisés.

La gestion efficace des arrêts est donc un facteur essentiel du fonctionnement général des centrales nucléaires, et tout un secteur de l'industrie nucléaire a vu le jour pour fournir l'éventail de services dont les propriétaires ont besoin pour les opérations qui doivent être réalisées durant ces périodes relativement courtes. Souvent, la main-d'œuvre sur place peut plus que doubler pendant ces arrêts étant donné que les sous-traitants amènent des spécialistes pour effectuer des tâches particulières.

Comme de nombreuses activités différentes se déroulent en parallèle, il faut planifier les arrêts et gérer les travaux pendant cette période avec le plus grand soin. Plusieurs entreprises et sous-traitants peuvent être chargés de différentes opérations simultanément, ce qui nécessite l'établissement d'un calendrier minutieux et toute une logistique efficace pour garantir que tout se déroulera sans accroc. En fait, la gestion des arrêts en elle-même est un service spécialisé, proposé par un certain nombre d'entreprises. Même si certains propriétaires de centrales nucléaires, en particulier ceux qui en possèdent plusieurs, ont la compétence en interne pour prendre en charge l'organisation, d'autres préfèrent confier la gestion des arrêts à une entreprise de consultants spécialisée.

Les grands projets d'amélioration ou de remplacement exceptionnels peuvent aussi être effectués pendant les arrêts de routine qui, dans ce cas, doivent à priori être prolongés. Pour une installation donnée, ces activités n'ont lieu que rarement et représentent un gros investissement supplémentaire pour le propriétaire des installations. Ces améliorations et rénovations d'envergure sont habituellement effectuées pour améliorer la fiabilité de la centrale et souvent pour prolonger sa durée de vie. Une raison supplémentaire de les faire peut être la volonté d'accroître la production électrique de l'installation.

## **Parts de marché**

Une grande partie de l'activité sur ces marchés est assurée par les mêmes entreprises que celles qui interviennent pour la construction des centrales nucléaires ou du moins qui ont participé aux grands programmes de construction de réacteurs des années 70 et 80. Il s'agit des principaux constructeurs de centrales nucléaires, d'une série d'entreprises spécialisées d'ingénierie nucléaire et de départements de certaines grandes sociétés d'ingénierie générale (dont certaines ont des filiales ou des divisions spécialisées dans le nucléaire). Ces entreprises sont normalement les maîtres d'œuvre des projets nucléaires mais elles font appel à de nombreuses autres entreprises chargées de fournir les services et le matériel requis.

En raison de l'absence de commandes de nouvelles centrales nucléaires ces dernières années, on a assisté à une concentration importante de l'ensemble du secteur de l'ingénierie nucléaire. Certaines entreprises ont abandonné le marché nucléaire ou ont vendu leurs divisions nucléaires, tandis que d'autres entreprises spécialisées ont fusionné ou d'autres encore ont été absorbées. Les entreprises qui se sont maintenues sur le marché ont dû se cantonner dans la maintenance, les remises à niveau et les rénovations du parc de réacteurs en service au lieu de construire de nouvelles centrales. La taille de ces marchés a augmenté au fil des ans lorsqu'il a fallu remettre à niveau les installations en modernisant leurs

équipements et lorsque de nombreuses entreprises ont commencé à planifier la prolongation de la durée de vie de leurs installations. Cette tendance devrait se poursuivre, de sorte que l'on peut s'attendre à une forte demande de toute la gamme de ces services.

Si parallèlement à cette augmentation, la construction de nouvelles centrales nucléaires s'intensifie, faisant appel dans une large mesure aux compétences et aux ressources du même groupe d'entreprises (et à leurs employés), on risque de manquer d'experts, de matériel et d'installations de fabrication. Si ces entreprises parviennent à conquérir des marchés de construction de centrales, il se peut qu'elles ne puissent pas participer pleinement à celui des services et matériels requis pour les arrêts programmés et la rénovation des installations en service. Il sera alors plus difficile et/ou plus onéreux pour les propriétaires de centrales nucléaires de trouver les compétences requises pour réaliser les opérations de maintenance de routine et de rénovation dans les temps voulu et en préservant leur rentabilité.

Toutefois, les entreprises d'ingénierie nucléaire qui sont nées de la concentration intervenue pendant les années de vache maigre se préparent actuellement à cette nouvelle croissance du secteur nucléaire et, de ce fait, gonflent leurs effectifs et accroissent leurs moyens. D'autres entreprises d'ingénierie, dont celles qui ont abandonné les activités nucléaires dans le passé envisagent également de se replacer sur ces marchés. Comme toujours, les marchés risquent de mettre du temps à réagir mais il est indiscutable que les fournisseurs de services et d'équipements se préparent à une renaissance du nucléaire, notamment aux États-Unis où les projets de nouvelles centrales nucléaires se précisent (voir section 5). En outre, certaines des grandes compagnies électronucléaires qui disposent de moyens en interne importants pour fournir ces services à leurs propres centrales nucléaires, auront peut-être aussi la possibilité d'offrir ces services à d'autres compagnies d'électricité.

On dispose de peu d'informations sur les parts de marché de chacune des entreprises, mais de toute évidence, en dépit de la concentration du secteur, il reste un nombre important d'entreprises dans les différents sous-secteurs de ce marché. Pour les projets plus grands surtout, les propriétaires de centrales préféreront s'adresser à ceux qui ont construit leur centrale nucléaire ou à leurs successeurs et, dans certains cas, cette participation sera pour ainsi dire essentielle pour fournir les connaissances spécialisées indispensables sur la centrale en question. Mais dans de nombreux cas, d'autres fournisseurs peuvent être employés, et la concurrence sera forte pour les appels d'offre relatifs aux projets. Même lorsque le constructeur initial de centrales nucléaires participe aux travaux, il arrive parfois qu'il ne joue qu'un rôle limité de consultant.

Néanmoins, il reste des sous-secteurs spécialisés où il n'existe pas d'autres fournisseurs et où un fournisseur domine le marché. Cela se produit surtout dans le cas de modèles de centrales moins courants, pour lesquels il n'est pas toujours intéressant pour les autres fournisseurs de développer l'expertise voulue. Dans ces cas, le constructeur initial peut conserver une grande part de marché.

### **Degré d'intégration verticale**

Comme nous le soulignons plus haut, les principaux constructeurs de centrales nucléaires font partie des principaux fournisseurs de services et de matériel pour les travaux de rénovation et les principales opérations réalisées durant l'arrêt des centrales nucléaires. En général, les constructeurs peuvent s'attendre à continuer de participer aux futurs travaux effectués sur la centrale qu'ils ont fournie et ils peuvent bénéficier d'un avantage concurrentiel pour les services et le matériel destinés à leurs propres modèles de centrales. Ces entreprises sont également les principaux fournisseurs de services de fabrication de combustible nucléaire, disposant là encore d'un avantage concurrentiel pour leurs propres modèles de réacteur (voir section 3.4).

De fait, il est courant qu'un contrat initial de fourniture de combustible et de services couvrant les premières années de la durée de vie de la centrale soit conclu dans le cadre de la construction d'une centrale. Cela n'a rien d'exceptionnel pour un produit d'une telle complexité et technicité et est considéré comme normal par les clients lorsqu'ils choisissent un constructeur au départ.

Pendant, après ces premières années, de nombreux propriétaires de centrales envisageront de s'adresser à d'autres fournisseurs, du moins pour certains des services et matériels dont ils ont besoin pendant les opérations de maintenance et les arrêts de l'installation. Les constructeurs de centrales nucléaires se sont souvent employés à conquérir le marché pour d'autres filières, et certaines entreprises spécialisées qui sont arrivées sur le marché offrent des services pour tous les modèles de centrales. En général, l'avantage concurrentiel du constructeur semble diminuer après les premières années de fonctionnement de l'installation bien que pour certaines activités il ne puisse disparaître totalement.

Comme nous l'avons déjà mentionné, seuls deux groupes, à savoir AREVA et Atomenergoprom, sont en mesure de fournir une gamme complète de produits et services pour les centrales nucléaires, y compris l'uranium et les autres services du cycle du combustible. Westinghouse peut aussi être considéré comme un fournisseur plus intégré du fait de ses partenariats avec Toshiba et

d'autres actionnaires, y compris Kazatomprom. Ces groupes verticalement intégrés sont en mesure de tout offrir aux acheteurs de nouvelles centrales, de l'intégralité de la fourniture du combustible à la gamme entière des services nécessaires à une installation. Cela peut limiter la concurrence sur les marchés des services à réaliser pendant les arrêts. Toutefois, ces contrats globaux devraient se limiter aux premières années de vie de la centrale. Ils semblent répondre à une demande des clients.

### **Proportion de contrats à long terme**

Comme nous venons de le dire, la commande d'une centrale nucléaire comportera vraisemblablement la fourniture de services de maintenance au moins pendant les premières années de fonctionnement de l'installation. Cela comprend la garantie normale mais peut aussi concerner la fourniture d'autres services et matériels durant quelques années.

Néanmoins, dans la plupart des cas, les propriétaires de centrales peuvent choisir les entreprises auxquelles ils font appel parmi une série de fournisseurs et prestataires de services concurrents. Ils peuvent décider de gérer les arrêts en interne ou de faire appel à des entreprises spécialisées dans la gestion des arrêts. Dans ce dernier cas, le propriétaire de centrales aura peut-être intérêt à établir une relation à long terme en concluant un contrat sur plusieurs années et plusieurs arrêts afin que l'entreprise chargée des travaux puisse continuer à mettre à profit les connaissances qu'elle a acquises sur l'installation. Dans d'autres cas, les entreprises en question peuvent seulement être engagées pour des opérations ponctuelles ou la fourniture de matériel spécifique.

Les grands projets de modernisation ou de remplacement font normalement l'objet d'appels d'offre ou de négociations aboutissant à la signature de contrats avec un ou plusieurs fournisseurs.

### **Barrières à l'entrée**

Il y a moins d'entreprises actives sur le marché de l'ingénierie nucléaire aujourd'hui que dans les années 80 en raison de la concentration du marché et de l'abandon par certaines entreprises des activités nucléaires. Si le marché se développe dans les années à venir comme on s'y attend, les entreprises d'ingénierie seront plus tentées et auront plus de possibilité d'entrer ou de ré-entrer sur le marché. Toutefois, des normes spéciales doivent être respectées et les entreprises désireuses de fournir des produits et des services à l'industrie nucléaire devront souvent obtenir un agrément. Pour l'obtenir et le conserver,

les entreprises devront investir du temps et des travaux dans des évaluations techniques et des procédures administratives qui risquent de dissuader celles-ci si le marché pour ces produits est petit et/ou incertain.

Par exemple, l'American Society of Mechanical Engineers (ASME) définit des codes et des normes d'ingénierie nucléaire et délivre des certificats (connus sous le nom de N-type Stamps) de fabrication de composants pour les installations nucléaires. Les entreprises doivent prouver leurs aptitudes à respecter les normes nucléaires pour obtenir ces agréments, ce qui leur demande quelque investissement. D'autres pays ont des mécanismes similaires. L'Union européenne envisage d'adopter des règles communes à respecter pour obtenir cet agrément, mais, pour l'instant, chaque État membre est responsable de ses propres normes.

Pour certaines activités, l'intervenant doit posséder des connaissances exclusives de certains systèmes et technologies, ce qui confèrera un avantage aux constructeurs de l'installation ou aux fournisseurs d'équipement, mais la plupart des systèmes et composants dans une centrale nucléaire peuvent être remplacés par ceux d'autres fournisseurs. Certaines technologies nucléaires sensibles sont soumises à des restrictions qui, toutefois, ne touchent pas la vaste majorité des activités de maintenance dans une centrale nucléaire.

### **Coûts de transaction et segmentation du marché**

Comme les services d'ingénierie nucléaire sont des services d'expertise et de conseil, les coûts de transaction sont faibles, et le marché est essentiellement mondial. En règle générale, les propriétaires de centrales nucléaires ont intérêt financièrement à rechercher le meilleur prestataire de services ou fournisseur d'équipement, où qu'il soit basé dans le monde. La majorité des grandes entreprises d'ingénierie nucléaire et un grand nombre de petites également opèrent dans beaucoup de pays.

Même lorsqu'il s'agit de gros composants, comme les générateurs de vapeur et les turbines, l'avantage financier apporté par la fourniture de l'équipement le plus performant, installé dans le temps le plus court, comptera davantage normalement que tout coût de transaction supplémentaire associé à l'implantation géographique d'une installation de fabrication. Même si quelques propriétaires de centrales nucléaires préfèrent avoir affaire à des fournisseurs nationaux, leurs raisons ne sont probablement pas purement financières.

## **Différenciation des produits**

Le marché des produits et des services pour la maintenance et la rénovation des centrales nucléaires est vaste et diversifié. Des fournisseurs concurrents dans chaque sous-secteur du marché mettent au point et améliorent sans cesse leurs propositions pour obtenir un avantage concurrentiel. En outre, pour de nombreux types de produits et de services, les impératifs ne sont pas les mêmes pour chaque modèle de centrale et les propriétaires peuvent préférer différentes méthodes pour réaliser des travaux équivalents.

Ainsi, le degré de différenciation des produits est très élevé dans beaucoup de sous-secteurs. Néanmoins, cette forte différenciation est associée à de nombreuses niches spécialisées sur le marché et à un haut degré d'innovation exigeant donc des fournisseurs de faire preuve d'une grande souplesse dans leurs propositions et de s'adapter aux besoins de chaque client.

## **Équilibre entre capacité et demande**

Rappelons ici que la demande de produits et de services pour la maintenance et la rénovation des centrales nucléaires existantes a été stable ou a progressé lentement ces dernières années. Bien que le nombre des centrales nucléaires ait à peine augmenté, la demande de rénovation et de mise à niveau est restée assez forte. Dans l'intervalle, une grande partie de la surcapacité héritée de la période précédente d'expansion rapide du nucléaire a disparu. Dans ces conditions de stabilité du marché, un équilibre approximatif s'est instauré entre la capacité et la demande.

Selon certains signes que l'on peut observer actuellement, la demande pourrait augmenter plus fortement dans les dix ans à venir, sachant en particulier que les mêmes capacités sont requises pour la construction des centrales, leur maintenance et leur rénovation. Dans la plupart des sous-secteurs, cependant, le marché devrait avoir le temps de s'adapter.

Toutefois, il se peut que l'expertise et la capacité d'approvisionnement dans certains domaines spécialisés soient limitées. Par exemple, les entreprises auront plus de mal à fournir de gros composants de remplacement, comme les générateurs de vapeur ou les couvercles de cuves sous pression de réacteurs, si leurs installations fonctionnent exclusivement pour fabriquer les composants des nouvelles centrales. On peut alors assister à des engorgements, du moins pendant les premières années de redémarrage de la croissance du nucléaire.

## **Alliances et coopération entre fournisseurs**

Pour de nombreuses activités menées dans des centrales nucléaires, il faut plus d'un fournisseur, ce qui implique une certaine coopération ou du moins coordination entre eux. Dans certaines circonstances, des arrangements plus formels peuvent être mis sur pied, comme des consortiums pour tenter d'obtenir le marché dans le cas de gros projets. Parmi les autres formes de coopération structurée, citons les contrats de licence pour l'utilisation de certaines technologies et les contrats de commercialisation dans des régions spécifiques.

Ce n'est que normal sur un vaste marché diversifié faisant appel à de la haute technologie et où les fournisseurs sont nombreux. Il est souvent indispensable de constituer des consortiums concurrents qui regroupent une série de compétences et de moyens pour répondre aux besoins des clients, en particulier lorsqu'il s'agit de gros projets. Beaucoup de ces alliances se limitent à un seul projet et ne se traduisent pas forcément par une relation à long terme entre les entreprises qui souvent restent concurrentes pour d'autres contrats.

## **Intérêt général**

Comme pour les autres activités nucléaires, la maintenance et la rénovation des centrales sont soumises à une réglementation et à l'obtention d'autorisation visant à préserver la sûreté de fonctionnement de l'installation. La plupart des modifications de centrales doivent d'abord être approuvées par les autorités de sûreté, qui doivent en outre s'assurer que les travaux ont été réalisés correctement avant que la centrale ne recommence à fonctionner. Les entreprises sous contrat doivent habituellement avoir été approuvées et autorisées au préalable pour pouvoir travailler sur des projets nucléaires.

Le transfert de technologies nucléaires sensibles est limité pour des raisons de non-prolifération. La fourniture internationale de technologies à double usage (à savoir qui peuvent avoir des applications non pacifiques) exige en général une licence spéciale d'exportations. Toutefois, la plupart du temps, la fourniture de produits et de services aux centrales existantes n'est pas concernée. Dans de rares cas, à la suite de la fourniture d'une centrale nucléaire, un pays peut être soumis à des restrictions plus sévères de non-prolifération qui mettent un frein à la fourniture d'autres produits et services. Il en a été ainsi, par exemple, des centrales nucléaires livrées dans le passé par le Canada et les États-Unis à l'Inde.

## **Restrictions et obstacles au commerce**

En général, quelques restrictions officielles s'appliquent spécifiquement au commerce international de produits et de services pour la maintenance et la rénovation des centrales en plus de celles qui s'appliquent à la fourniture des centrales elles-mêmes. Certains gouvernements ont volontairement pour politique de développer l'industrie nucléaire nationale et peuvent demander aux compagnies d'électricité du pays de se procurer ces produits et services auprès de fournisseurs nationaux dans la mesure du possible. Cette fourniture se fait souvent en coopération avec des partenaires étrangers dans le cadre d'un transfert de technologie faisant partie du contrat initial de construction de la centrale nucléaire. Même si ces accords n'excluent pas entièrement les entreprises étrangères, ils devraient limiter la quantité de produits et services ouverts à la concurrence internationale.

Dans certains cas, des taxes d'importation et des droits de douane peuvent être appliqués aux composants et matériels fournis à l'étranger, comme à n'importe quel autre produit manufacturé.



## **7. INCIDENCES SUR LA CONCURRENCE DES MÉCANISMES MULTILATÉRAUX DE FOURNITURE DE COMBUSTIBLE**

### **7.1. Aperçu des propositions actuelles**

À l'heure actuelle, les pays qui souhaitent mettre en place un programme électronucléaire doivent normalement recourir aux fournisseurs du cycle du combustible de pays dotés de programme nucléaire. Néanmoins, par crainte d'une insuffisance de l'offre et par désir de conquérir une indépendance énergétique, certains pays ne souhaiteront pas s'en remettre à des fournisseurs internationaux solidement implantés.

La plupart des pays ne pourront avoir recours à l'autre solution consistant à créer l'éventail complet des installations du cycle du combustible sur leur territoire en raison d'une part des coûts élevés que cela entraînerait et de la difficulté de se procurer les technologies et l'équipement nécessaires. En outre, la diffusion de technologies nucléaires sensibles, en particulier celles du retraitement et de l'enrichissement susciterait de profondes inquiétudes au sujet de la prolifération dans certaines régions.

Comme de nombreux pays envisagent de lancer un programme nucléaire dans les années à venir, cette question reçoit une attention accrue. Une série d'organisations et de pays différents ont proposé de créer sous diverses formes des mécanismes multilatéraux pour garantir la fourniture de matières nucléaires et de services du cycle du combustible en évitant la prolifération des technologies nucléaires sensibles. Ces propositions font actuellement l'objet d'un examen dans le cadre d'une initiative de l'AIEA.

Ce rapport ne se propose pas d'examiner les avantages de ces mécanismes et de se prononcer sur l'intérêt qu'ils présentent pour la sécurité d'approvisionnement et les problèmes en matière de non prolifération. Toutefois, ces mécanismes pourraient avoir un impact sur la concurrence sur l'industrie nucléaire mondiale et, de ce fait, le groupe d'experts a étudié les répercussions possibles de certains types principaux de mécanismes actuellement envisagés.

Aux fins de l'évaluation de l'impact possible sur la concurrence, les quelque douze propositions actuellement examinées par l'AIEA ont été regroupées en trois grandes catégories. Ces catégories sont décrites ci-dessous en se fondant sur les informations préliminaires disponibles. Ces mécanismes sont ensuite étudiés sous l'angle des indicateurs de la compétitivité utilisés ailleurs dans le rapport.

***Première catégorie : stocks contrôlés par un organisme multilatéral indépendant***

Certaines propositions prévoient le contrôle du stock de matières nucléaires (banque virtuelle ou réelle de combustible ou combinaison des deux) par une organisation multilatérale indépendante (probablement l'AIEA). Les utilisateurs de combustible nucléaire se fourniraient sur le marché par le biais de contrats commerciaux normaux, mais l'organisation multilatérale jouerait le rôle de garant ou d'arbitre en cas d'interruption de la fourniture. Pour créer cette banque du combustible, les pays fournisseurs actuels confieraient à l'organisation des réserves physiques et/ou virtuelles d'uranium faiblement enrichi. Ainsi, d'autres pays ne seraient pas ou ne seraient plus tentés de développer leurs propres capacités d'enrichissement et de retraitement.

La banque de combustible fournirait de ce fait un approvisionnement de secours à des prix compétitifs aux utilisateurs de combustible sur une base non discriminatoire et non politique. On aurait recours à cette banque lorsque des critères prédéfinis seraient satisfaits, par exemple lorsqu'une mesure gouvernementale empêche une société d'enrichissement d'honorer ses engagements commerciaux. La réserve physique sous forme de dioxyde d'uranium (UO<sub>2</sub>) ou d'hexafluorure d'uranium enrichi (UF<sub>6</sub>) serait soumise au contrôle de l'organisation et serait entreposée sur un ou plusieurs sites sécurisés, soit dans les pays fournisseurs ou dans des pays tiers. La réserve virtuelle serait constituée par des engagements des gouvernements de fournir de l'uranium faiblement enrichi à l'organisation. En principe, on pourrait créer des réserves de combustible fabriqué mais cela serait peu commode du fait de la grande variété des conceptions d'assemblage combustible.

Il faudrait résoudre plusieurs questions juridiques pour faire entrer en vigueur ce type d'arrangement, notamment l'abandon par le fournisseur au profit de l'organisation de son droit de consentement pour le transfert de matières aux pays utilisateurs ainsi que les prescriptions relatives à l'autorisation et aux transports. Si une réserve physique était constituée, il faudrait les accords des pays d'accueil et éventuellement fixer des modalités de transit avec les pays voisins.

## ***Deuxième catégorie : garantie de fourniture de combustible par de multiples pays fournisseurs***

Dans le cadre du GNEP, il est proposé qu'un groupe de pays dotés de technologie nucléaire avancée assure un approvisionnement fiable en combustible nucléaire aux autres pays par un système de leasing. En échange, les pays utilisateurs s'engageraient à ne pas développer les technologies d'enrichissement et de retraitement.

Selon le ministère de l'Énergie des États-Unis, dans le cadre de ce type de système de leasing, le fournisseur garantirait l'approvisionnement en combustible et prendrait en charge le stockage final du combustible utilisé, y compris les dispositifs de sécurité et de garanties. Cet arrangement pourrait couvrir la reprise du combustible utilisé pour son recyclage. Il s'appliquerait aux modèles de réacteurs actuels ainsi qu'aux nouveaux types avancés de réacteurs qui sont en train d'être mis au point.

Le GNEP s'emploie également à développer de nouvelles technologies de réacteurs et de cycles du combustible, notamment les modèles de centrales nucléaires ayant une puissance installée convenant aux réseaux et aux besoins industriels des pays en développement, ainsi que des réacteurs rapides de type avancé utilisables pour le recyclage et des technologies de retraitement permettant une séparation groupée des actinides (transuraniens) plutôt qu'une séparation du plutonium seul.

## ***Troisième catégorie : installations du cycle du combustible sous contrôle multilatéral***

Les propositions de cette catégorie incluent la création d'un ou de plusieurs centres internationaux du cycle du combustible servant à fournir directement des services d'enrichissement. En principe, le même système pourrait être utilisé pour le retraitement, mais ces propositions sont moins avancées. Les pays détiendraient une participation dans cette installation, leur donnant droit à une part de la production mais n'auraient pas accès aux technologies sensibles de production.

Les installations d'Urenco (en Allemagne, aux Pays-Bas et au Royaume-Uni) et d'Eurodif (en France) sont des exemples d'usines d'enrichissement appartenant à plusieurs pays (bien que sensiblement différentes des propositions actuelles). Urenco a été créé par un traité tripartite, les entités de chaque pays possédant un tiers de l'entreprise et une usine étant implantée dans chacun des pays. Eurodif est une entreprise commune à laquelle participent cinq pays (le pays d'accueil,

la France, plus la Belgique, l'Iran, l'Italie et l'Espagne). Il était prévu au départ de fournir des services d'enrichissement aux partenaires qui avaient investi, mais l'uranium enrichi n'a jamais été fourni à l'Iran.

En 2007, la Russie a annoncé la création du centre international d'enrichissement de l'uranium, basé dans son installation d'Angarsk. Elle a invité d'autres pays à se joindre au centre qui sera initialement approvisionné par l'usine d'Angarsk, mais qui pourrait ensuite être agrandie. Jusqu'à présent, seul le Kazakhstan est devenu partenaire du projet mais d'autres pourraient suivre. De son côté, l'Allemagne a proposé la création d'un centre international d'enrichissement sous contrôle de l'AIEA.

Dans le cadre des propositions actuelles, les gouvernements (ou des entités commerciales autorisées) acquerraient des parts dans l'installation existante ou nouvelle en contrepartie d'une part de la production. Il faudrait pour cela convertir une installation nationale existante (comme dans le projet russe) ou construire de nouvelles usines dans des pays partenaires dans le but peut-être de créer une série de centres régionaux. Dans certaines propositions, ces usines auraient un statut extraterritorial qui nécessiterait l'adoption de nouvelles dispositions juridiques et politiques.

## **7.2. Évaluation de l'impact possible sur la concurrence**

Les mécanismes multilatéraux proposés de fourniture de combustible constituent un cadre théorique dont on pourra s'inspirer pour mettre en place dans l'avenir un réseau de fourniture de combustible. Pour l'instant, ces propositions sont peu détaillées ; cependant, lorsque l'on met sur pied des mécanismes efficaces pour garantir l'approvisionnement en combustible, il est notamment essentiel\* que les mécanismes en question soient commercialement compétitifs, ne soient pas monopolistiques et ne soient soumis à aucune contrainte politique. Par ailleurs, il faut que des sources de secours soient disponibles pour le cas où les matières et services requis ne pourraient être fournis. Toutefois, cela dit, il existe des différences fondamentales entre les projets susceptibles d'avoir un impact sur le fonctionnement des marchés du cycle du combustible dans l'avenir. Cette évaluation doit permettre de mettre en évidence les domaines où ces projets peuvent avoir des incidences communes et divergentes sur la concurrence.

---

\* Comme le recommande le groupe d'experts indépendants sur "les approches multilatérales du cycle du combustible nucléaire", INFCIRC/640, AIEA, 22 février 2005.

## ***Parts de marché***

Les propositions de la catégorie 1 auraient peu d'incidences immédiates sur le marché international actuel du combustible. Seul un modeste volume de matières est susceptible d'être stocké, alors que les systèmes commerciaux en vigueur continueraient dans des conditions normales. Néanmoins, on pourrait craindre que ces formules ne servent à protéger les parts de marché des fournisseurs actuels (ou des pays fournisseurs) sur un futur marché plus grand en décourageant les nouveaux entrants ou en leur barrant la route.

Les projets de la catégorie 2 pourraient avoir pour effet de concentrer les marchés nucléaires par des contrats associant construction de centrales nucléaires et fourniture de combustible (avec d'éventuels services de reprise du combustible usé), excluant ainsi du marché les fournisseurs incapables d'offrir toute la gamme des services. Les systèmes de la catégorie 3 pourraient aussi aboutir à une segmentation des marchés de la fourniture autour de grandes installations régionales. Ces deux catégories pourraient aussi servir à protéger les parts de marché des fournisseurs actuels sur un futur marché élargi. Toutefois, elles pourraient également se traduire par la mise en place d'installations supplémentaires sous contrôle d'entreprises commerciales indépendantes.

## ***Degré d'intégration verticale***

La concentration à laquelle on a assisté dans de nombreux secteurs nucléaires ces dernières années, associée à d'autres formes de partenariat et de coopération, a abouti à l'émergence de fournisseurs caractérisés par une plus forte intégration verticale. Jusqu'à présent, cela a eu peu d'impact sur les pratiques en matière de contrat, mais de nombreux fournisseurs sont à même aujourd'hui d'offrir un plus large éventail de produits et de services.

En principe, les formules de la catégorie 1 ne devraient pas avoir d'incidence directe sur le degré d'intégration verticale. Celles de la catégorie 2 pourraient favoriser ou même rendre indispensable l'expansion verticale des fournisseurs existants, se chargeant de la construction des centrales nucléaires et de l'ensemble du cycle du combustible (en particulier si le contrat prévoit une reprise du combustible usé). Les systèmes de la catégorie 3 pourraient aussi favoriser une intégration verticale plus poussée, fondée sur de gros fournisseurs régionaux.

## ***Proportion de contrats à long terme***

La plupart des matières et des services du combustible sont actuellement achetés dans le cadre de contrats à long terme, seul un petit pourcentage de contrats étant conclus sur le marché spot (environ 10 %). En principe, les systèmes de la catégorie 1 favoriseraient les contrats à long terme si des réserves physiques ou virtuelles de secours étaient facilement disponibles. Toutefois, dans la pratique, les quantités concernées par la création et le maintien de réserves de combustible ont peu de chances d'avoir un impact important sur les pratiques contractuelles. En effet, elles sont probablement loin d'être comparables au stock que les compagnies d'électricité détiennent actuellement en plus de leurs contrats à long terme.

Pour les catégories 2 et 3, les contrats à long terme resteraient aussi mutuellement avantageux pour les utilisateurs et les fournisseurs de combustibles. Ainsi, la situation ne devrait pas véritablement évoluer. Toutefois, il est essentiel pour la concurrence sur les marchés que la durée des contrats ne soit pas trop longue. En effet, il faut que les utilisateurs puissent changer de fournisseurs après un temps raisonnable si l'on veut préserver la concurrence.

En d'autres termes, après le choix d'un concepteur/constructeur de centrales nucléaires, les clients ne devraient pas être liés indéfiniment avec le même fournisseur pour leur approvisionnement en combustible ainsi que les services de maintenance et la rénovation de leur installation. À plus long terme, il ne serait pas avantageux pour le client d'abandonner sa possibilité de choisir entre fournisseurs concurrents, en échange de la garantie d'approvisionnement en combustible. Différents clients peuvent avoir différentes priorités, et ces priorités peuvent changer dans le temps.

## ***Barrières à l'entrée***

Les mécanismes proposés de fourniture garantie de combustible seraient conçus pour limiter ou décourager l'entrée dans certains secteurs du futur marché du cycle du combustible (en particulier l'enrichissement et le retraitement) afin de restreindre la diffusion de technologies sensibles. Ainsi, ces systèmes pourraient faire obstacle à l'entrée de nouveaux fournisseurs (du moins pour ceux qui sont situés dans des pays ne possédant pas d'installations). En revanche, si ces systèmes aboutissaient à la création de nouvelles installations du cycle du combustible, commercialement exploitées et contrôlées par d'autres entités que les installations en place, la concurrence sur le marché s'en trouverait renforcée.

## *Coûts de transaction et segmentation du marché*

Nous avons souligné dans le rapport que certains facteurs limitent l'accès des fournisseurs aux clients. Si les mécanismes de fourniture garantie de combustible réussissaient à rendre l'énergie nucléaire accessible à un plus grand nombre de pays, moyennant des investissements modestes au départ dans les infrastructures nucléaires nationales, les marchés nucléaires mondiaux se développeraient et s'élargiraient. En revanche, la percée de fournisseurs régionaux détenus par l'État ou sous contrôle de l'État pourrait se traduire par une forte segmentation régionale des marchés. En règle générale, il sera essentielle pour préserver la concurrence de maintenir des relations commerciales entre les fournisseurs et les clients et de s'assurer que les clients ne sont pas liés à un seul fournisseur régional.

## *Différenciation des produits*

La fourniture, la conversion et l'enrichissement de l'uranium sont des biens/services fongibles, ce qui signifie que tout fournisseur peut approvisionner n'importe quel réacteur. Il faut des niveaux différents d'enrichissement mais ils sont souvent normalisés. Cela signifie également qu'un stock d'uranium faiblement enrichi contenant des matières à différents niveaux d'enrichissement pourrait être utilisé comme réserve de secours pour pratiquement tous les réacteurs.

Toutefois, chaque modèle de réacteur utilise une conception différente de combustible. Bien qu'il existe plusieurs fournisseurs pour la plupart des centrales nucléaires en service, le combustible proposé par différents fournisseurs n'est pas facilement interchangeable en règle générale. Pour les nouvelles centrales nucléaires, le combustible sera souvent protégé par des droits exclusifs et sera fourni au départ uniquement par le constructeur de la centrale ou des entreprises sous licence. Par contre, la technologie de fabrication du combustible est beaucoup moins sensible que celle de l'enrichissement et des usines existent dans un plus grand nombre de pays. Avec le lancement de nouveaux grands programmes électronucléaires, de nouvelles installations pourraient être construites au niveau local ou régional.

## *Équilibre entre capacité et demande*

Un certain niveau de surcapacité sur un marché, quel qu'il soit, contribue à assurer la concurrence. Si la puissance nucléaire installée se développe dans l'avenir, la surcapacité actuelle a toutes les chances de disparaître, et un nouvel approvisionnement sera indispensable. Pour la première catégorie, l'existence d'une banque de combustible devrait en principe réduire le besoin de capacité

de réserve. Comme nous l'avons souligné, ces stocks ne devraient pas être suffisamment grands pour avoir une incidence importante sur les marchés. Néanmoins, étant donné que le but visé est de dissuader les pays de se doter d'installations nucléaires, l'effet sur la concurrence risque d'être négatif dans une certaine mesure.

En ce qui concerne les deuxième et troisième catégories, l'effet sur la capacité dépendra des modalités détaillées des projets adoptés. Si l'effet est de protéger les parts de marché des fournisseurs en place, leur permettant de se développer avec peu de concurrence de nouveaux entrants, l'impact sur la concurrence sera vraisemblablement négatif. Toutefois, si ces projets se traduisent par la mise en place d'une nouvelle capacité exploitée par des entreprises commerciales et contrôlées par d'autres groupes que ceux qui ont actuellement des installations, cela se traduira par une augmentation de la capacité générale et vraisemblablement par une intensification de la concurrence.

### *Alliances et coopération entre fournisseurs*

On a assisté, ces dernières années, à une concentration massive sur les marchés des centrales nucléaires et du combustible nucléaire, les acteurs internationaux devenant moins nombreux et plus gros. À cela, il faut ajouter diverses alliances et partenariats à mesure que les acteurs majeurs tentent d'élargir la gamme des produits et services qu'ils offrent et qu'ils élargissent leur rayon d'action. Ce processus n'est peut-être pas achevé, mais une amplification de la concentration semble peu vraisemblable dans la plupart des secteurs.

Les systèmes de la catégorie 1 ne devraient pas avoir un impact important. En ce qui concerne la deuxième et la troisième catégories, l'impact pourrait dépendre, de nouveau, des modalités détaillées des mécanismes adoptés. Il faudra peut-être que les fournisseurs en place et les nouveaux entrants coopèrent pour créer de nouvelles installations, surtout lorsque le transfert de technologie protégé par des droits exclusif est indispensable sachant que l'objectif final devrait être de contribuer à la naissance de nouveaux opérateurs commerciaux indépendants, capables d'entrer en concurrence sur les marchés régionaux et mondiaux.

### *Intérêt général*

Chacun de ces mécanismes de fourniture de combustible risque de soulever des problèmes juridiques et de responsabilité qui pourraient avoir pour effet de limiter la vente de matières à certains clients et rendrait indispensable

l'adoption de nouvelles réglementations relatives aux mécanismes internationaux de fourniture de combustible. Cependant, le principal objectif des mécanismes de fourniture garantie est de protéger l'intérêt général, à savoir de réduire les risques de prolifération de technologies et de matières nucléaires sensibles.

### ***Restrictions et obstacles au commerce***

À l'heure actuelle, certains obstacles au commerce, droits de douane et restrictions à l'importation sont imposés sur des produits et services du cycle du combustible pour protéger les fournisseurs nationaux : citons à ce propos les importations en provenance de Russie vers les États-Unis et l'Union européenne. Les mécanismes de fourniture garantie de combustible ne devraient pas avoir un effet immédiat sur ces restrictions. À plus long terme, le développement de ces mécanismes pourrait diminuer ou supprimer la nécessité d'avoir recours à ces restrictions avec pour effet une plus grande ouverture des marchés. Toutefois, si des pays développent des programmes électronucléaires, en partie pour renforcer leur indépendance énergétique, les restrictions pourraient être renforcées. Il importe pour la compétitivité future des marchés nucléaires que ces restrictions soient réduites au minimum et d'une durée limitée.



## 8. CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

### 8.1. Résumé et conclusions pour chaque secteur du marché

#### *Conception, ingénierie et construction des centrales nucléaires*

Après une longue période de concentration et de repli, due à l'absence de nouvelles commandes dans la plupart des pays depuis les années 80, ce secteur semble se préparer à une forte expansion dans les dix ans à venir au minimum. Malgré la dépression du marché depuis les années 80, les constructeurs de centrales nucléaires qui sont restés en activité ont continué à mettre au point leur conception et proposent à présent des produits nettement plus performants que ceux qui existaient au cours des dernières grandes périodes d'expansion nucléaire.

Sur les marchés importants du moins, où une série de commandes peuvent être passées, il est probable qu'il y aura une forte concurrence entre quatre à cinq constructeurs. En dépit de quelques distorsions sur le marché, essentiellement lorsque les constructeurs dominant leur marché national, un marché mondial où plusieurs constructeurs indépendants sont en concurrence a émergé offrant ainsi aux clients éventuels un véritable choix. Toutefois, les différences d'un pays à l'autre entre les prescriptions réglementaires applicables à la conception des centrales nucléaires qui peuvent se traduire par des coûts initiaux importants pour les constructeurs désireux de pénétrer sur un nouveau marché risquent en fait de limiter le choix qui s'offre aux compagnies d'électricité, en particulier sur des marchés plus petits.

À plus long terme, de nouveaux constructeurs importants de centrales nucléaires devraient apparaître : ce seront, très vraisemblablement, des entreprises ayant bénéficié de transfert de technologie dans le cadre de marchés signés avec des constructeurs établis, qui ont poursuivi elles-mêmes le développement de la technologie en question et qui atteignent ainsi le statut de constructeur indépendant capable d'offrir des conceptions différentes sur le marché mondial. Des entreprises de ce type pourraient émerger en Corée et en Chine. De nouveaux constructeurs qui ont mis au point eux même des conceptions plus innovantes de réacteurs peuvent aussi émerger, mais la probabilité ici est plus incertaine et le délai d'apparition sera plus long.

## *Fourniture d'uranium*

Le marché de l'uranium ne semble pas être excessivement concentré à l'heure actuelle et, d'après l'analyse réalisée dans ce rapport, il est probable que la concentration diminuera dans les prochaines années du fait de l'augmentation de la production face à une demande croissante. Un nombre important de nouvelles installations de production d'uranium devrait entrer en service, quelques-unes sous le contrôle des grands producteurs actuels. Cependant bon nombre de ces installations appartiendront à de nouveaux entrants ou à de petits producteurs en plein essor. Malgré la concentration prévisible du fait de la fusion des plus petits producteurs ou de leur absorption par de gros producteurs, on devrait assister à une réduction de la concentration du marché. La fusion éventuelle de deux grands producteurs pourrait, toutefois, être préoccupante si elle se traduisait par le contrôle d'une très large part de la production mondiale.

Les États-Unis et l'Union européenne ont imposé des restrictions sur les importations d'uranium car d'énormes stocks d'uranium de différents types provenant de Russie étaient disponibles sur le marché dans les années 90, faisant chuter les prix de l'uranium. Néanmoins, dans les années à venir, ces matières arriveront en moins grandes quantités sur les marchés internationaux ne serait-ce que parce que la demande nationale en Russie augmentera vraisemblablement. De ce fait, ces restrictions au commerce devraient avoir encore moins d'effet sur le marché, même si elles sont maintenues.

## *Services de conversion en UF<sub>6</sub>*

Il existe en fait seulement trois grands fournisseurs de services de conversion en UF<sub>6</sub> sur le marché mondial, un quatrième fournissant l'uranium, les services de conversion et d'enrichissement dans le cadre d'un contrat global. Ceci signifie que le marché est trop concentré. En effet, cette concentration a même crû récemment depuis que l'usine de conversion du Royaume-Uni est passée sous le contrôle de Cameco qui assure la commercialisation de sa production en plus de la production de sa propre usine au Canada. Sinon, la seule solution était de définitivement fermer l'usine. Cet arrangement est prévu jusqu'en 2016, date à partir de laquelle l'avenir de l'usine reste incertain.

Étant donné que les usines de conversion servent de sites principaux d'entreposage et de chambre de compensation sur le marché de l'uranium, il est plus intéressant pour les acteurs du marché de n'avoir qu'un nombre relativement limité de sites. En effet, cela facilite le commerce de l'uranium ainsi que celui des services de conversion. Comme la conversion ne représente qu'une petite fraction (environ 5 %) du coût total du combustible nucléaire, de nouvelles installations de conversion sur de nouveaux sites auront peut-être du

mal à s'implanter. Les projets d'expansion actuels indiquent que les principaux fournisseurs vont accroître leurs capacités dans la proportion voulue pour s'adapter à la demande et que le niveau de concentration du marché ne changera pas véritablement.

### *Services d'enrichissement de l'uranium*

L'enrichissement de l'uranium fait appel à une des technologies les plus sensibles du point de vue de la non-prolifération de sorte que sa dissémination et son utilisation sont extrêmement réglementées. Seul un petit nombre de pays possèdent cette technologie qui est confiée par les gouvernements à un nombre restreint d'entreprises commerciales de sorte que la concurrence sur le marché dans ce secteur est inévitablement limitée.

Toutefois, l'industrie de l'enrichissement traverse actuellement une période de profonde mutation qui devrait la transformer dans les dix prochaines années. Les vieilles usines de diffusion gazeuse, toujours en service en France et aux États-Unis, seront remplacées par de nouvelles usines d'ultra-centrifugation, et il se peut que la technologie d'enrichissement par laser soit commercialisée. Il y aura au moins deux et peut-être même quatre nouvelles usines d'enrichissement aux États-Unis d'ici 2015, chacune exploitée par des fournisseurs concurrents. L'importante capacité d'enrichissement de la Russie devrait également jouer un rôle plus important sur le marché international. De ce fait, les parts de marché des fournisseurs actuels évolueront vraisemblablement.

En revanche, il est moins certain que de nouveaux fournisseurs apparaissent. De petites usines d'enrichissement fonctionnent au Japon et en Chine, qui pourraient éventuellement augmenter leurs capacités en fonction de la croissance de la demande. D'autres pays, dont l'Australie, le Canada et l'Afrique du Sud, ont manifesté leur intention d'investir dans des installations d'enrichissement, en utilisant éventuellement du matériel acheté aux détenteurs actuels de la technologie. L'enrichissement est un des principaux points discutés dans le contexte des mécanismes multilatéraux de fourniture de combustible, les propositions présentées englobant la mise en place de nouvelles installations sous contrôle international ou sous le contrôle d'un groupe de pays.

### *Services de fabrication du combustible*

Contrairement aux services de l'amont du cycle examinés ci-dessus, la fabrication de combustible est avant tout un service sur mesure, consistant à préparer des assemblages combustibles correspondant exactement aux besoins de chaque centrale. La conception et la fiabilité du combustible peuvent avoir un effet considérable sur les performances générales de la centrale. De fait, on peut

considérer que la conception du combustible fait partie intégrante de la conception de la centrale elle-même. Ce n'est pas par hasard si les premiers fournisseurs de combustible pour toutes les centrales nucléaires sont les concepteurs et constructeurs de centrales, qui bénéficient d'un avantage technologique sur les autres fabricants pour leurs propres modèles de centrales.

De ce fait, certains exploitants de centrales ne considéreront pas que le risque commercial qu'ils courent en changeant de fournisseur est justifié par les éventuelles économies sur le coût du combustible et préféreront continuer à faire appel aux constructeurs de la centrale. La concurrence est, cependant, importante sur le marché de la fabrication du combustible, en particulier aux États-Unis, et il n'est pas rare que les exploitants changent de fournisseur. Pour les centrales d'un modèle plus courant, il peut y avoir jusqu'à trois fabricants sur le marché, et certaines compagnies d'électricité ont pour principe d'envisager le changement de fournisseur tous les deux ou trois ans. Les innovations ont été considérables dans le domaine de la conception des combustibles et se sont traduites par une amélioration importante de la production et des performances des centrales nucléaires. C'est la concurrence entre les fabricants qui est essentiellement à l'origine de ces innovations.

Toutefois, même si, en principe, chaque fabricant/constructeur est aussi capable de fabriquer du combustible pour les centrales conçues par d'autres constructeurs, il ne sera tenté de le faire que si la demande est suffisante pour justifier l'investissement requis. De ce fait, les exploitants de modèles moins courants de centrales disposent d'un nombre bien plus limité de fournisseurs et, dans certains cas même, il se peut qu'il n'y ait pas d'autres fabricants que le constructeur de la centrale.

On a assisté ces dernières années à une concentration du marché de la fabrication de combustible, parallèlement à la fusion des principaux constructeurs de centrales nucléaires. Les activités de fabrication du combustible de plusieurs constructeurs de centrales (qui approvisionnaient différents modèles de centrales) ont été regroupées au sein d'une même entité. Il semble à présent que le marché soit trop concentré. Pour certains sous-secteurs du marché, il n'y a, de fait, aucune concurrence.

Les centrales, qui seront commandées dans les années à venir, seront de conception nouvelle et auront besoin de nouveaux types de combustible. Le premier chargement sera inévitablement fourni par le constructeur de l'installation qui, pour ce faire, ajoutera de la capacité au moment voulu et à l'endroit voulu. Dans certains cas, quand un gros programme nucléaire est

lancé, pour accroître la capacité, il est possible d'accorder une licence de fabrication à de nouvelles usines locales.

Toutefois, si l'on veut qu'un marché concurrentiel se développe à plus long terme pour ces types de combustible, il faudra que de nouveaux fournisseurs apparaissent sur le marché international. C'est une question à laquelle les acheteurs de centrales nucléaires doivent réfléchir lorsqu'ils choisissent la technologie de réacteur qu'ils achètent. L'expérience montre que pour avoir le choix entre plusieurs fournisseurs de combustible, il faut choisir un modèle de centrale qui est construit en grand nombre étant donné que ces modèles devraient être mieux approvisionnés par d'autres fabricants. L'émergence de quatre à cinq modèles standardisés de centrales dans le monde pourrait favoriser la concurrence sur le marché de la fabrication du combustible.

### *Services de retraitement du combustible usé*

Des usines de retraitement sont en service dans trois pays, à savoir, la France, le Royaume-Uni et la Russie, et une nouvelle usine devrait être mise en service au Japon en 2008. Une grande partie de la capacité de ces usines est utilisée pour retraiter le combustible usé produit dans le pays, mais les trois usines en service retraitent également du combustible usé envoyé par des compagnies d'électricité de pays étrangers. Le retraitement est réalisé dans la majorité des cas dans le cadre d'un contrat à long terme conclu il y a plusieurs années. Plusieurs compagnies d'électricité, qui retraitaient leur combustible usé, ont décidé à présent de l'entreposer.

Étant donné qu'il se pourrait que l'énergie nucléaire connaisse une nouvelle période d'expansion, on observe un regain d'intérêt pour le retraitement et le recyclage du combustible usé. Certains modèles de réacteurs disponibles aujourd'hui (comme l'EPR d'AREVA) sont conçus pour utiliser plus de combustible MOX. À un horizon plus lointain, plusieurs pays consacrent des travaux de recherche et développement à de nouvelles technologies de retraitement. Néanmoins, comme l'enrichissement, le retraitement est une technologie extrêmement sensible sous l'angle de la non-prolifération, en particulier si elle peut être utilisée pour séparer du plutonium.

Le Partenariat mondial pour l'énergie nucléaire (GNEP), une importante initiative lancée des États-Unis, répond à cette préoccupation. Ce partenariat mondial vise entre autres à développer une technologie de retraitement plus résistante à la prolifération et à en faire la démonstration. Tout accroissement de la capacité de retraitement interviendra vraisemblablement dans la poignée de pays qui sont détenteurs de la technologie ou sera soumise à un contrôle

multilatéral. Le recours plus général au retraitement dépendra également beaucoup de l'adoption de nouveaux modèles de réacteurs avancés (souvent appelés réacteurs de génération IV) qui mettront pleinement à profit les matières recyclées. La commercialisation de ces modèles devrait intervenir vers 2030.

### ***Services de fabrication de combustible MOX***

Les compagnies d'électricité qui ont fait retraiter une partie de leur combustible usé ont acquis des quantités de plutonium qui peuvent être utilisées pour fabriquer du combustible MOX utilisable dans certains réacteurs à eau ordinaire en service. Deux usines fonctionnent actuellement, l'une au Royaume-Uni et l'autre en France. Le combustible ainsi fabriqué a été livré à plusieurs pays européens et au Japon. Pour l'instant, ce marché est limité, et répond surtout à la volonté des compagnies d'électricité concernées d'utiliser leur plutonium. La fabrication de combustible MOX est donc liée à l'avenir du retraitement commercial et, à plus long terme, au déploiement de modèles avancés de réacteurs utilisant du combustible contenant des matières recyclées.

### ***Services de gestion des déchets radioactifs et de démantèlement***

En règle générale, les compagnies d'électricité sont responsables de la gestion des déchets radioactifs produits dans leurs centrales. Une des stratégies de gestion du combustible usé consiste à le retraiter et à le recycler comme nous l'avons vu plus haut. Dans d'autres cas, le combustible usé est simplement entreposé sur le site de la centrale dans des piscines ou dans des conteneurs et des entrepôts à sec. À terme, le combustible usé et les autres types de déchets sont confiés aux autorités nationales ou à l'organisme responsable de leur stockage. Pour le démantèlement, la situation est la même, les déchets du démantèlement étant entreposés ou envoyés pour être stockés dans une installation nationale.

De ce fait, l'activité commerciale dans ce secteur se limite généralement à la prestation de services et à la fourniture de technologie et de matériel. De nombreuses entreprises spécialisées y participent ainsi qu'un grand nombre des principales sociétés du secteur nucléaire. En général, la concurrence et l'innovation dans ce secteur sont importantes. Les activités se recoupent quelque peu avec celles du marché de la maintenance et de la rénovation des centrales nucléaires de sorte que les mêmes réflexions peuvent être faites. L'intensification des travaux de construction de centrales nucléaires risque de détourner des ressources des autres secteurs desservis par les entreprises d'ingénierie nucléaire. Toutefois, les entreprises spécialisées dans les technologies et les équipements de gestion des déchets radioactifs ne seront

probablement pas touchées. En effet, tout accroissement de la demande de leurs services du fait du développement du nucléaire prendra plusieurs années avant de se concrétiser.

### *Services de maintenance et de rénovation des centrales nucléaires*

Faute de commande de nouvelles centrales nucléaires ces dernières années, les constructeurs de réacteurs et les autres entreprises d'ingénierie nucléaire qui sont nées de la concentration et du repli de l'industrie qui en ont résulté se sont de plus en plus consacrés aux activités de maintenance, de mise à niveau et de rénovation du parc de réacteurs en service. Ces activités sont souvent importantes quand il s'agit de prolonger la durée d'exploitation des centrales nucléaires et d'améliorer leurs performances et leur production. À présent que la prolongation de la durée de vie d'un grand nombre de centrales nucléaires en service est projetée, il est peu vraisemblable que le nombre des grands projets de rénovation baisse. L'équilibre à l'heure actuelle entre la capacité et la demande dans ce secteur semble bon, la concurrence dans plusieurs sous-secteurs de ce marché complexe étant importante.

Toutefois, si de nombreuses centrales sont construites dans les années à venir, cette situation peut changer. Les mêmes entreprises qui offrent aujourd'hui des services de maintenance et de rénovation interviendront aussi pour la construction de nouvelles centrales. Il pourrait devenir plus difficile de trouver des fournisseurs concurrents capables de se charger d'opérations de maintenance de routine et de grands projets de rénovation dans les délais voulus. Lorsque l'on étudie les capacités industrielles indispensables pour permettre une expansion de l'énergie nucléaire, il ne faut pas oublier les moyens qui doivent être consacrés à la maintenance et à la rénovation des centrales en service.

## **8.2. Place des fournisseurs dans les différents secteurs et intégration verticale**

Les principaux fournisseurs dans chaque grand secteur du marché examiné ci-dessus et leurs parts approximatives de marché sont précisés dans les chapitres correspondants de ce rapport ; le tableau 17 récapitule les principaux fournisseurs dans chaque secteur, en les classant en fonction de leur part de marché. Il en ressort que les secteurs les plus concentrés sont l'enrichissement et la fabrication du combustible, un fournisseur ayant plus de 30 % du marché dans les deux cas et les autres en détenant de 20 à 30 %. Le retraitement est également un marché concentré bien qu'il s'agisse d'un marché plus petit et moins bien évolué que les deux autres.

**Tableau 17. Les principaux fournisseurs dans les différents secteurs de l'industrie nucléaire en fonction de leur part de marché**

Secteur du marché	Part > 30%	30% > Part > 20%	20% > Part > 10%
Construction de centrales*	—	AREVA Westinghouse	Atomenergoprom General Electric
Fourniture d'uranium	—	Cameco	AREVA Atomenergoprom Rio Tinto
Conversion en UF <sub>6</sub>	—	AREVA Atomenergoprom Cameco	ConverDyn
Enrichissement	Atomenergoprom	AREVA USEC	Urenco
Fabrication du combustible	AREVA	Westinghouse	GNF
Retraitement	AREVA	JNFL NDA	Atomenergoprom

\* Y compris les groupes qui ont fusionné, sur la base de l'ensemble des centrales nucléaires en service.

Toutefois, le tableau révèle également que, dans aucun secteur de l'amont du cycle du combustible, une seule entreprise ne détient une position véritablement dominante étant donné qu'il existe au moins quatre fournisseurs concurrents. L'analyse réalisée pour ce rapport montre que la plus importante part de marché réellement détenue dans un secteur dépasse tout juste 30 %, et rien ne prouve d'après les informations dont on dispose à l'heure actuelle que ces parts pourraient augmenter sensiblement lorsque les secteurs se développeront dans les dix prochaines années. De fait, dans certains secteurs, notamment celui de la fourniture d'uranium, le marché pourrait se caractériser par une moindre concentration dans les années à venir. Sur le marché de la fabrication du combustible, étant donné que le combustible des nouvelles centrales nucléaires est habituellement fourni au départ par le constructeur de la centrale, les futures parts de marché dépendront dans une large mesure du marché de la construction de centrales. Il faudra du temps pour qu'un marché concurrentiel voie le jour pour la fabrication de combustibles destinés aux nouveaux modèles de réacteurs.

En ce qui concerne le marché de la conception, de l'ingénierie et de la construction de centrales nucléaires, il est difficile d'évaluer les futures parts de marché des différents constructeurs étant donné qu'elles dépendent de leur capacité d'obtenir des commandes dans l'avenir. Toutefois, il est évident que

dans la plupart des régions, la concurrence est vive entre au moins trois à quatre grands fournisseurs, qui proposent tous des modèles de réacteurs attractifs et compétitifs. En cela, le marché de la construction des centrales nucléaires soutient bien la comparaison avec certaines autres industries d'ingénierie proposant des produits de haute technicité, notamment l'industrie aéronautique. D'après les premières indications dont on dispose, chaque grand constructeur de centrales nucléaires réussira à obtenir une part importante des nouvelles commandes dans les dix années à venir. À plus long terme, de nouveaux fournisseurs pourraient aussi apparaître, du moins sur les marchés régionaux.

**Tableau 18. Intégration verticale de quelques groupes actifs dans plusieurs secteurs importants de l'industrie nucléaire**

Secteur du marché	AREVA	Atomenergoprom	General Electric	Westinghouse
Construction de centrales et maintenance	Oui	Oui	Oui	Oui
Fourniture d'uranium	Oui	Oui	Non	Non*
Conversion en UF <sub>6</sub>	Oui	Oui	Non	Non
Enrichissement	Oui	Oui	Programmé	Non
Fabrication de combustible	Oui	Oui	Oui	Oui
Retraitement	Oui	Limité	Non	Non
Combustible MOX	Oui	Limité	Non	Non

\* Kazatomprom, un fournisseur d'uranium, détient 10 % des parts de Westinghouse.

Le tableau 17 montre également que plusieurs entreprises détiennent une part importante dans plus d'un secteur, ce qui revient à dire qu'il y a un certain degré d'intégration verticale sur plusieurs secteurs du marché. On peut voir sur le tableau 18 les principaux groupes verticalement intégrés et les secteurs dans lesquels ils opèrent. Si ces groupes fournissent des équipements, des services et des matières nucléaires dans le cadre d'un contrat global (par exemple, la fourniture d'une centrale nucléaire en même temps qu'un contrat à long terme de fourniture d'uranium et de services du cycle du combustible), il est possible que cela débouche sur une réduction de la concurrence dans certains secteurs. En particulier, d'autres entreprises du cycle du combustible (qui ne sont pas des constructeurs de centrales) pourraient être désavantagées, de même que les constructeurs de centrales qui ne peuvent offrir l'éventail complet des services du cycle du combustible.

À ce jour, ces contrats globaux sont rares, la plupart des clients préférant s'adresser à des fournisseurs indépendants pour chaque service, du moins après les premières années de fonctionnement d'une nouvelle centrale. Toutefois, certains clients pourraient préférer dans le futur la sécurité subjective d'un contrat global passé avec un seul grand fournisseur. Jusqu'à présent, AREVA et Atomenergoprom sont les deux seuls groupes dont l'intégration verticale est totale, mais s'il s'avère que certains clients préfèrent des contrats globaux, il est vraisemblable que les autres fournisseurs chercheront de plus en plus à répondre à cette demande.

### **8.3. Incidences des mécanismes multilatéraux de fourniture de combustible**

Les mécanismes multilatéraux de fourniture garantie de combustible avec création d'une ou plusieurs banques de combustible (première catégorie dans la section 7) devraient ressembler fortement aux actuelles conditions du marché et, de ce fait, ne devraient pas avoir un impact important sur les marchés nucléaires internationaux. Toutefois, ces arrangements pourraient servir à protéger les parts de marché des fournisseurs actuels et à décourager les entreprises qui cherchent à entrer sur le marché dans certains secteurs. En revanche, certaines restrictions au commerce pourraient être supprimées, permettant ainsi à des fournisseurs d'avoir accès à d'autres clients.

Les systèmes prévoyant des garanties offertes par les pays fournisseurs ou la création de centres multilatéraux du cycle du combustible (catégories 2 et 3) pourraient se traduire par le maintien de la concentration de l'infrastructure dans un nombre limité de pays fournisseurs. Ces systèmes obligerait les pays utilisateurs à entrer dans des partenariats à long terme avec des pays fournisseurs ou à participer à des centres multilatéraux afin d'obtenir les services de combustible et à abandonner leurs propres programmes du cycle du combustible. Ces liens empêcheraient les clients de choisir entre des fournisseurs concurrents sur le marché.

Les mécanismes des catégories 2 et 3 pourraient également renforcer l'intégration verticale de l'industrie, en particulier si les commandes de nouvelles centrales nucléaires étaient associées à des contrats de fourniture de combustible en leasing avec reprise du combustible usé. Toutefois, ils pourraient aussi être organisés de manière à encourager la création de nouvelles installations du cycle du combustible sous le contrôle d'entreprises commerciales indépendantes dont la production viendrait grossir l'offre générale, augmentant ainsi la concurrence. En outre, comme dans le cas des mécanismes de la catégorie 1, certaines restrictions au commerce pourraient être supprimées de manière à accroître l'accès des fournisseurs aux clients.

Il faut en outre garder deux autres points importants à l'esprit. Premièrement, il reste encore beaucoup de modalités des mécanismes de fourniture garantie de combustible à mettre au point, de sorte qu'il est difficile de pouvoir évaluer précisément leur impact sur la concurrence dans l'industrie nucléaire. Deuxièmement, les futurs marchés pourraient fonctionner avec plus d'un des mécanismes examinés plus haut. La prédominance d'un mécanisme et son influence générale sur la liberté du marché pourrait être jugée préoccupante pour la concurrence.

L'analyse présentée ici et dans la section 7 permet de commencer à comprendre les incidences sur le marché des mécanismes multilatéraux de fourniture de combustible. Il serait bon de procéder à un nouvel examen des propositions, lorsque celles-ci auront été complétées et précisées. Parmi les incertitudes qu'il convient de lever, citons les mécanismes de transfert de contrats entre fournisseurs en cas de rupture de contrat, le rôle de l'AIEA dans la gestion de la banque de combustible, l'élaboration de contrats liant les ventes de centrales nucléaires à la fourniture garantie de services du cycle du combustible et l'éventuelle fourniture de services d'entreposage du combustible et du combustible utilisé par des tierces parties.

#### **8.4. Principaux enseignements et recommandations**

- Il importe de disposer de marchés concurrentiels de fourniture de biens et services pour la construction, l'exploitation et l'alimentation des centrales nucléaires si l'on veut assurer la compétitivité générale de l'énergie nucléaire, contribuant ainsi à diffuser plus largement ses avantages. Les gouvernements doivent favoriser et défendre la concurrence sur ces marchés et s'employer avec énergie à éviter la concentration lorsqu'elle limite par trop la concurrence.
- Un important objectif de certains programmes électronucléaires nationaux est le développement de compétences nucléaires nationales. Dans ce cas, on ne pourra éviter de protéger un peu les industries naissantes, les investissements nationaux étant ciblés sur un seul fournisseur. Néanmoins, il conviendra de prendre soin de ne pas définitivement exclure la pression de la concurrence qui devrait être autorisée à se renforcer à mesure que le marché et les secteurs industriels nationaux se développent.
- Même si le développement à long terme et la démonstration de nouvelles technologies nucléaires peuvent nécessiter le financement et le soutien des pouvoirs publics, la concurrence stimule énormément l'innovation et le développement technologique, contribuant à améliorer les produits et les services offerts. Lorsque les technologies naissantes mûrissent et atteignent

le stade du déploiement commercial, elles doivent être de plus en plus soumises aux pressions de la concurrence, ce qui les aidera à donner toutes leurs mesures.

- Des contrôles sévères de non-prolifération appliqués aux technologies et matières nucléaires sensibles sont essentiels si l'on veut que les marchés mondiaux dans le domaine nucléaire soient ouverts et concurrentiels. Ces contrôles s'accompagneront forcément de certaines limitations et restrictions. Cependant, les contrôles de non-prolifération sont compatibles avec le développement de nouvelles capacités par des fournisseurs concurrents pour satisfaire les besoins croissants des programmes nucléaires dans le monde.
- Les autres restrictions et droits de douane sur le commerce international des biens et services destinés aux centrales nucléaires risquent inutilement d'alourdir les coûts de l'énergie nucléaire. Les gouvernements doivent s'employer à les supprimer ou à les réduire dans la mesure du possible.
- Si l'on veut garantir l'approvisionnement en combustible nucléaire et autres biens et services indispensables pour les centrales nucléaires dans le monde, il faut que des fournisseurs indépendants existent dans toutes les zones géographiques et se concurrencent dans tous les secteurs du marché. Les gouvernements doivent s'employer à créer les cadres juridiques et réglementaires indispensables. En outre, l'harmonisation de ces cadres entre les pays, en ce qui concerne surtout la certification de nouvelles conceptions de centrales nucléaires, permettrait aux clients de disposer d'un plus large choix et de renforcer la concurrence sur les marchés nucléaires.

## *Annexe*

### **LISTE DES MEMBRES DU GROUPE D'EXPERTS**

<i>Belgique</i>	M. Yvon VANDERBORCK	Belgonucléaire
<i>Canada</i>	Mme Penny BUYE	Cameco Corporation
<i>République tchèque</i>	M. Radim VOČKA	Nuclear Research Institute
	M. Lubor ŽEŽULA	Nuclear Research Institute
<i>France</i>	M. Mehdi DAVAL	Commissariat à l'énergie atomique (CEA)
<i>Allemagne</i>	M. Ernst Michael ZÜFLE	Westinghouse Electric
<i>Japon</i>	Dr. Koji NAGANO ( <b>Co-président</b> )	Central Research Institute of Electric Power Industry (CRIEPI)
<i>Corée</i>	M. Whan-sam CHUNG	Korea Atomic Energy Research Institute (KAERI)
<i>Pays-Bas</i>	M. Gert C. VAN UITERT	Ministère des Affaires économiques
<i>États-Unis</i>	M. David SHROPSHIRE ( <b>Co-président</b> )	Idaho National Laboratory
	M. James NEVLING	Exelon Generation Company
<i>Commission européenne</i>	M. Zsolt PATAKI	Agence d'approvisionnement d'Euratom
<i>Expert invité</i>	M. Marc GIROUX	AREVA NC (à la retraite)
<i>Expert invité</i>	M. Adrian COLLINGS	World Nuclear Association
<i>Secrétariat</i>	M. Martin Taylor	OCDE/AEN

OECD PUBLICATIONS, 2, rue André-Pascal, 75775 PARIS CEDEX 16  
PRINTED IN FRANCE  
(66 2008 07 2P) ISBN 978-92-64-05408-0 – No. 56400 2008



# La concurrence sur les marchés de l'industrie nucléaire

Les équipements, matériaux et services nécessaires pour la construction, l'exploitation et l'alimentation en combustible des centrales nucléaires sont aussi nombreux que variés. L'industrie nucléaire a, depuis les années 80, connu de nombreuses fusions et consolidations et vu naître quelques grands groupes mondiaux. En outre, l'ouverture des marchés de l'électricité de nombreux pays de l'OCDE accentue la pression concurrentielle sur les exploitants de centrales nucléaires.

Les changements structurels, qui ont marqué les producteurs comme les consommateurs du secteur nucléaire, se sont répercutés sur le niveau de la concurrence sur les marchés de l'ingénierie nucléaire et du cycle du combustible. Alors que se profile une reprise du nucléaire, la présente publication analyse la situation de la concurrence dans les principaux secteurs de l'industrie nucléaire ainsi que son évolution possible si la demande augmente de façon significative.



(66 2008 07 2 P) € 39  
ISBN 978-92-64-05408-0

[www.oecd.org](http://www.oecd.org)

