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_6 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_6) par l'enrichissement et vice-versa. Cela est dû au fait qu'en procédant à un enrichissement complémentaire d'une quantité d'UF_6 naturel, on extrait plus de ^{235}U laissant donc une moindre quantité de ^{235}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_6 naturel.

Quelle que soit la combinaison des prix pour l'UF_6 naturel et l'enrichissement, il y a un équilibre optimum entre la quantité d'UF_6 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 ^{235}U, il faut 12.74 kg d'UF_6 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_6, 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_3O_8 est converti directement en UO_2 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 (>1 000 tU/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**

Entreprise	**Production**	**Part** (%)	**HHI**
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
Navoï	2 260	5.7	33
Uranium One	1 000	2.5	6
Total des principaux producteurs	**33 704**	**85.5**	**1 189**
Autres producteurs	5 726	14.5	19
Total	**39 430**	**100.0**	**1 208**

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 livrées 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**

Entreprise	Production	Part (%)	HHI
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
Navoï	2 260	4.7	22
Uranium One	1 000	2.1	4
Total des principaux producteurs	**41 804**	**86.3**	**1 268**
Autres offres	6 626	13.7	16
Total	**48 430**	**100.0**	**1 283**

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}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
Navoï	3 000	3.4	12
Paladin	2 260	2.6	7
Denison	2 100	2.4	6
Total des principaux producteurs	**77 600**	**87.8**	**990**
Autres producteurs	10 800	12.2	13
Total	**88 400**	**100.0**	**1 003**

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. Quoi qu'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. Navoï 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_6 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_2 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_6, 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_6 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 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 usé 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_6, 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_6 faiblement enrichi provenant de l'uranium hautement enrichi est actuellement livré aux États-Unis. Dans l'UF_6, 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_6 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_6, 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
Total	**73 500**	**100.0**	**2 286**

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_6 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_6, capacités prévues en 2015** (tonnes U) **et parts du marché mondial**

Entreprise	Capacité	Part (%)	HHI
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
Total	**75 000**	**100.0**	**2 325**

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_6 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_6 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_6 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_6 peuvent être négociés sur le marché spot où la transaction s'opère habituellement sous forme d'un achat d'UF_6 (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_6. 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_6. 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_6 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_6 non enrichi de l'Amérique du Nord en Europe. Le coût additionnel qu'entraîne l'envoi de l'UF_6 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_3O_8 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_6 aux normes internationales en sont quelques unes des causes. Atomenergoprom fournit habituellement de l'UF_6 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 par 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_6 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_6 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_6 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 inter-gouvernemental (voir dans les sections 4.1 et 4.2, ses incidences sur les marchés de conversion de l'uranium en l'UF_6). 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**

Entreprise	Capacité	Part (%)	HHI
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
Total	**58 500**	**100.0**	**2 690**

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**

Entreprise	**Part de marché**	**Part** (%)	**HHI**
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
Total	**46 000**	**100.0**	**2 389**

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}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
Total	**63 500**	**100.0**	**2 260**

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_6 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_6, 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_6 qu'elles détiennent (par exemple une compagnie d'électricité possédant de l'UF_6 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_6 sont différentes, le produit final est le même. Chaque conteneur d'UF_6 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}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}U et le ^{236}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
Total	**100.0**

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 EACL. 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'EACL 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 à 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
Total	**10 044**	**100.0**	**1 089**

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 com-bustible 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**

Société	**Capacité** (tML)	**Part** (%)	**HHI**
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
Total	**10 254**	**100.0**	**1 923**

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_6 en poudre d'UO_2 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.

Annexe

LISTE DES MEMBRES DU GROUPE D'EXPERTS

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

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_6 56
   - 4.3. Services d'enrichissement de l'uranium 63
   - 4.4. Services de fabrication du combustible 74

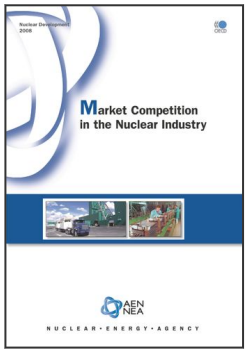
5. Concurrence dans l'industrie de l'aval du cycle du combustible nucléaire .. 85
   - 5.1. Retraitement du combustible usé 85
   - 5.2. Fabrication de combustible MOX 94
   - 5.3. Gestion des déchets radioactifs et démantèlement 98

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



Extrait de :

Market Competition in the Nuclear Industry

Accéder à cette publication :
https://doi.org/10.1787/9789264054073-en

Merci de citer ce chapitre comme suit :

OCDE/Agence pour l'énergie nucléaire (2008), « Concurrence dans l'industrie de l'amont du cycle du combustible nucléaire », dans *Market Competition in the Nuclear Industry*, Éditions OCDE, Paris.

DOI: https://doi.org/10.1787/9789264054097-5-fr

Cet ouvrage est publié sous la responsabilité du Secrétaire général de l'OCDE. Les opinions et les arguments exprimés ici ne reflètent pas nécessairement les vues officielles des pays membres de l'OCDE.

Ce document et toute carte qu'il peut comprendre sont sans préjudice du statut de tout territoire, de la souveraineté s'exerçant sur ce dernier, du tracé des frontières et limites internationales, et du nom de tout territoire, ville ou région.

Vous êtes autorisés à copier, télécharger ou imprimer du contenu OCDE pour votre utilisation personnelle. Vous pouvez inclure des extraits des publications, des bases de données et produits multimédia de l'OCDE dans vos documents, présentations, blogs, sites Internet et matériel d'enseignement, sous réserve de faire mention de la source OCDE et du copyright. Les demandes pour usage public ou commercial ou de traduction devront être adressées à rights@oecd.org. Les demandes d'autorisation de photocopier une partie de ce contenu à des fins publiques ou commerciales peuvent être obtenues auprès du Copyright Clearance Center (CCC) info@copyright.com ou du Centre français d'exploitation du droit de copie (CFC) contact@cfcopies.com.