

Les bouleversements de la concurrence sur le marché mondial des réacteurs nucléaires¹

Dominique Finon

La reprise actuelle du marché mondial des réacteurs nucléaires, malgré Fukushima, achève la recomposition de l'industrie nucléaire mondiale entamée depuis le début des années 1990 et le déplacement du centre de gravité de l'électronucléaire vers l'Asie. Le marché se segmente ainsi : les marchés fermés, et trois types de marchés ouverts de niveaux de rentabilité différents: celui des primo-accédants, celui des pays émergents et celui des pays de la zone OCDE. Dans ce nouveau contexte la capacité à offrir l'essentiel du financement aux acheteurs, et celle de monter des consortiums incluant des exploitants sont devenus des avantages importants dans la phase actuelle au détriment de la capacité à proposer des réacteurs de haut niveau de sûreté.

Le marché mondial des réacteurs nucléaires est en reprise après la période de réflexion qui a succédé à l'accident de Fukushima. Cette reprise achève la recomposition entamée depuis le début des années 1990. Face à un marché à l'export très limité et dans l'attente de la reprise des commandes dans les pays de l'OCDE, on a en effet assisté depuis 1990 à de nombreuses sorties, puis à des alliances entre constructeurs principaux qui les transforment en acteurs transnationaux. Dans ce marché quasi-stagnant qui obligeait et oblige encore les constructeurs en place à se contenter des revenus du marché des composants et des services d'entretien, la concurrence est intense. Depuis cinq ans, elle est attisée un peu plus par la pression concurrentielle d'entrants : les constructeurs nationaux de pays émergents qui ont réussi à s'approprier une technologie étrangère de réacteurs et commencer à exporter.

1. Cet article a été présenté au colloque du *Korea Development Institute* "Nuclear Power Industry Economics and Policy" qui s'est tenu le 24 janvier 2014 à Séoul.

La « renaissance » du marché nucléaire qui se profilait avant 2011 a certes été mise à mal dans les pays de la zone OCDE par l'accident de Fukushima et par l'arrivée des gaz de schiste aux États-Unis. Par contre, la demande reprend du côté des pays émergents ou en développement. C'est vers l'Asie de l'Est que se déplace le centre de gravité du marché nucléaire qui connaît une segmentation croissante avec des marchés fermés dédiés à la seule industrie nationale (Russie, Corée, Japon, France et désormais Chine) et trois types de marchés ouverts. Parmi ceux-ci se distinguent le marché des primo-accédants qui est le segment le plus dynamique et le plus profitable ; celui des pays émergents qui briguent de développer leur propre industrie nationale et transférer rapidement la technologie du vendeur vers eux par une succession de commandes avec une part croissante pour l'industrie locale ; et enfin l'ensemble des marchés ouverts de la zone OCDE, qui est le moins rentable et le plus difficile des segments à cause des réglementations

de sûreté très rigoureuses et des risques politiques. Sur le premier segment ouvert, les acheteurs sont devenus très demandeurs de services de financement et d'exploitation des réacteurs, ce qui donne un avantage aux vendeurs capables de porter en grande partie le risque de construction, d'amener un crédit export important à des taux d'intérêt bas et de monter des consortiums intégrant un propriétaire exploitant de centrales. Pour les entreprises d'origine, les années à venir seront critiques car elles ne peuvent pas rencontrer les attentes des acheteurs en termes d'offre compétitive et de service de financement sans se mettre dans des situations financières difficiles.

1. Le changement de structures de l'industrie mondiale des réacteurs²

Dans cette section, nous caractérisons la structure évolutive de l'industrie des réacteurs dont les liens des différents types de constructeurs avec les maillons amont et aval de la filière nucléaire : la fourniture de gros composants, les services d'entretien et les services du cycle du combustible.

A) L'évolution des trois groupes stratégiques de vendeurs

La structure actuelle de marché ne peut se comprendre sans une mise en perspective de son évolution au cours des trois périodes du déploiement commercial du nucléaire : le

2. Nous nous appuyons par la suite sur des analyses récentes de consultants (Nomura, 2010 ; Ernst et Young, 2012) de l'US GAO sur le commerce nucléaire mondial de 2012 (US GAO, 2012) comme sur les fiches de la *World Nuclear Association* sur l'industrie nucléaire de nombreux pays (Chine, Corée, Inde, Pakistan, Émirats, Russie, etc.) ainsi que sur l'industrie en amont des réacteurs (<http://www.world-nuclear.org/>). Nous avons pris aussi comme point de départ nos analyses du marché mondial des réacteurs de 2005 et 2011 publiées dans cette même revue (voir les références) ainsi que celle de Zaleski et Cruciani (2012) toujours dans cette revue et celle de François Lévêque dans son récent ouvrage sur l'économie du nucléaire (Lévêque, 2013).

Des alliances entre constructeurs les transforment en acteurs transnationaux

lancement commercial de cette technologie de 1965 à 1980, la longue stagnation de 1980 à 2005 et le recentrage progressif actuel du marché sur les pays asiatiques. En reprenant le concept de « groupe stratégique » de Michaël Porter pour analyser la concurrence au sein d'un secteur (Porter, 1980)³, nous identifierons trois « groupes stratégiques » de constructeurs aux frontières mouvantes entre eux et dont les évolutions ont été très différentes.

• Le groupe des constructeurs électriques

Il comprenait, au début des années 1990, des groupes comme General Electric, Westinghouse, Siemens, ABB, Hitachi et Toshiba qui ont développé des compétences d'ingénierie et avaient fait de la conception et de la vente de réacteurs un relais de croissance et un levier pour la vente de turbo-alternateurs. On peut y associer une société d'ingénierie « tête de réseau » comme l'AECL canadienne qui vend des réacteurs en s'appuyant sur un réseau fort de partenaires industriels canadiens. À l'extrême, Westinghouse (filiale de Toshiba) peut actuellement être considérée plutôt comme une société d'ingénierie, avec toutefois quelques positions dans la fabrication de combustibles et de générateurs de vapeur. Ce groupe stratégique a connu une évolution marquée depuis 1990 avec le rachat d'ABB par Westinghouse, avec celui de ce dernier par BNFL et ensuite par Toshiba, avec la sortie de Siemens en 2010 malgré son alliance avec Areva et enfin avec l'alliance croisée entre Hitachi et General

3. Michaël Porter a introduit le concept très fécond de « groupe stratégique » pour analyser la concurrence à l'intérieur d'un secteur. Un groupe stratégique est « un ensemble de concurrents mettant globalement en œuvre les mêmes stratégies, auprès des mêmes segments de clientèle ». Il permet de hiérarchiser la concurrence entre les acteurs et la capacité pour chacun d'eux à émigrer vers un autre groupe. Les mouvements stratégiques possibles sont de trois ordres : renforcer sa position sur le groupe d'appartenance, émigrer vers un autre groupe, créer un nouveau groupe non encore existant en mettant en œuvre une stratégie de rupture. Voir Porter, M. (1980) *Competitive Strategy*, Free Press, New York, 1980.

Electric concernant les marchés américain et asiatiques.

- **Le groupe des firmes de construction mécanique**

Ce groupe comprenait autrefois Babcock & Wilcox et Combustion Engineering aux États-Unis, Creusot-Loire (plus tard Framatome) en France et Mitsubishi Heavy Industry (MHI) au Japon. Celle-ci est la seule firme restante de ce groupe initial, rejointe par Doosan Heavy Industries (DHIC) en Corée du Sud. Ces vendeurs sont fortement intégrés dans la construction de la cuve et des gros composants (générateurs de vapeur, etc.) avec un réseau stable de sous-traitants nationaux. Notons que, si jusqu'à son contrat récent avec la Turquie, MHI n'avait pas exporté de réacteurs nucléaires, il avait développé de nombreux marchés à l'export dans le domaine des gros composants (forgeage de grosses pièces, générateur de vapeur, etc.).

- **Le groupe des constructeurs spécialisés publics**

Ces constructeurs sont enracinés dans la sphère publique et sont proches du second groupe par ses caractéristiques. Il comprend Rosatom, le constructeur russe qui a repris les actifs de l'industrie soviétique des réacteurs et du cycle du combustible et présente la spécificité d'exploiter aussi les réacteurs russes, et Framatome (à présent Areva NP) qui est sorti du second groupe après la faillite de Creusot-Loire en 1984 pour rentrer dans la sphère publique en s'intégrant dans la holding publique CEA-industrie⁴. Ces deux entreprises bénéficient d'une intégration verticale poussée dans la fabrication de l'ilot nucléaire, avec également un réseau de sous-traitants nationaux stables. Elles peuvent offrir aussi l'ensemble des services du cycle du combustible amont et aval. Appartient à cet ensemble le consortium coréen exportateur KEPCO-DHIC qui a un statut un peu

4. En 2002, Framatome et Cogema, l'établissement publique du cycle du combustible contrôlée par la holding CEA-Industrie, sont fusionnés pour former Areva dont les parts publiques du capital sont contrôlées par l'Agence de participations de l'État.

particulier : il relève à la fois du groupe précédent des firmes de construction mécanique avec DHIC et de ce groupe car il est coordonné par l'électricien public KEPCO qui détient la licence de l'OPR-1000 et l'APR-1400 et qui assume aussi les compétences d'exploitant et d'architecte industriel capable de coordonner les différents acteurs publics et privés dans un contrat à l'export (avec Doosan pour les gros composants et Hyundai pour le génie civil, etc.). On doit ajouter à ce groupe stratégique l'un des trois acteurs chinois : la compagnie nucléaire CNNC étroitement adossée à des fournisseurs nationaux de composants et elle-même à la fois opérateur du cycle du combustible et propriétaire-exploitant d'une partie des réacteurs chinois, car elle vient de décrocher la vente de 2 CPR-1000 au Pakistan.

Dans la durée, comme le montre le recensement des succès à l'export au cours des trois périodes du marché nucléaire mondial dans le tableau 1, on observe une concentration progressive des succès à l'export sur ce troisième groupe. La dernière période montre une accélération de cette concentration, dont on analysera les causes plus loin.

B) Les relations des vendeurs avec les activités amont et aval

- **Relations avec les architectes ensembliers**

La concurrence entre les architectes-ingénieurs est faible dans la mesure où ils sont liés de façon traditionnelle avec un vendeur. Ces relations sont très variées entre groupes stratégiques. Ce sont soit la compagnie vendeuse elle-même (c'est le cas de Siemens, Rosatom, AECL qui est d'abord une société d'ingénierie, et parfois Areva), soit des grandes compagnies d'ingénierie telles que Bechtel, Stone et Webster ou le Group Shaw (qui détenait 33 % de Westinghouse/Toshiba avant de s'en retirer en 2012), soit la compagnie électrique publique de l'exportateur. C'est le cas de KEPCO aux Émirats et ce fut le cas d'EDF dans les 12 tranches nucléaires vendues à l'export par Framatome. Depuis, Areva NP a cherché à

La concurrence entre les architectes-ingénieurs est faible

Tableau 1

**Nombre de réacteurs exportés par vendeur sur le marché international
sur les quatre périodes successives de marché depuis 1975
(en nombre de réacteurs vendus dans pays acheteur)**

	1975-1985	1986-1995	1996-2005	2006-2013
Groupe 1 et Groupe 2				
Westinghouse <i>maintenant</i> Toshiba- Westinghouse	Taiwan : 2 Corée du Sud : 5 Espagne : 1		Chine (AP1000) : 4	
General Electric <i>maintenant</i> GE- Hitachi	Taiwan : 2		Taiwan (avec Hitachi) : 2	Lituanie (2014) : 1
Siemens-KWU	Argentine : 1 Brésil : 1 Spain : 1			
AECL	Roumanie : 1 Corée du Sud : 1	Corée du Sud : 3	Chine : 2	
Combustion Engineering <i>maintenant</i> Toshiba- Westinghouse	Corée du Sud : 3	Corée du Sud : 4		
Groupe 3				
Framatome <i>maintenant Areva</i>	Belgique : 2 Afrique du Sud : 2	Chine : 2 Corée du Sud : 2	Chine (CP-1000) : 2 Chine (EPR) : 2 Finlande (EPR) : 2	Royaume Uni (EPR) : 2 Achèvement aux USA : 1 Achèvement au Brésil : 1
Rosatom/ AtomErgropon	Bulgarie : 2 Hongrie : 2 Tchécoslov. : 4	Tchécoslov. : 2 Bulgarie : 2	Iran : 1 Chine : 2 Inde : 2	Turquie (2012) : 4 Jordanie (2013) : 2 Biélorussie (2011) : 2 Finlande (2013) : 1 Bangladesh (2013) : 2 Vietnam (2012) : 2 Hongrie (2014) : 2
Entrants				
Kepeco-Doosan			Corée du Nord : 1	Émirats : 4
Mitsubishi (avec Areva)				Turquie (ATMEA) (2013) : 2
CNNC (Chine)		Pakistan (300 MW) : 2		Pakistan (CPR-1000) (2013) : 2

sortir de ce schéma dans sa vente à la Finlande en 2005 et dans ses propositions aux Émirats en 2009 et en Jordanie depuis 2010, en étant son propre architecte ingénieur. Dans cette activité rémunérée en « cost plus » quand elle est externalisée, l'intégration verticale est un moyen de dégager un peu de valeur pour le constructeur.

- **Relations avec les fournisseurs de gros composants**

(NEA-OECD, 2008 ; WNA, 2014)

Les vendeurs de réacteurs nucléaires ont deux principales catégories de fournisseurs : les tubistes pour les tubes du générateur de vapeur et des entreprises métallurgiques pour les composants lourds fabriqués à partir de pièces forgées en acier. Lors du déploiement de la première et deuxième génération de réacteurs nucléaires, les grands vendeurs de réacteurs étaient beaucoup plus intégrés qu'actuellement. Aujourd'hui, en dehors d'Areva, la grande majorité des composants d'un réacteur nucléaire vendu par les compagnies « initiales » viennent de fournisseurs qui peuvent être localisés dans plusieurs pays. Areva lui-même peut être obligé de ne pas recourir à ses filiales ou à ses sous-traitants français traditionnels pour obtenir des contrats de vente en acceptant des fournitures locales importantes, comme c'est le cas pour la construction d'Hinkley Point C en Grande Bretagne.

La taille croissante des réacteurs est un autre facteur de cette dé-intégration relative. Même si les compagnies détiennent des capacités notables de forgeage, les tailles importantes les obligent à s'adresser à des spécialistes du forgeage de très grandes pièces, comme MHI pour le forgeage des cuves des premiers AP1000 et EPR construits en Chine et en Europe.

Dans ces domaines, les normes de qualité sont extrêmement élevées et seules quelques entreprises au plan mondial sont qualifiées et certifiées pour répondre aux besoins de l'industrie. Les entreprises répondant à ces exigences de qualité ont

donc un pouvoir de marché significatif, car les vendeurs de réacteurs sont moins susceptibles de changer de fournisseur sans préavis, étant donné que la production de ceux-ci implique une longue vérification de la qualité de leur production en vue de leur certification par l'acheteur. En réponse, les vendeurs de réacteurs du troisième groupe stratégique ont cherché à mieux intégrer les étapes du processus de fabrication. Par exemple, Areva a acquis Sfarsteel qui est capable de forger des pièces de 11 000 t afin de produire ses propres pièces forgées. En Corée, Doosan a développé une forge capable de produire des pièces de 17 000 t ; en Chine, Dongfang a installé une forge de 16 000 t, ce qui permet d'éviter à CNNC de contracter avec MHI pour les cuves de la seconde paire d'AP1000 et à CGNPC pour celle du second EPR du site de Taishan.

Dans les pays où les entreprises impliquées dans la filière industrielle du nucléaire ne sont pas intégrées verticalement, les marchés des composants, des services d'entretien et du cycle amont du combustible nucléaire peuvent être très concurrentiels. Inversement, les marchés de fourniture de ces services et composants aux entreprises électriques qui ont acheté leurs réacteurs à une compagnie nucléaire intégrée demeurent en grande partie monopolisés par eux. Pour des raisons de compatibilité, de savoir-faire et d'information technique, le vendeur intégré dispose d'un avantage concurrentiel sur les autres fournisseurs de composants

et de services, ce qui peut lui permettre d'exercer un pouvoir de marché en leur permettant d'augmenter les profits (ce que d'aucuns ont appelé le modèle Nespresso sans que cela prenne la même dimension). Cela dit, dès que l'accord d'achat du réacteur nucléaire ne comprend pas de dispositions relatives à l'approvisionnement de ces biens et services dans la durée, ce marché est

« contestable ». Areva, par exemple, a pu entrer dans le marché américain de générateurs de vapeur (GV) de remplacement, de la même

Les marchés des composants, des services d'entretien et du cycle amont du combustible nucléaire peuvent être très concurrentiels

façon qu'EDF a pu s'adresser à Westinghouse et MHI pour les fournitures d'au moins un tiers de ses GV de remplacement.

- **Relation avec les services du cycle du combustible**

Les activités du cycle sont intrinsèquement différentes de la construction de réacteur et de ses composants. Dans un pays ayant une industrie nucléaire, cette chaîne d'activités peut être complètement séparée de l'autre. Par ailleurs, il n'y a pas d'avantages économiques et commerciaux déterminants à avoir une intégration verticale du vendeur de réacteur dans la chaîne d'activités du cycle du combustible amont et aval pour obtenir une commande, notamment par la fourniture de combustible enrichi sur un certain nombre d'années. De leur côté, les firmes électriques exploitant des réacteurs nucléaires peuvent chercher à mettre les fournisseurs de combustible en concurrence, notamment dans les pays ayant libéralisé leur industrie électrique et où la pression de la concurrence entre producteurs d'électricité incite à serrer les coûts.

2. Les différences entre segments du marché mondial

On doit distinguer les marchés fermés à la concurrence internationale des marchés ouverts, parmi lesquels il y a trois segments très différents : le marché des primo-accédants actuellement le plus important des trois ; celui des pays émergents qui construisent une industrie des réacteurs ; et celui des pays développés. Sur chacun, s'observent des stratégies industrielles et des formes de commercialisation différentes.

A) Les marchés fermés à la concurrence internationale

Au cours des trois périodes du déploiement commercial du nucléaire – lancement et consolidation commerciale de 1965 à 1980, stagnation de 1980 à 2005 et centrage progressif sur les pays asiatiques depuis 2005 –, les pays misant le plus sur le nucléaire comme moyen d'indépendance énergétique et de politique

industrielle pendant chacune de ces périodes ont été les plus fermés à la concurrence internationale, quitte à s'ouvrir pendant la période suivante. Certains le sont encore comme la Russie, comme dans une moindre mesure la France, tandis que de nouveaux le sont devenus comme la Corée ou sont en train de le devenir comme la Chine.

Les États-Unis ont été longtemps fermés à l'entrée de constructeurs étrangers sur leur marché national. L'entrée était d'ailleurs difficile parce que les concurrents potentiels des grands constructeurs américains (Siemens, ABB, Framatome, AECL, Mitsubishi, etc.) n'étaient pas déliés de leur accord de licence avec eux. De plus, les accords bilatéraux et multilatéraux en matière de non-prolifération avaient été conçus par les États-Unis pour qu'ils puissent contrôler les usages pacifiques des matières nucléaires, se servant de leur monopole d'enrichissement pour encourager l'adoption des filières à uranium enrichi développées par leurs groupes industriels dominants. Ce n'est qu'après le réaménagement des conditions règlementaires préparant la « renaissance » du nucléaire au cours des années 1990 que les procédures de certification ont été ouvertes aux constructeurs étrangers, dont Areva, AECL, Hitachi-GE... Il est vrai qu'entretemps le premier avait pu s'immiscer dans le marché des gros composants (GV, etc.) et des systèmes de contrôle sur lequel il détient 40 % des parts.

À présent, les pays qui ne laissent guère de place à une compétition entre locaux et étrangers sur l'achat de nouveaux réacteurs par leurs entreprises électriques sont la Russie, la France, le Japon et la Corée du Sud. Ces pays ont développé une industrie nucléaire complète. Ils disposent de modèles Gen 2+ et Gen 3/3+ mis au point sur leur territoire et qu'ils peuvent offrir à l'export (voir tableau 2). En conséquence, on peut difficilement envisager de les concurrencer pour la fourniture de l'îlot nucléaire sur leur sol. Considérons chacun de ces pays.

- En Russie, 32 réacteurs nucléaires sont en service, dont 9 du modèle VVER-1000 (type AES-92) de la classe Gen 2/2+, et 9 réacteurs en construction, dont 4 du nouveau modèle VVER-1200 relevant de la classe Gen 3. Cette

industrie est pratiquement la seule dans le secteur des biens d'équipement qui reste performante et capable d'exporter en se basant sur son marché intérieur pour l'apprentissage et sur le gouvernement pour l'appui à l'export par des services de financement. Cet édifice est impénétrable pour des fournisseurs étrangers, sauf peut-être pour la fourniture des équipements de la partie

classique par le biais d'accords tels que celui qui avait été envisagé entre Rosatom et Siemens entre 2010 et 2013 après la rupture de son alliance avec Areva, puis la décision allemande de sortie du nucléaire.

- En France, les 58 réacteurs PWR d'EDF ont tous été construits par Framatome (plus tard Areva) avec EDF comme architecte industriel, les 35 premiers sous licence Westinghouse.

Tableau 2			
L'offre Gen 2 et Gen 3 des concurrents sur le marché mondial des réacteurs*			
Classe des réacteurs		Gen 2 / 2+	Gen 3/3+ Puissance
Groupe 1			
Toshiba-Westinghouse	PWR		AP-600 600 MW AP1000 1 100 MW
Toshiba	BWR		ABWR 1 350 MW
GE-Hitachi	BWR		ABWR 1 350 MW ESBWR 1 550 MW
AECL Canada	HWR/Candu		AEC-700 700 MW
Groupe 2			
Mitsubishi (MHI)	PWR		APWR 1 700 MW
Mitsubishi & Areva	PWR		ATMEA-1 1 100 MW
Groupe 3			
Areva	PWR BWR		EPR 1 600 MW SWR Kerena 1 250 MW
Rosatom/ AtomEnergoprom	PWR	VVER-1000 1 000 MW**	VVER-1200 1 200 MW*
Entrants dans le marché mondial			
KEPCO-Doosan (Corée)	PWR	OPR-1000 1 100 MW	APR-1400 1 400 MW
CGNPC (Chine)	PWR	Gen 2+ : ACPR-1000	
CNNC (Chine)		Gen 2+ : ACP-1000	
SNPTC (Chine)			CAP-1400 1 400 MW Extrapolation de l'AP 1000 de Toshiba-W

Les designs les plus récents de réacteurs regroupés sous le terme génériques de Generation 3, ou Gen 3, présente des caractères de sûreté d'un degré supérieur (probabilité d'accidents 10 fois inférieure, redondance des circuits de sûreté, enceinte de confinement, etc.) aux réacteurs des années 1980 et 1990 regroupés sous le terme générique de Gen 2/2.

**Rosatom classe le VVER-1000 dans les réacteurs Gen 3, mais certains considèrent que ce type de réacteurs serait à classer dans les Gen 2*, voire Gen 2.

Cogema (plus tard Areva) avait le monopole de fourniture de l'uranium et de tous les services du combustible. Mais Areva a tout de même perdu son monopole complet de fourniture d'uranium et de service d'enrichissement à

EDF. Les achats d'EDF sont désormais ouverts à une certaine concurrence pour la fourniture de services d'enrichissement et de gros composants des réacteurs (notamment les GV, comme déjà indiqué), le tout mettant Areva sous une certaine pression concurrentielle.

- Au Japon, le marché est fermé parce que chacun des trois fournisseurs (Mitsubishi, Hitachi et Toshiba) bénéficie de liens étroits et exclusifs avec un ou plusieurs des huit électriciens régionaux⁵. Les alliances d'Hitachi avec GE, de Mitsubishi avec Areva et l'achat de Westinghouse par Toshiba ne peuvent être vus comme des chevaux de Troie dans le marché japonais : il s'agit de partenariats stratégiques pour les deux premiers ou une sortie de jeu de Westinghouse pour le troisième. Le marché japonais est seulement ouvert pour les services du cycle du combustible que l'industrie japonaise tarde à maîtriser complètement comme le retraitement, la fabrication de MOx et la construction d'usine de retraitement.
- En Corée du Sud, l'électricien national KEPCO qui a gardé le monopole de fourniture électrique et son statut public n'achète plus que les modèles coréens de 1 000 MW et 1 400 MW développés par sa filiale KHNP, à partir de l'amélioration du réacteur System 80+ de Combustion Engineering. Ce modèle, qui est devenu l'OPR-1000, a été extrapolé à une taille de 1 400 MW et à un niveau de sûreté supérieur avec le réacteur APR-1400. Par contre, étant donné les règles imposées par le TNP, la Corée ne peut pas développer l'enrichissement et le retraitement, ce qui en

Les États-Unis ont été longtemps fermés à l'entrée de constructeurs étrangers

fait un marché ouvert pour la fourniture de ces services.

- La Chine a suivi dix ans plus tard le même schéma de transfert complet de technologie que la Corée. Après avoir acheté au départ trois paires de réacteurs à trois fournisseurs non américains

(Framatome, AECL, Rosatom), elle a choisi le CP-1000 de Framatome qui est devenu le CPR-1000 promu par la CNNC (compagnie nucléaire intégrée aussi sur tous les maillons du cycle du combustible) et la CGNPC, la compagnie électrique du Guandong en partenariat avec EDF et Areva. Elles sont toutes deux propriétaires-exploitants de réacteurs. C'est sur la base du CPR-1000 que s'est finalement structurée l'industrie nationale des réacteurs à côté d'efforts de transfert de technologies sur la filière à eau lourde Candu (deux Candus de 650 MW commandés à l'AECL), et sur les VVER-1000 russe avec deux commandes successives de paires à Rosatom. L'industrie chinoise est désormais totalement autonome pour la construction des CPR-1000, la fabrication de gros composants et l'architecte-ingénierie d'ensemble. Les trois grosses firmes de construction mécanique et électrique, Dongfeng, Harbin et Shanghai Ltd se concurrencent intensivement dans l'offre amont.

La CGNPC et la CNNC procèdent en parallèle à une amélioration du concept CPR-1000 en intégrant des nouveaux éléments de sûreté qui le hisserait au niveau de la classe des Gen 2+, sous deux versions, respectivement l'ACPR-1000 et l'ACP-1000, qui diffèrent sous certains aspects-clés (Kidd, 2014). La version CPR-1000+ a été proposée et vendue par la CNNC au Pakistan en octobre 2013. En parallèle la SNPTC, une autre société publique en charge du développement de Gen 3, procède au transfert de technologie de l'AP1000 de Westinghouse-Toshiba, et étudie son extrapolation à 1 400 MW (modèle dit CAP-1400). Elle prévoit de se placer prochainement à l'export avec cette technologie. On observe donc pour la Chine ce double mouvement de fermeture progressive du marché et d'orientation de la

5. Toshiba et Hitachi avec TEPCO, Toshiba avec Chubu et Tohoku, Hitachi avec Hokuriku et Mitsubishi Heavy Industries avec Hepco, Kyushu, Shikoku and Kansai.

jeune industrie nucléaire locale vers l'extérieur en coupant progressivement les liens avec le licencié. À noter toutefois que l'industrie chinoise y va en ordre dispersé, CGNPC, CNNC et SNPTC se concurrençant *de facto* quand elles vont chacune vanter les mérites de leur technologie à d'éventuels acheteurs, comme récemment en Afrique du Sud (Kidd, 2014).

B) Les marchés ouverts à la concurrence internationale

Dans les pays aux marchés ouverts à la concurrence internationale, on distingue trois segments de marché, avec sur chaque segment des caractéristiques très spécifiques en termes d'environnement réglementaire et politique, mais aussi de demande des acheteurs. Chacun ouvre des perspectives très différentes de longueur de partenariats contractuels, de revenus, de partages de risques et de renouvellement de contrats.

• Les candidats à l'entrée dans le club électronucléaire

Ce segment de marché représente 20 % de l'ensemble des commandes mondiales et est le plus rémunérateur. Il est bien particulier car il s'agit de mettre en place dans ces pays un système technologique complet qui n'existe pas, en développant les compétences et les institutions nécessaires. Il comprend des économies émergentes, des pays pétroliers rentiers et des petits pays peu dotés en sources d'énergie, mais ayant des besoins importants de dessalement d'eau de mer, comme actuellement la Jordanie qui n'a qu'un système électrique de 2 000 MW⁶.

Parmi les émergents, on compte la Turquie (qui frappe à la porte du club du nucléaire civil depuis le début des années 1980 et a enfin signé son premier contrat pour 4 VVER-1000 avec Rosatom en 2011, suivi d'un pré-contrat pour 2 ATMEA avec MHI en 2013⁷), le Vietnam (qui a signé avec Rosatom en 2011 un pré-contrat

6. Démarchée par quatre constructeurs : Rosatom-ASE, MHI-Areva, AECL, KEPCO-Doosan, la Jordanie a signé en octobre 2013 avec Rosatom pour 2 réacteurs VVER-1000.

7. Le consortium signataire du contrat des 2 ATMEA comporte aussi Itochu, le fabricant de combustible japonais et GDF-Suez pour le service d'exploitation.

sur 2 VVER-1000 en 2011, qui a débouché sur une commande de 2 réacteurs et s'appuie sur un très gros crédit export de 8 milliards de \$), le Pakistan (avec qui la CNNC chinoise vient de signer un contrat sur 2 réacteurs CPR-1000) et le Bangladesh qui vient d'acheter à Rosatom 2 VVER-1000 avec l'appui d'un crédit export très généreux. Ce groupe aussi comprend l'Indonésie, la Thaïlande, l'Égypte, le Maroc, l'Algérie et le Chili. Une place à part est à faire pour la Pologne qui cherche à commander pour la première fois des réacteurs nucléaires dans le mouvement actuel d'intérêt des pays d'Europe centrale.

Les pays pétroliers du Moyen-Orient – les Émirats bien sûr avec les 4 APR-1400 achetés en 2010 à KEPCO-DHI, mais aussi le Koweït et l'Arabie Saoudite –, inquiets de l'exemple de l'Iran qui a fait construire par Rosatom un réacteur VVER et développe une activité d'enrichissement avec une intention militaire claire, sont intéressés par le nucléaire civil⁸. Mais ils constituent un cas particulier dans la mesure où ils disposent encore de très importantes ressources de pétrole et de gaz, même si la justification de leur intérêt pour le nucléaire est d'économiser l'usage de leurs ressources pour le long terme. Pour un vendeur, ce sous-segment de marché présente l'intérêt de ne pas avoir à trouver d'importants crédits fournisseurs.

• Une offre complète de services d'exploitation et de ressources de financement

Sur ce segment de marché, la demande du pays est généralement globale : la construction de 2 à 4 tranches nucléaires, un contrat proche du « clé en main » qui fait porter une grande partie du risque par le vendeur, un crédit fournisseur généreux, le service d'exploitation pendant les 15-20 premières années, la fourniture du combustible enrichi pendant les premières années, la formation de personnels et, du côté du gouvernement du vendeur, la garantie du crédit export et un accord de coopération pour

8. L'Arabie Saoudite affiche début 2014 un programme de 16 réacteurs à horizon 2030. Elle devrait décider d'un premier appel d'offres pour une première paire de réacteurs fin 2014.

l'établissement d'une législation et la formation des compétences en matière de contrôle de la sûreté. La nécessité de présenter une offre globale peut donner un avantage à des propositions qui associent un exploitant à l'offre de tranches nucléaires, comme c'est le cas de Rosatom et de KEPCO qui, l'un et l'autre, exploitent aussi les réacteurs nucléaires nationaux, ou de GDF-Suez qu'Areva et MHI ont associé pour leurs offres à la Jordanie, aux Émirats et à la Turquie. Quand le vendeur propose un nouveau modèle sur ce segment, il doit être prêt à en supporter les risques d'apprentissage, comme MHI devra le faire avec les commandes de 2 ATMEA, comme également KEPCO-DHI aux Émirats avec l'APR-1400 avec un retour d'expérience limité aux deux réacteurs dont la construction a démarré peu avant en Corée. Les problèmes rencontrés par la commande de l'EPR finlandais d'OK3 dans un environnement réglementaire étranger ne doivent pas manquer d'être pris en compte par les vendeurs dans leur analyse de risque.

• Les économies émergentes

Après la reprise progressive des commandes après Fukushima, ce segment de marché sera celui sur lequel se développeront le plus les commandes (probablement de 50 à 60 %). Avant Fukushima, la Corée du Sud, la Chine et l'Inde prévoyaient d'installer respectivement 30, 150 et 50 GW d'ici 2030. L'Afrique du Sud et le Brésil n'était pas en reste : la première visait en 2010 l'installation de 6 à 10 réacteurs d'ici 2025 et le second prévoyait l'installation de 6 à 8 réacteurs d'ici 15 ans⁹. Depuis, les programmes sont revus à la baisse en raison de difficultés de financement. En Inde, s'ajoute la difficulté de passer

Les financeurs ne sont pas indifférents aux possibilités de corruption associées aux grands contrats internationaux

des contrats avec les quatre vendeurs étrangers avec lesquels le gouvernement négocie des accords de gré à gré, une difficulté liée à la règle de la responsabilité du constructeur en cas d'accident, spécifique à la législation indienne. En Chine, où plusieurs rapports avaient déjà attiré l'attention sur les difficultés pour l'autorité de sûreté de pouvoir faire croître ses ressources de contrôle pour suivre la construction en parallèle d'une vingtaine de réacteurs, les engagements de projets ont été arrêtés temporairement pour reprendre mi-2013 avec une fermeture croissante du marché, comme indiqué plus haut.

Ce segment n'est pas celui d'où se dégagera le plus de revenus pour les vendeurs internationaux : ces pays ont une vision programmatique du développement de leur parc nucléaire fondé sur un objectif de transfert de technologies vers leur industrie de construction électromécanique. Il s'ensuit que le vendeur sélectionné au départ va retirer des commandes successives des recettes de plus en plus modestes par réacteur. Le marché étant étroit, les acheteurs sont en position de force pour imposer aux vendeurs attirés par la dynamique des besoins de ces pays de serrer au maximum leurs marges et de concéder une part de plus en plus importante à la fabrication locale. Après le premier contrat, la tendance est d'isoler l'îlot nucléaire puis, dans le contrat suivant, de diviser les commandes concernant l'îlot nucléaire en plusieurs lots pour en attribuer une partie importante à l'industrie locale. Les vendeurs de réacteurs sur ces marchés sont donc confrontés au dilemme d'accepter un transfert

rapide de technologie pour emporter un contrat ou de perdre le marché s'il le refuse. Ils font face aussi à la perspective implacable de voir chacun de ces marchés qu'ils ont pu pénétrer auparavant se fermer assez rapidement pour se retrouver ensuite en concurrence avec l'acheteur sur d'autres marchés.

Enfin, élément nouveau depuis Fukushima, les financeurs qui sont devenus très attentifs

9. L'Afrique du Sud exploite deux réacteurs achetés à Framatome à la fin des années 1970.

Le Brésil a deux réacteurs PWR en exploitation, achetés respectivement à Westinghouse et à Siemens dans les années 1960-70 et un troisième inachevé acheté à Siemens et qu'Areva va finir de réaliser. Il visait en 2010 l'installation de six à huit réacteurs d'ici 15 ans.

aux questions de contrôle de la sûreté dans les pays acheteurs (Murphy, 2014) ne sont pas indifférents aux possibilités de corruption associées ordinairement aux grands contrats internationaux et qui peuvent affecter les contrats signés sans appel d'offre transparent, comme c'est actuellement le cas des contrats que l'Inde négocie. Les enjeux de sûreté propres au nucléaire en sont une raison forte.

• Les économies développées

Avant et après Fukushima, la reprise des commandes dans plusieurs pays de l'OCDE et de l'UE se faisait et se fait dans un contexte de concurrence entre constructeurs nationaux et constructeurs étrangers sur des marchés autrefois fermés. Ou bien elle se fait seulement entre constructeurs étrangers sur les marchés européens qui n'ont pas ou plus d'industrie nationale de construction nucléaire (Finlande, Royaume-Uni, Roumanie, Hongrie, Lituanie, etc.), alors qu'auparavant ils étaient réservés *de facto* aux constructeurs nationaux, aux licenciés nationaux des firmes américaines ou au *konzern* soviétique Minatom. Plus précisément, les pays d'Europe centrale et de l'Est membres de l'Union européenne – République tchèque, Slovaquie, Hongrie, Bulgarie, Roumanie, Lituanie – qui ont des réacteurs en fonctionnement (la plupart étant des VVER d'origine russe) continuent d'envisager fermement de nouvelles commandes malgré Fukushima et la pression des États de l'UE hostiles au nucléaire ; ainsi, sur ce segment de marché actif, la concurrence est vive entre les grands vendeurs mondiaux. On remarque une préférence accordée aux précédents vendeurs, notamment l'AECL en Roumanie et Rosatom en Bulgarie, en Hongrie ou en République tchèque où Skoda a été pendant l'ère soviétique un sous-traitant important de Minatom et reste fortement engagé dans un accord industriel avec Rosatom, bien que contrôlé depuis peu par Doosan¹⁰.

Ces marchés présentent des perspectives de commandes réduites et incertaines pour les vendeurs nationaux ou étrangers, du fait de

10. Ceci dit, l'attention dans ces pays porte d'abord sur les coûts et les conditions de financement. La Bulgarie et la Roumanie ont dû renoncer à leurs projets respectifs de Belen (2 VVER avec Rosatom) et de Cernavoda (2 Candus de 700 MW avec l'AECL canadienne).

l'importance des contraintes politiques et réglementaires qui peuvent aller du moratoire de toute nouvelle construction jusqu'à une sortie du nucléaire. Les accidents nucléaires japonais ajoutent à cette incertitude réglementaire. Dans les années 1990, les vendeurs de réacteurs avaient anticipé les exigences croissantes des autorités de sûreté pour faciliter la restauration progressive de l'acceptabilité de la technologie (on le voit clairement avec la conception de l'EPR, comme avec celle de l'AP1000 de Westinghouse et de l'ESBWR de GE). L'entrée sur ces marchés, comme d'ailleurs la mise sur ces marchés d'un nouveau type de réacteur par les constructeurs nationaux, implique une certification particulièrement complexe par l'autorité de sûreté locale, qui introduit un élément d'incertitude fort.

La libéralisation des marchés électriques a ajouté un risque d'investissement supplémentaire, notamment par le risque-prix inhérent au fonctionnement des marchés électriques horaires, qui pèse sur le recouvrement des coûts fixes (Finon et Roques, 2008). Ceci conduit parfois les entreprises électriques en concurrence à se mettre en consortium pour investir dans de nouveaux projets nucléaires. Déjà, le risque de construction conduit à faire participer le constructeur à la société de projet pour répartir les risques pendant la phase de construction. Mais ces aménagements possibles ne sont pas toujours suffisants pour faciliter le déclenchement d'investissements, même avec des réacteurs nationaux. Des politiques de support aux premiers investissements de redémarrage de l'option nucléaire sont nécessaires. Ces politiques peuvent comprendre un ensemble de mesures de protection contre le risque : garanties d'emprunts, assurance contre le risque juridique et réglementaire pendant la construction et subvention à la production sous forme de crédit d'impôts, comme aux États-Unis, ou bien de contrat de long terme de type financier de plus de 30 ans garantissant un revenu par MWh comme au Royaume-Uni dans le cadre de l'*Electricity Market Reform*.

Une entrée dans un pays implique aussi que l'entrant développe une stratégie complexe d'alliances avec les industriels en parallèle de la recherche de clients nationaux (par exemple

en Grande-Bretagne, Areva a tissé des liens étroits avec Rolls Royce pour certains gros composants de l'îlot nucléaire et EDF-Energy avec Laing O'Rourke pour le génie civil pour les deux EPR d'Hinkley Point C).

C) Les différentes formes de commercialisation selon la maturité des segments de marché¹¹

Une compagnie d'électricité désirent passer commande d'une centrale nucléaire dispose d'un large éventail de possibilités. Dans la plupart des cas, la construction des centrales actuelles est conduite par un « architecte-ingénieur » responsable de l'ensemble des contrats allant jusqu'à des centaines de contrats individuels, dans lequel la commande de l'îlot nucléaire ne représente qu'un seul des contrats, même si c'est le plus important (entre 30 et 40 % de la valeur de l'ensemble). L'architecte-ingénieur travaille sous la direction de l'électricien qui achète la centrale. Parfois, l'électricien public du pays du vendeur assure le rôle de l'architecte-ingénieur qu'il a dans son pays. C'était le cas d'EDF avec Framatome et c'est actuellement le cas de KEPCO dans le contrat signé avec les Émirats Arabes Unis.

Dans le cas où l'industrie locale est capable de gérer et construire l'ensemble de la centrale, y compris le génie civil, le fournisseur vend uniquement l'îlot nucléaire : c'est le cas des contrats passés dans les années 2000 avec la Chine et, à présent, de ceux qui pourraient l'être avec l'Inde. Dans le contrat ultérieur avec ce fournisseur, qui parachève un processus de transfert de technologies, le contrat ne porte que sur l'ingénierie d'ensemble de l'îlot nucléaire et sur la fourniture des composants complexes, notamment le système de contrôle-commande.

Dans le cas où l'industrie locale n'est pas capable de construire les parties-clés de la centrale, l'acheteur préfère que le vendeur, associé avec un architecte ingénieur, construise

l'ensemble de la centrale, ce qui n'empêche pas la compagnie acquéreuse d'exploiter ultérieurement la centrale dans le cadre d'un traditionnel contrat EPC (*Engineering Procurement & Construction*). Dans ce cas, le client passe un contrat qui donne la responsabilité de la réalisation au vendeur en prévoyant une répartition équilibrée du risque.

Dans des cas assez rares, le contrat est « clé en main » : il transfère tous les risques de construction (délai, coût) sur le fournisseur. Celui-ci doit être disposé à prendre un tel risque incité par l'objectif d'acquiescer une réputation, ou une expérience industrielle avec un nouveau type de réacteur, comme ce fut le cas pour Areva en Finlande, mais c'est tout de même plus risqué

Dans des cas assez rares, le contrat est « clé en main »

que pour une construction dans sa base nationale. Ou bien encore, le vendeur, incité par le gouvernement de son pays, est animé par l'enjeu d'arracher le maximum de contrats, comme c'est le cas des contrats clé en main

de Rosatom poussé par le gouvernement russe prêt à lui garantir tout financement complémentaire en cas de dépassements de coûts. Il convient de souligner que ce type de partage de risque entre constructeur et acheteurs ne se rencontre que si les intérêts des deux parties convergent puissamment, ce qui est plutôt rare.

Dans le cas extrême où l'entreprise électrique du pays acheteur n'a pas de compétences pour exploiter une centrale nucléaire, l'ensemble des contrats autour du projet inclut un contrat d'exploitation de cette dernière sur une période de 15-20 ans. Dans ce cas, les consortiums répondant à l'appel d'offres doivent associer le vendeur de l'îlot nucléaire à un exploitant ayant une grosse expérience de gestion de centrales nucléaires. De telles offres ont dû être ainsi présentées pour les appels d'offre de la Turquie, la Jordanie et les Émirats, par Rosatom, KEPCO-Doosan et Areva associé à GDF-Suez, comme indiqué plus haut.

Dans tous les cas, l'engagement contractuel s'accompagne d'un engagement à contribuer au montage financier avec d'importants crédits export (dont les banques du pays de l'exportateur et sa banque publique d'import-export

11. Sur les caractéristiques précises des trois types de contrats, voir NEA-OECD, 2008.

garantissant les ventes à l'export). Cet engagement peut comprendre aussi la participation directe du vendeur au capital de la compagnie de projet de la future centrale. Ce qui complète, d'une part, les fonds propres de la compagnie acheteuse et les prêts gouvernementaux du pays acheteur quand il peut et, d'autre part, la garantie sur la dette par l'État de ce pays.

Une nouvelle variante est la vente basée sur un montage Build Own Operate dans lequel le vendeur non seulement construit l'équipement et l'exploite, mais où il sera le propriétaire de l'équipement nucléaire et vendra l'électricité produite à un prix garanti à l'entreprise électrique locale sur une durée minimale de 15-20 ans. C'est le cas des ventes récentes de Rosatom des 4 réacteurs VVER-1200 à la Turquie et des 2 réacteurs VVER-1000 à la Jordanie.

3. Les avantages concurrentiels des groupes industriels en concurrence

Sur ce marché complexe aux segments très différents, la compétitivité industrielle et les parts de marché conquises par un vendeur ne résultent pas seulement de sa productivité, de ses offres de prix, de la qualité de son appareil industriel et de l'intensité de la R&D, comme c'est le cas dans les secteurs industriels courants. La position d'un constructeur sur les marchés ouverts à la concurrence résulte aussi de plusieurs autres facteurs dont il est nécessaire de maîtriser l'ensemble pour pouvoir obtenir des succès à l'exportation sur les différents segments. Le marché ayant évolué au cours du temps, certains avantages concurrentiels sont devenus prédominants, notamment la capacité à offrir tout ou partie du financement. On considèrera ces divers paramètres par rapport aux trois segments du marché ouverts à la concurrence : les primo-accédants, les émergents et la zone OCDE.

A) La référence industrielle

Ce paramètre joue sur les trois segments de marché. Il repose sur la part de marché du

constructeur au cours des dernières décennies et les références de réalisations récentes sur le marché national du constructeur et à l'export. Si l'on a coutume de voir les constructeurs se référer à leur part de marché historique, les acheteurs s'intéressent en pratique à l'expérience récente. De ce point de vue, les difficultés rencontrées par la construction des deux premiers EPR en Finlande et en France (triplément du coût, doublement de la durée de réalisation) sont très pénalisantes pour Areva dans sa recherche récente de contrats, alors que Framatome bénéficiait systématiquement de ses bonnes performances de réalisation en France et à l'étranger, gagées sur son partenariat avec EDF. Elle ne pourra retrouver une réelle confiance des acheteurs qu'après le démarrage des premiers exemplaires, notamment les deux de Taishan en Chine prévus en 2015¹². Curieusement, ce n'est pas forcément une règle absolue quand d'autres facteurs prédominent (notamment l'offre de financement ou des prix bradés) puisqu'en 2009 Rosatom est parvenu à obtenir la commande de deux nouveaux VVER-1000 auprès de la Chine malgré ses mauvaises performances de réalisation de la première paire commandée en 2000 (3 ans de retard de construction, dérapage du coût sec de 40 % ; voir Kidd, 2014).

Sur l'aspect « sûreté », les acheteurs des pays de l'OCDE regardent de près l'historique des réacteurs déjà vendus par le vendeur en matière d'incidents. Ils regardent également l'adaptabilité des modèles de réacteur proposés aux exigences locales de sûreté. Ce fut le cas avec Areva pour la vente de réacteur EPR à la Finlande en 2003, et récemment pour ses projets de vente aux États-Unis et au Royaume-Uni. Sur les autres segments de marché, cet aspect de sûreté compte moins, comme on le voit avec le moindre effet de la mauvaise réputation de l'industrie russe en la matière après Tchernobyl à la fin des années 1990 sur

Certains avantages concurrentiels sont devenus prédominants

12. Le coût des 2 EPR de Taishan se situeront au niveau des deux premiers AP1000 de Sanmen, aux environs de 2 500 \$/kW en coût sec, hors intérêts intercalaires (Rong, 2009 ; Kidd, 2014).

les succès de Rosatom en Iran, en Chine et en Inde.

Autre élément important, l'acheteur qui souhaite un transfert de technologie rapide prendra en compte l'expérience de ventes de licences et de pratiques de partenariat du vendeur avec ses licenciés, ce qui a favorisé les constructeurs américains Combustion Engineering en 1998 en Corée et Westinghouse en 2003 en Chine.

B) Le prix proposé pour l'îlot nucléaire

Ce paramètre joue principalement sur le segment de marché des primo-accédants. Le prix de l'îlot peut être tiré vers le bas si le modèle de réacteur proposé bénéficie de l'expérience de réalisations industrielles en série, ce qui fut le cas du CP-1000 que Framatome proposait à l'export jusqu'au début des années 2000, du modèle VVER-1000 proposé par Rosatom ou du modèle OPR-1000 de KEPCO-Doosan. Dans le cas récents des ventes de Rosatom au Bangladesh et au Vietnam déjà mentionnées, le risque a été pris de garantir le prix en passant un contrat clé en main. Par contre, pour les offres de réacteurs Gen 3 à l'export, leur passage trop récent au stade commercial ne permet pas aux vendeurs de proposer des prix tirés vers le bas car le coût de ces réacteurs, souvent têtes de série ou seconds de série (comme l'EPR en Finlande, les 4 AP-1000 en Chine, les 4 APR-1400 dans les Émirats, les 2 ATMEA en Turquie) sont encore en haut de la courbe d'apprentissage. Par contre, les prix peuvent être réduits si les coûts de réalisation sont abaissés par la taille des usines de fabrication de composants du vendeur et par son intégration verticale dans les activités de fabrication des grands composants. Pour certains vendeurs, un dernier avantage concurrentiel est constitué par leurs coûts salariaux bas, comme c'est le cas pour les exportateurs de Russie, de Corée du Sud et maintenant de Chine.

C) La variété du catalogue de réacteurs

Ce paramètre joue sur le premier et le second segment de marché. Les vendeurs qui ne peuvent offrir que des réacteurs de grande taille (1 200 MW et plus) et de sûreté accrue sont pénalisés pour atteindre les marchés des pays à petits systèmes électriques, pour

lesquels le niveau de sûreté compte moins, et ceux des pays qui préfèrent segmenter leur programme de centrales nucléaires en plusieurs contrats, pour limiter le besoin de ressources financières par réacteur et contrôler les risques d'investissement et d'exploitation des premiers réacteurs. Face à cette donne, un constructeur comme Areva qui avait parié sur la réussite rapide de l'EPR de 1 650 MW a été fortement incité à ajouter dans son catalogue l'ATMEA (1 100 MW) que MHI développe en collaboration étroite avec lui. De même, Toshiba-Westinghouse maintient dans son catalogue l'AP-600 qui a obtenu la certification de la NRC aux États-Unis.

Après l'accident nucléaire de Fukushima, la concurrence n'aurait dû s'effectuer que sur la base des modèles Gen 3/Gen 3+ et des seuls modèles Gen 2+ qui incorporent des améliorations très marquées (dont la généralisation des dispositifs destinés à limiter les conséquences d'une élévation anormale de température dans la cuve et d'une fusion du cœur)¹³. En fait, il n'y pas eu d'évolution significative de l'offre de réacteurs à l'export par les vendeurs pris dans leur ensemble : les pays visés sont ceux qui n'ont pas de capacités de financement suffisantes et préfèrent s'intéresser aux réacteurs moins coûteux ; les vendeurs les plus agressifs sont moins préoccupés par ses exigences pour offrir des réacteurs *low cost*.

La stratégie de Rosatom et des entrants chinois et coréens se fonde sur des techniques des années 1980, avec quelques améliorations limitées, malgré Fukushima. Elles intéressent les pays émergents et surtout les primo-accédants car leur coût est limité¹⁴. C'est le cas du CPR-1000+ développé en Chine sous

13. Ceci concerne en particulier les recombineurs d'hydrogène, les filtres à particules radioactives et les récupérateurs de cœur fondu, externes ou internes à la cuve

14. Le consortium coréen KEPCO/Doosan mettait ainsi en 2009-2010 sur le marché à la fois l'OPR-1000 à un prix de 1 800 €/kW, à côté de son APR-1400 proposé à un prix de 2 500 €/kW dans le contrat avec les Émirats (WNA, *Nuclear Power in South Korea*, 2011). En 2010, la CNNC chinoise démarchait le Pakistan et le Bangladesh avec des réacteurs CPR-1000 à prix bas, alors que la CGNPC (en association avec EDF avec qui elle avait procédé au transfert de la technologie du CP-1000 de Framatome), démarchait l'Afrique du Sud avec le même CPR-1000 à un prix 2 fois moindre que celui de l'EPR.

deux versions (l'ACPR-1000 de la CGNPC et l'ACP-1000 de la CNNC qui est le modèle proposé au Pakistan), le VVER-1000 (ASE-91) de Rosatom (modèle vendu à la Turquie, à la Jordanie et au Vietnam dans les contrats récents) et l'OPR-1000 que le Coréen KEPCO-Doosan proposait encore à la Jordanie et à la Turquie après Fukushima. Soumis à des offres concurrentes de réacteurs Gen 2 de niveaux de sûreté inférieurs et de moindre taille (1 000-1 200 MW), les constructeurs centrés sur les seules techniques Gen 3/Gen 3+ comme Toshiba-Westinghouse avec l'AP1000, Areva avec l'EPR, GE avec son ESBWR et Hitachi-GE avec leur ABWR se font tailler des croupières sur le marché des primo-accédants.

D) L'offre de service complémentaire d'exploitation et de formation

Les contrats récents de vente vers les pays primo-accédants (KEPCO-Doosan aux Émirats, Rosatom au Bangladesh, en Turquie, Jordanie, et au Vietnam, MHI en Turquie) montrent que la capacité d'offrir un ensemble de services en marge de la vente de la centrale nucléaire est nécessaire sur le segment des primo-accédants, ce que GE-Hitachi et Toshiba-Westinghouse ne sont pas vraiment aptes à faire. Cet ensemble comprend l'exploitation du réacteur, la formation de personnel et la mise en place de compétences en matière de sûreté (avec l'appui de l'autorité de sûreté du pays vendeur). On peut remarquer de nouveau que cela donne un certain avantage aux vendeurs qui sont également exploitants de centrales nucléaires, comme Rosatom et KEPCO.

E) L'offre des services du cycle du combustible (uranium naturel, enrichissement, fabrication, gestion des déchets)

Offrir l'ensemble de services du cycle du combustible joue sans doute un rôle dans la signature d'un contrat d'achat d'une centrale. Toutefois, cet avantage est moins crucial que celui de pouvoir serrer le prix de vente de l'ensemble de la centrale, celui de pouvoir offrir le service d'exploitation en montant facilement un consortium crédible incluant un exploitant et actuellement celui d'offrir des services de

financement importants. Ce facteur joue cependant sur les deux premiers segments de marché. Rosatom, Areva et la CNNC chinoise sont en mesure d'offrir l'ensemble de ces services du cycle sur une longue durée, ce que ne peuvent pas offrir les autres vendeurs, et notamment Hitachi-GE, Toshiba-Westinghouse et l'entrant KEPCO-Doosan qui ne sont que dans la fabrication du combustible de l'ensemble du cycle¹⁵. Les offres russes sont les plus complètes car elles incluent la reprise des combustibles irradiés et leur gestion définitive.

F) L'offre de services de financement

Cet avantage concerne les deux premiers segments de marché. Toute vente à l'export hors pays de l'OCDE s'accompagne de conditions de financement favorables, en proposant un crédit export venant d'une banque gouvernementale, ou plus simplement des banques privées du pays du vendeur. L'exemple le plus récent est celui de la vente par la CNNC chinoise de deux réacteurs CPR-1000 au Pakistan pour 9,6 milliards de \$ appuyé sur un crédit fournisseur à taux très bas de 4 % qui porte sur 70 % du coût du projet. Un cas encore plus typique est la combinaison d'un contrat EPC clé en main et d'un crédit fournisseur généreux accordé par les banques nationales russes à hauteur de 80 % du coût des projets pour la vente de 2 VVR-1000 par Rosatom au Vietnam : les prêts des banques russes à hauteur de 8 milliards de \$ seront adossés à la garantie de l'État russe¹⁶. Arriver avec une partie importante du financement joue aussi, même quand le pays acheteur possède des ressources financières importantes : dans la vente des quatre réacteurs aux Émirats, la Corée apporte le tiers du financement en crédit export.

Notons encore une fois que de telles offres supposent un adossement fort du vendeur à son État national. Notons ainsi que, dans les ventes basées sur un montage *Build Own*

15. La Corée du sud n'a pas pu développer l'enrichissement de l'uranium en raison de contraintes imposées par le traité de non-prolifération et un accord bilatéral avec les États-Unis.

16. Ria Novosti : *Russia to grant \$8 bln loan to Vietnam to build two first nuke plants*. 23/11.2011 ria.ru/world/20111123/168971366.html

Operate (BOO), le vendeur doit pouvoir bénéficier d'apport de capitaux de son État (Cometto, 2013)¹⁷. Il doit aussi pouvoir compter sur l'assurance implicite qu'il lui vienne en aide si le dérapage des coûts de construction et les pénalités pour retard de mise en service le mettent en déficit grave. Seules des entreprises publiques d'économies dirigistes sont en mesure de faire de telles offres.

Dans les pays de l'OCDE, on observe aussi des cas où le vendeur peut participer lui-même à la société de projet, comme Areva pour le projet des 2 EPR d'Hinkley Point C et de Rosatom pour le très récent projet finlandais commandé fin 2013 par Fennovoima (groupement d'électriciens et d'industriels) dans lequel il prendrait 34 % du capital.

G) La capacité d'adaptation aux conditions posées par l'acheteur et le régulateur local

Entre les trois segments de marché, le vendeur de réacteur nucléaire doit être prêt à faire des offres très différentes. D'un côté, ce sera le montage d'un consortium complexe alliant l'architecte-ingénierie, la vente de l'îlot nucléaire, la partie classique, la formation, voire l'exploitation et la mise en place d'une autorité de sûreté. À l'autre extrême, il ne pourra vendre que l'îlot nucléaire avec beaucoup de sous-traitance locale sur cette partie, en laissant tout le reste – génie civil, turbo-alternateur, architecte ingénieur – à l'industrie locale. Pour emporter le contrat, il faut également qu'il accepte un transfert de technologie plus ou moins rapide, comme ce fut l'enjeu déjà évoqué des ventes de 2 PWR à la Corée du Sud à la fin des années 1980, et pour les ventes à la Chine des réacteurs AP1000 et de réacteurs EPR au début des années 2000.

Par ailleurs, comme chaque projet nucléaire demande des adaptations pour se conformer aux conditions institutionnelles et au cadre réglementaire local, les vendeurs qui réussissent le mieux sont ceux qui ont une bonne expérience de différents environnements institutionnels, culturels, voire géographiques.

17. Dans le cas du BOO de Rosatom en Turquie, l'État russe apporterait de 680 millions de \$ pour constituer le capital de la compagnie portant le BOO selon Kidd (2014).

H) Le mercantilisme vis-à-vis des standards de sûreté et non-prolifération

Avant Fukushima, les vendeurs occidentaux de réacteurs avaient fait du niveau de sûreté de leurs réacteurs un argument de vente. Ceux proposant des réacteurs de classe Gen 3 à des prix élevés dénonçaient la moindre qualité des réacteurs *low cost* de classe Gen 2. Ce fut notamment le cas en 2010, en Afrique du Sud, où l'EPR proposé par Areva s'est trouvé en concurrence avec le vendeur chinois qui tentait de placer des réacteurs CPR-1000 deux fois moins coûteux par kW. Fukushima aurait dû conduire à établir une norme plus ou moins explicite selon laquelle seuls des réacteurs de classe Gen 3 devraient désormais être proposés sur le marché à l'export.

Cet argument a servi à MHI pour placer ses 2 ATMEA en Turquie pour la centrale de Sinop, à Rosatom pour y placer ses 4 VVER-1200. Ce même argument de vente avait permis à KEPCO-Doosan de vendre 4 APR-1400 aux Émirats avant Fukushima. Toutefois, le mercantilisme en matière de sûreté ne s'est pas vraiment effacé de la part de certains de ces vendeurs : Rosatom a proposé des VVER-1000 de classe Gen 2 au Bangladesh et au Vietnam, KEPCO-Doosan des OPR-1000 à la Jordanie et surtout l'entrant chinois CNNC des CPR-1000 au Pakistan.

On retrouve ce pragmatisme en matière de respect des normes de non-prolifération de la part de certains pays signataires du TNP. Ils ne respectent pas les conditions de contrôle définies par l'AIEA sur les équipements et les combustibles vendus par les membres du Groupe des fournisseurs nucléaires (GFN). Dans les années 1980, certains tiraient un avantage commercial d'une attitude moins restrictive, notamment pour l'application des garanties supplémentaires qui étaient en principe imposables à tous les acheteurs, puis pour l'application des contrôles complets (*full-scope safeguards*) de l'AIEA (Walker et Lonnröth, 1984 ; Crimstom et Beck, 2002). Cette recherche d'avantages s'est faite aussi en contournant le principe consistant à refuser toute vente aux pays non signataires et en particulier aux pays proliférants, notamment

l'Inde et le Pakistan. Ce fut l'attitude adoptée par la Russie et la Chine pourtant membres du GFN, la première vis-à-vis de l'Iran (vente du réacteur VVER de Buser 1 en 1995) et de l'Inde (vente des 2 réacteurs de Kudankulam en 2000) et la seconde dans ses ventes au Pakistan de 2 petits réacteurs PWR à une boucle (300 MW) en 1993 et maintenant de 2 réacteurs CPR-1000¹⁸.

I) L'appui politique

Ce paramètre joue sur les premier et second segments de marché. Comme pour tous les marchés de grands équipements civils et militaires, les vendeurs qui peuvent bénéficier du soutien de leur gouvernement bénéficient de meilleures chances de succès. Il est bien connu que, dans les années 1980 et 1990, les achats de réacteurs par la Corée du Sud et Taïwan ont bénéficié à des constructeurs américains alors que leurs concurrents européens, notamment Framatome, proposaient des prix moindres. Outre la protection militaire accordée à ces pays, le département d'État américain faisait valoir de bons arguments comme le déficit des échanges commerciaux avec ces pays¹⁹. De son côté, Rosatom a pu utiliser la tradition des relations particulières de la Russie avec l'Inde pour obtenir, en 2000, le contrat de ventes de 2 réacteurs nucléaires VVER-1000. Rosatom bénéficie également de la tradition des relations de la Russie avec certains pays d'Europe de

l'Est (Slovaquie, Bulgarie notamment), des ex-républiques soviétiques (Biélorussie, Ukraine) ainsi qu'avec les pays communistes restants, le Vietnam notamment.

Actuellement, tous les vendeurs doivent bénéficier de l'appui diplomatique de leur État pour vendre en dehors du segment de marché Europe-États-Unis. Cet appui passe aussi par une incitation gouvernementale forte à ce que les industriels du nucléaire s'organisent sous l'égide d'un chef de file pour présenter un front cohérent à l'export, notamment en regroupant les compétences. Le rôle organisationnel et l'appui du gouvernement coréen aux négociations de KEPCO avec les Émirats en 2009 a ainsi été crucial dans la signature de ce contrat. Il a inspiré en 2010 le gouvernement japonais comme le gouvernement français dans leur l'action de coordination de leurs firmes nationales à l'export²⁰, pour proposer un ensemble de produits et de services adaptés, comme c'était le cas des offres japonaises au Vietnam en 2011 en concurrence avec Rosatom.

Ne parlons pas de l'atout gouvernemental plusieurs fois évoqué à propos de Rosatom et qui devrait aussi bénéficier dans le futur à la CNNC chinoise : la garantie apportée au financement des projets gagnés à l'export et à la prise de risque du vendeur.

4. Les nouvelles positions concurrentielles

À partir de cette typologie des avantages concurrentiels actuels sur le marché mondial des réacteurs, nous sommes en mesure de situer le potentiel des différents vendeurs de réacteurs sur le marché mondial, le plus profitable étant celui des primo-accédants.

20. En 2010, au Japon, le gouvernement japonais installa la compagnie JINED possédée par le ministère METI, les trois constructeurs et les neuf compagnies électriques pour coordonner des offres, passer le contrat et assurer le service d'architecte-ingénieur. C'est elle qui a proposé une offre de PWR au Vietnam en concurrence avec Rosatom. En France (sans détailler), à la suite du rapport Roussely, une coordination a été mise en place en 2011 sous l'égide d'un Conseil de politique nucléaire créé à cet effet, en plaçant en principe EDF comme chef de file à l'export à la suite d'un jeu d'influences peu compréhensible. Mais, en pratique, le pragmatisme prédomine.

18. L'argument de la Chine, membre du GFN et à ce titre censée ne pas vendre à un pays proliférant et appliquer les *full scope safeguards*, est qu'elle est entrée dans le GFN après que les liens de coopération aient été établis avec le Pakistan en matière de nucléaire civil.

19. Les contraintes de politique étrangère peuvent aussi jouer en sens inverse quand les exportations vers un pays sont mises sous embargo, comme cela a été le cas avec l'interdiction de ventes des réacteurs américains à la Chine de 1991 à 2003 en tant qu'équipements susceptibles de transfert de savoir-faire à des finalités militaires. À l'inverse, quand les relations se sont normalisées avec la Chine, un des premiers gestes du gouvernement américain a été l'appui à la vente de 4 réacteurs AP1000 en 2003, qui s'est conclu au détriment d'Areva pourtant bien placé pour la vente d'EPR. Ce même genre de contraintes a joué contre Areva pour soumissionner en Turquie en raison des tensions diplomatiques très fortes entre la Turquie et la France depuis 2008. Dans la négociation de MHI en Turquie, qui a conduit à l'accord pour l'achat de 2 ATMEA, l'appui du gouvernement japonais a été important.

On voit dans le tableau 3 que Rosatom présente les meilleurs atouts en étant capable de prendre presque tous les marchés de ce premier segment et même dans le troisième segment de marché avec les récents contrats décrochés en Finlande en décembre 2013 et en Hongrie en février 2014. Avec ses 20 réacteurs vendus à l'étranger, en commande ou en construction, il est clair qu'il bénéficie du double avantage de pouvoir offrir à la fois les réacteurs, le service d'exploitation et tout le financement en profitant de son adossement à l'État russe. Indéniablement, ces succès ont reposé sur des prises de risque et d'apport de capitaux considérables, ainsi que du mercantilisme de l'État russe. Mais il n'est pas sûr que l'État russe derrière l'adossement financier considérable de Rosatom puisse satisfaire tous les engagements qu'il a pris pour appuyer cette

stratégie d'export à outrance, des difficultés de financement apparaissant déjà (Kidd, 2014). Par ailleurs, les concurrents de Rosatom qui, eux, doivent se soumettre aux règles du commerce international définies par l'OCDE en matière de financement par des crédits export (pas plus de 80 % du coût avec une période de remboursement de moins de 18 ans) ne vont pas manquer de réagir un jour en portant ces pratiques de dumping devant l'Organisation mondiale du commerce (Perréard et Beutier, 2013).

Les constructeurs chinois CNNC et CGNPC vont sans doute bénéficier des mêmes atouts, notamment cette capacité d'offrir le financement, mais ils restent pour l'heure contraints par les licences du CPR-1000 et de l'AP1000 et par les énormes plans de charge des industriels amont qui sont liés aux commandes internes. Toujours parmi les entrants, le consortium

Tableau 3

Comparaison des avantages concurrentiels des grands offreurs sur le marché international

	Toshiba/W	GE/Hitachi	Areva	Rosatom	MHI	Kepeco-Doosan	CGNPC/CNNC
Référence industrielle	+	++	+/-	+	+	+	+
« Adaptabilité » aux marchés OCDE et émergents	++	++	++				
Prix offert	+	+	+	+++	+	++	+++
Offre conjointe réacteur, service d'exploitation, combustible			++	+++		++	++
Offre de service de financement	+	+	++	++++	+	++	+++
Mercantilisme ou contraint				++			+++
Adossement	+	+	++	+++	++	+++	+++

Note : AECL (Canada) n'est pas considéré dans le tableau pour simplifier la présentation

KEPCO-Doosan dispose aussi d'une partie des atouts de Rosatom. Mais il peut être contraint dans sa capacité à offrir une grande partie du financement et doit faire ses preuves avec la réalisation de l'important contrat de 4 réacteurs avec les Émirats.

À l'opposé, les constructeurs américano-japonais (Toshiba-W et GE-Hitachi) sont les seuls à devoir jouer normalement, c'est-à-dire sans appui politique fort et sans possibilité d'offrir les services de financement à très grande échelle. On voit aussi GE-Hitachi se retirer de beaucoup d'appels d'offres soumis à des conditions de financement trop particulières. Par contre, du fait de leurs racines étatsuniennes, ils gardent un avantage national pour vendre sur le marché des États-Unis dont ils sont familiers, comme le prouvent les ventes de deux paires d'AP1000 en Caroline du Sud et Géorgie appuyées par la politique fédérale (assurance contre risque réglementaire, garantie sur la dette, etc.). Le succès de Toshiba-W de la vente de 4 AP1000 en 2007 à la Chine n'aura probablement pas de suite puisqu'il s'accompagne d'un transfert complet de technologies. Il n'aura pas non plus de suite sur les autres marchés de pays émergents et en développement si le groupe ne peut pas apporter des financements privilégiés.

Areva reste le mieux placé parmi les survivants des pays de l'OCDE du fait de son intégration verticale en amont et en aval et de sa possibilité d'assurer plus de 70 % de son chiffre d'affaires dans les activités amont et aval. Mais sa réputation est affectée par les grandes difficultés d'apprentissage rencontrées par la construction des deux premiers EPR construits en Europe. De plus, malgré son statut quasi-public (82,5 %), il ne bénéficie pas des mêmes possibilités de financement que Rosatom, alors que ce statut l'entrave pour développer plus d'alliances dans la zone OCDE. ■

Bibliographie

- Cometto M., 2013, *Financing the Akkuyu NPP in Turkey*. Presentation to the OE-NEA workshop "Electricity price and nuclear new build", Paris, 19 September 2013.
- Crimstom M. and Beck P., 2002, *Double or quits, the global future of civil nuclear energy*, London, The Royal Institute of International Affairs.

- Ernst & Young, 2012, *Benchmarking the global nuclear industry 2012: heading for a fast recovery*, London, Ernst & Young Global Power & Utilities Center.
- Finon D., 2011, « La recomposition de l'industrie nucléaire française serait-elle nécessaire ? », *Revue de l'Énergie*, n° 600, mars-avril 2011, pp. 73-84.
- Finon D., Roques F., 2008, "Contractual and financing arrangements for nuclear investment in liberalized markets: which efficient combination?", *Journal of Competition and Regulation in Network Industries*, Vol. 9, No 3, September, pp.147-181.
- Finon D., 2005, « La nouvelle concurrence sur le marché mondial des réacteurs nucléaires » (The new competition on the world market of nuclear reactor), *Revue de l'Énergie*, n° 565, mai-juin 2005, pp. 352-377.
- Kidd S., 2014, *The Russian and Chinese nuclear industries: progress and contrasts*. Presentation to the Korea Development Institute colloquium "Nuclear Power Industry Economics and Policy", Seoul, January 2014.
- Kim S-B, Keppler J., 2013, "Case studies on financing and electricity prices arrangements. The Barakah nuclear power plants (EUA)", Presentation to the OECD-NEA workshop 'Electricity price and nuclear new build', Paris, September 19, 2013.
- Lévêque F., 2013, *Nucléaire On/Off. Analyse économique d'un pari*, Paris, Dunod.
- Perréard J-H, Beutier D., 2013, "What are vendors looking for in NPP finance?", NEA-OECD Workshop "Electricity price stability and LT financing for NPPs", OECD, 19 September 2013.
- Murphy P.M., 2013, "Financing a NPP: thought on Reputational Risks". NEA Workshop Elec price stability and LT financing for NNB, Paris, OECD, 19 September 2013.
- Nomura Equity Research, 2010, *The global nuclear renaissance: industrial and political issues* (rapport privé).
- NEA-OECD, 2008, *Market Competition in the Nuclear Industry*, Paris, OECD Publisher.
- Rong J., 2009, *Nuclear Power Projects Financing Experiences and Strategies of China*, 10 December 2009.
- US GAO (US Government Accountability Office), 2010, *Nuclear Commerce, Government-wide Strategy Could Help Increase Commercial Benefits from U.S. Nuclear Cooperation with Other Countries*. GAO-11-36, November 2010.
- Walker W., Lonnroth M., 1984, *Nuclear Power struggles, Industrial competition and proliferation Control*, London, George Allen and Unwin.
- WNA (World nuclear Association), 2014, *The World Nuclear Supply Chain: Outlook 2030*. (<http://www.world-nuclear.org/WNA/Publications/Publications-for-Sale/World-Nuclear-Supply-Chain-Outlook-2030/>)
- Zaleski P., Cruciani M., 2012, « La compétition sur le marché mondial des réacteurs nucléaires », *Revue de l'Énergie*, n° 610, novembre-décembre 2012.