

La compétition sur le marché mondial des réacteurs nucléaires

C.Pierre Zaleski, Michel Cruciani

L'article part du constat que, dans la plupart des pays, et notamment les pays en rapide croissance économique, l'accident de Fukushima n'a guère modifié les projets de construction de nouveaux réacteurs nucléaires envisagés fin 2010. En revanche, cet accident a conduit les pays candidats à se montrer plus exigeants sur le niveau de sûreté de leurs installations. L'article analyse en conséquence les offres des constructeurs, leurs atouts ou handicaps, et leurs perspectives au regard des différents segments d'un marché mondial qui semble devoir rester dynamique. Il conclut à l'existence d'une situation relativement ouverte pour la plupart des acteurs, qu'ils soient existants actuellement ou à la veille d'effectuer leur entrée dans le marché mondial.

Dans la décennie 2000-2010, l'énergie nucléaire a connu un regain d'intérêt dans le monde, sous l'effet conjugué de la rapide croissance des besoins en électricité, du souci de limiter les émissions de gaz à effet de serre et des préoccupations concernant la sécurité d'approvisionnement. L'expression «renaissance nucléaire» était devenue courante. Face à ces perspectives, l'industrie nucléaire de nombreux pays semblait sortie d'une période de «glaciation» consécutive à l'accident de Tchernobyl et à une longue phase de bas prix des hydrocarbures, ayant entraîné une recomposition du secteur.

Cependant, au début de la décennie 2010-2020, le contexte a changé, brouillant les perspectives tracées antérieurement. En premier lieu, le ralentissement économique subi dans le monde occidental amène à reconsidérer les besoins en électricité. En deuxième lieu, le prix du gaz naturel a chuté ou s'est stabilisé dans plusieurs régions du monde, en raison de la part croissante que prennent les gaz de schiste

dans l'approvisionnement des États-Unis, et de la restructuration du marché qui s'ensuit, libérant des volumes importants de gaz naturel liquéfié. On observe ainsi une tendance à la baisse des coûts dans les centrales produisant l'électricité à partir de gaz naturel, qui offrent en outre l'avantage de pallier facilement aux intermittences des sources renouvelables, éoliennes ou photovoltaïques. En troisième lieu, les difficultés rencontrées avec les réacteurs nucléaires de nouvelle génération suscitent l'attentisme des investisseurs, qu'il s'agisse du délai pris pour valider le modèle AP 1000 par la commission de sécurité nucléaire aux États-Unis, ou du retard sur les deux chantiers de construction de l'EPR en Europe. En dernier lieu, l'accident de Fukushima, survenu en mars 2011, a exercé un effet déstabilisateur.

L'accident de Fukushima a d'abord remis en cause les choix de plusieurs pays en faveur de l'énergie nucléaire et engendré une profonde hésitation dans d'autres pays, y compris en France. Il a ensuite déclenché des opérations de

révision de la sûreté des réacteurs, existants ou projetés, en réévaluant les niveaux d'agression extérieure à prendre en compte. À ce jour, ces opérations n'ont pas abouti à des remises en cause sur la conception des réacteurs, mais elles concluent à la nécessité d'engager des programmes d'amélioration portant sur certains équipements des centrales (diesel de secours, source froide, piscine de stockage des combustibles...) et sur la gestion des accidents sévères, par exemple pour renforcer les équipes locales à l'aide d'une force mobile en cas d'accident affectant plusieurs tranches d'un même site. Les opérations de révision ne sont pas achevées, mais leurs premiers résultats ne semblent pas de nature à peser sur la poursuite de l'exploitation de l'énergie nucléaire par des conclusions d'ordre technique ou économique, car les améliorations demandées ne présentent pas un coût excessif. Les choix concernant cette énergie demeurent donc essentiellement politiques, en fonction de la sensibilité des opinions publiques et des gouvernements. Cet article ne se prononce pas sur la pertinence de ces choix.

Diverses projections officielles laissent penser que l'énergie nucléaire gardera un rythme de développement significatif dans les prochaines décennies, en complément du marché de renouvellement des ouvrages existants. Ces estimations sont confortées par le constat que, sur les 48 grands réacteurs en construction à ce jour, 42 le sont dans des pays émergents, dont les besoins en énergie plaident en faveur d'une exploitation de toutes les sources disponibles. En outre, près de 60 pays sans expérience nucléaire ont signalé à l'AIEA leur intérêt pour cette énergie. Selon le scénario «Politiques nouvelles» de l'Agence internationale de l'énergie, le parc nucléaire installé devrait se situer à 580 GW en 2035, pour un parc existant de 394 GW à fin 2010. Ces prévisions pourraient néanmoins être anéanties si un nouvel accident nucléaire grave survenait.

Restant dans le cadre des prévisions courantes, l'article se propose de décrire quelles sont les forces et faiblesses des différents compétiteurs sur ce marché.

1. Les acteurs et leurs offres

A) Le paysage en 2012

Au terme de 60 ans de développement, la plupart des pays dotés d'une industrie nucléaire ont opté pour la filière à eau légère. Ces réacteurs sont alimentés en uranium enrichi; l'eau sert de modérateur (pour contrôler la fission nucléaire) et de refroidisseur (pour évacuer la chaleur produite). Seul le Canada a suivi une voie spécifique en utilisant de l'uranium naturel et de l'eau lourde comme modérateur et refroidisseur; cette voie a été répliquée en Inde. Plusieurs pays ont également construit des réacteurs à neutrons rapides (RNR, ou *FBR* en anglais)¹, mais en nombre restreint. À ce jour, la capacité installée au plan mondial repose à près de 90% sur l'une des deux techniques de la filière à eau légère: 68% pour la technique à eau pressurisée (PWR, pour *Pressurised Water Reactor*) et 20% pour celle à eau bouillante (BWR pour *Boiling Water Reactor*).

On se concentrera ici sur les acteurs concernant des réacteurs à eau légère, car la part de marché des réacteurs à eau lourde et celle des autres types demeureront selon toute probabilité mineures dans la présente décennie.

Après une période de développement rapide des programmes nucléaires à partir de 1960 et jusqu'au milieu des années 1980, la conjoncture énergétique mondiale a changé. Une moindre croissance économique, la baisse du cours des hydrocarbures, et enfin les accidents de Three Mile Island aux États-Unis puis de Tchernobyl en URSS ont suscité un ralentissement du rythme des mises en chantier. Cette situation a entraîné une vague de consolidations parmi les concepteurs d'îlots nucléaires, regroupés aujourd'hui en six grands ensembles.

● États-Unis et Japon

Dans la technique PWR, les activités nucléaires des groupes américains Westinghouse et Combustion Engineering Inc., ainsi que des

1. Rappelons que les RNR présentent l'avantage de pouvoir utiliser comme combustible un mélange du plutonium issu des centrales nucléaires à eau légère et d'uranium naturel, qu'ils « fertilisent », multipliant ainsi environ par 60 le contenu énergétique de l'uranium.

compagnies suédoise ASEA et suisse Brown Boveri, ont progressivement été absorbées dans une *joint-venture* comprenant le groupe japonais Toshiba, actionnaire majoritaire avec 70% des titres, et le groupe américain Shaw, qui détient les compétences d'un «architecte-ensemblier»², capable de coordonner la construction d'une centrale nucléaire. Toshiba a agi de façon subtile en laissant le personnel américain en poste et en présentant l'entreprise comme une entité américaine, réussissant à ce titre à gagner le soutien du gouvernement américain sans perdre celui du gouvernement japonais! Dans la technique PWR, le groupe Toshiba-Westinghouse propose le réacteur AP-1000, sous la marque Westinghouse et dans la technique BWR le réacteur ABWR, sous la marque Toshiba.

Le groupe américain General Electric Energy a dominé la technologie des BWR depuis son origine. Après l'acquisition de Westinghouse par Toshiba, General Electric et le groupe japonais Hitachi ont créé deux *joint-ventures*, GE-Hitachi Nuclear and Hitachi-GE Nuclear. Dans la première, la compagnie américaine garde la majorité (avec 60% des parts) et Hitachi possède le reste; dans la seconde, Hitachi détient 80% et General Electric 20% des titres. En principe, GE-Hitachi présente les offres aux États-Unis et Hitachi-GE au Japon. Les offres à destination des pays tiers sont traitées au cas par cas.

Enfin, Mitsubishi Heavy Industry (ci-après désigné par Mitsubishi), à qui Westinghouse avait précédemment accordé une licence, a désormais coupé ses liens avec Westinghouse et a conçu en propre un réacteur PWR de 1700 MW. Mitsubishi a en outre passé des accords avec le groupe français Areva pour la conception d'un réacteur de taille plus réduite (*class A*), toujours de type PWR, le réacteur ATMEA de 1 100 MW.

● **Russie**

Atomenergoprom est un acteur important, résultant de la restructuration en 2007 de l'industrie nucléaire russe, laquelle inclut non seulement le cycle du combustible et la

construction de l'îlot nucléaire, mais aussi la production d'électricité d'origine nucléaire en Russie. Atomenergoprom entretient des liens étroits, notamment par le biais d'échanges de dirigeants, avec Rosatom, l'agence fédérale russe de l'énergie atomique. La filière technologique développée en Russie a été implantée dans son pays d'origine et dans les pays autrefois dans l'orbite de l'URSS (République Tchèque, Slovaquie, Hongrie, Bulgarie, Lituanie) ainsi qu'en Finlande. La compagnie russe propose deux réacteurs de type PWR: le VVER-1000 (type AES-91, AES-92 ou V-392) de 1 000 MW et le VVER-1200 d'une puissance de 1 200 MW; la conception de ce dernier est proche de l'EPR et il tire largement parti de l'expérience des derniers réacteurs lancés en Russie, les V-392.

● **Europe**

Le principal acteur européen est le groupe français Areva. Né en 2001, Areva rassemble les activités de la Cogema, une filiale du CEA (Commissariat à l'énergie atomique) tournée vers le cycle du combustible et celles de Framatome. Cette dernière entreprise avait reçu à l'origine une licence de Westinghouse, mais elle a acquis la maîtrise complète de sa technologie. Après avoir repris l'essentiel des activités nucléaires de l'américain Babcox & Wilcox, Framatome a créé avec la branche nucléaire de l'allemand Siemens une *joint-venture* devenue Areva NP en 2001. Siemens, spécialisé dans les réacteurs PWR, avait précédemment absorbé les activités nucléaires d'une autre entreprise allemande, AEG Nuclear Company qui construisait des BWR. En 2009, Areva et Siemens ont annoncé leur séparation, mais les brevets et les autres droits de propriété intellectuelle d'Areva NP appartiennent à Areva, qui a aussi gardé l'essentiel du personnel de la filiale Siemens-KWU, personnel dont une partie a été associée à la construction des 17 réacteurs en service en Allemagne jusqu'en mars 2011. Areva propose un réacteur de type PWR de 1 600 MW, l'EPR. Il développe deux autres modèles, un PWR plus petit, ATMEA de 1 100 MW, en partenariat avec Mitsubishi, et un réacteur de type BWR de 1 250 MW, baptisé KERENA et basé sur des dessins originaux de AEG et Siemens du réacteur SWR-1000.

2. Cette expression prend parfois le nom d'un «architecte-ingénieur» ou encore «architecte industriel».

● Corée du Sud

Récemment venu sur la scène nucléaire mondiale, le groupe KEPCO est un électricien, leader d'un consortium incluant de nombreux partenaires, dont la plupart sont ses propres filiales (entreprises de conception, architecte-ingénieur, fabrication de combustible...), ainsi que le groupe Doosan Heavy Industries, fabricant de composants lourds. Doosan a reçu une licence de Combustion Engineering et est devenu progressivement indépendant. Ce consortium propose des centrales entières: il peut non seulement construire l'ilot nucléaire, mais aussi assurer la fonction d'architecte-ensemblier, réaliser le génie civil, livrer les alternateurs et enfin exploiter la centrale. KEPCO est typiquement un groupe nucléaire beaucoup plus intégré qu'aucun autre des compétiteurs pour la construction de réacteurs. Cependant, ce fournisseur utilisant encore des brevets du groupe Westinghouse (issus de Combustion Engineering), ce dernier dispose d'une sorte de droit de veto sur les offres de KEPCO hors de Corée. KEPCO propose un modèle de type PWR, le réacteur APR-1400, de 1 400 MW.

● Chine

À ce jour, les entreprises chinoises ne sont pas encore intervenues sur la scène extérieure, à l'exception du cas particulier et politique du Pakistan. Actuellement, la Chine importe des réacteurs de Westinghouse, d'Areva et d'Atomenergoprom, tous de troisième génération. La Chine construit cependant déjà des réacteurs de 1 100 MW de seconde génération améliorée, basés sur les modèles français précédemment déployés par Framatome en Chine et accompagnés de larges transferts de technologie. Ceux dont la construction avait démarré avant l'accident de Fukushima seront achevés, mais ce seront les derniers; les plans initiaux ont été revus après le 11 mars 2011, pour améliorer leur sûreté et la porter pratiquement au niveau des modèles de troisième génération.

L'industrie chinoise suit clairement la même voie que les industries française et coréenne, qui ont importé des technologies étrangères, choisi leur filière et développé leurs propres produits qu'ils peuvent maintenant proposer à

l'extérieur. La Chine a fait un pas de plus en s'attendant à la conception de deux réacteurs de troisième génération: d'une part, une version de plus forte puissance (jusqu'à 1 400 MW) du réacteur innovant de Westinghouse AP-1000 et, d'autre part, deux réacteurs dérivés de leur propre modèle standard, qui seront désignés par ACP-1000 et ACPR-1000. Les constructeurs chinois seront ainsi libérés des licences étrangères; ils visent un coût de construction inférieur à celui des modèles originaux.

● Inde

L'industrie nucléaire indienne s'est développée dans un contexte spécial³ qui l'a écartée de la filière à eau légère; aussi ne possède-t-elle pas encore la compétence lui permettant d'intervenir sur les marchés internationaux et elle n'y sera vraisemblablement pas active avant une quinzaine d'années. L'Inde vient de se tourner vers l'importation de réacteurs à eau légère de troisième génération, et quatre fournisseurs ont été sollicités: Westinghouse, GE-Hitachi, Atomenergoprom et Areva. Les discussions sont bien avancées, mais certains obstacles demeurent, concernant d'une part la responsabilité civile du constructeur, et d'autre part le prix des réacteurs. L'Inde pourrait cependant conquérir une position forte dans un futur marché des réacteurs à neutrons rapides, si leur propre RNR fonctionne de manière satisfaisante et si les autres pays susceptibles de prendre une place dans cette filière hésitent à s'engager dans le développement de ce type de réacteur. De ce fait, l'Inde, qui a programmé la construction d'une série de RNR de 500 MW, pourrait exporter ce type de réacteurs d'ici 10 à 15 ans en ayant la Russie pour seule rivale.

B) Commentaires concernant les acteurs

Les constructeurs d'ilots nucléaires Areva et Atomenergoprom font partie d'un ensemble qui comprend des filiales traitant la totalité des activités liées au cycle du combustible. Seuls les acteurs européen et russe bénéficient de cette situation: ce n'est le cas d'aucun de leurs concurrents américains, japonais ou coréens. Par ailleurs, Areva, General Electric et

3. Voir Pierre Zaleski et Michel Cruciani, "Nuclear Energy in India's future", Les Études de l'IFRI, 2009.

L'industrie nucléaire en Chine¹

Ce pays offre le plus grand potentiel au monde. Selon la source, les chiffres relatifs à la puissance nucléaire installée varient ; les plus récentes estimations annoncent 58 GW en 2020 et 300 GW vers 2030, à partir de 11,9 GW en service à fin 2012. L'énergie nucléaire offre des avantages importants pour l'économie chinoise, car les centrales peuvent être construites à proximité des zones où la demande connaît une forte croissance, tout particulièrement dans les régions côtières, éloignées des mines de charbons et ne disposant pas de sites favorables à l'énergie hydraulique ou éolienne.

Historiquement, la Chine a essayé de construire des réacteurs en s'appuyant sur son expérience de l'atome militaire, mais cette tentative s'est révélée infructueuse. Le pays a donc passé des commandes à des fournisseurs étrangers. La première a été obtenue par le constructeur français Framatome (aujourd'hui absorbé par Areva) pour deux réacteurs de 900 MW mis en service à Daya Bay en 1994, EDF étant architecte ensemblier. Cette commande a été suivie d'un contrat avec les mêmes partenaires pour la construction de deux autres réacteurs sur le site de Lingao-I, l'industrie chinoise apportant dans ce cas une contribution croissante. Un autre contrat a été conclu avec le canadien AECL pour deux réacteurs à eau lourde de type Candu, mis en services en 2002 et 2003 à Qinshan ; enfin, la Russie a reçu commande de deux réacteurs de type VVER-1000/AES-91 opérationnels depuis 2007 (Tianwan 1 et 2).

Toutes ces centrales de deuxième génération ont bien fonctionné ; leur livraison a été accompagnée de transferts de technologie qui ont permis à la Chine d'établir la base de son industrie nucléaire. Celle-ci est issue des stratégies de trois acteurs importants : CNNC (*China National Nuclear Corporation*), CGNPC (*China Guangdong Nuclear Power Corporation*), SNPTC (*State Nuclear Power Technology Corporation*). D'autres acteurs de moindre envergure sont apparus par la suite.

CNNC a été fondé à partir du programme militaire ; le groupe appartient à l'État. À partir des centrales PWR livrées par Framatome, CNNC a développé le modèle CNP-600, dont quatre exemplaires étaient en service en avril 2010 (Qinshan 1 à 4) et deux en construction (Changjiang 1 et 2), puis le modèle CNP-1000, non construit à ce jour.

CGNPC possède une structure de holding. Basée à Shenzhen, le groupe constitue un opérateur nucléaire qui est comme le coréen KEPCO un groupe industriel intégré (*project manager*, architecte-ingénieur, opérateur de centrale ainsi que fabricant du combustible nucléaire). Travaillant également à partir des contrats passés avec Framatome puis Areva, CGNPC a pu mettre au point un modèle de réacteur de deuxième génération à sûreté améliorée (G2+), le CPR 1000, dont les performances se sont révélées supérieures à celles des CNP, en coût et rapidité de construction. Le CPR-1000 a donc été retenu comme le modèle standard pour équiper la Chine durant les 11^e et 12^e plans quinquennaux, soit entre 2006 et 2015. Les centrales dotées de ce réacteur peuvent en effet être réalisées en des délais record (52 mois) et à un prix très compétitif. En 2011, deux réacteurs de ce type étaient en service (Lingao-II 1 et 2) et 20 en construction, dont 6 pour CNNC et 14 pour CGNPC. CGNPC possède déjà près de la moitié de la puissance nucléaire en service (soit environ 5,8 GW sur les 11,9 GW existants).

1. Le marché étudié ici est celui de la Chine continentale ; il n'inclut pas Taiwan.

Refusant de se laisser enfermer dans un seul modèle, CNNC a diversifié son portefeuille en exploitant les deux réacteurs Candu construits à Qinshan et les deux réacteurs VVER-1000 construits par Atomenergoprom à Tianwan 1 et 2 ; deux autres réacteurs du même type sont prévus sur ce site (Tianwan 3 et 4).

Entretemps, avait émergé SNPTC. Ce troisième acteur a plaidé, dès 2006, pour le passage à la troisième génération et, au sein de cette dernière, le choix en faveur de l'AP-1000 développé par Westinghouse. Le gouvernement central a entériné cette orientation, et une commande a été passée pour la construction de quatre réacteurs de type AP-1000, dont la construction a commencé en 2008, deux sur le site de Sanmen (sous le contrôle de CNNC) et deux sur celui de Haiyang (pour un opérateur plus petit, le groupe CPI). Par la suite, huit réacteurs du modèle AP-1000 étaient prévus ; le calendrier des ouvertures de chantiers a toutefois été reporté après l'accident de Fukushima. La préférence pour l'AP-1000 a néanmoins été confirmée en décembre 2011 après la réussite des tests de fonctionnement sur les pompes immergées.

L'accord conclu entre Westinghouse et SNPTC prévoyait un transfert de technologie au bénéfice de la partie chinoise. Il conférait aux constructeurs chinois une entière autonomie pour tous les réacteurs de type AP-1000 construits après les quatre premiers. En outre, l'accord a permis à SNPTC de mettre au point un réacteur à sûreté passive «sinisé» de 1400 MW, baptisé CAP-1400, dont SNPTC détiendra la propriété intellectuelle, pour des réalisations en Chine ou à l'exportation, Westinghouse étant devenu un consultant. La construction de la première centrale équipée de deux CAP-1400 pourrait démarrer en 2013 (Shidaowan 5 et 6). SNPTC travaille désormais sur les plans d'un CAP-1700...

Souhaitant à son tour diversifier son offre en Génération 3, CGNPC a créé en 2008 une *joint-venture* avec EDF (qui détient 30 % du capital), baptisée TNPC (Taishan Nuclear Power Company), qui construit deux tranches dotées de réacteurs EPR sur le site de Taishan. L'îlot nucléaire est fourni par Areva, avec lequel CGNPC a fondé une entreprise commune, Wecan, destinée à valoriser en Chine et en Asie les compétences du constructeur français.

CGNPC a par ailleurs annoncé en novembre 2011 que ses ingénieurs travaillent en coopération avec ceux de CNNC sur deux modèles G3, évolués du fameux CPR-1000, intitulés ACP-1000 et ACPR-1000, dont la Chine détiendra la totalité des droits de propriété. Les deux partenaires espèrent obtenir un feu vert pour l'ouverture des premiers chantiers dès 2013 pour deux réacteurs du modèle ACP-1000 (Fuqing 5 et 6 pour CNNC) et quatre du modèle ACPR-1000 (Hongyanhe 5 et 6, et Yangjiang 5 et 6 pour CGNPC). Enfin, CGNPC, Areva et le groupe français EDF ont signé en janvier 2012 un accord de partenariat pour de nouveaux développements en commun.

Après l'accident de Fukushima, l'ensemble des installations nucléaires chinoises, en service, en construction ou en projet, a fait l'objet d'un programme de réévaluation des risques. Cet examen a duré de 3 à 7 mois selon les sites et une série de mesures de renforcement de la sûreté ont été annoncées, entraînant des retards sur la plupart des chantiers. Fin 2012, seuls les sites côtiers avaient obtenu l'autorisation de démarrer de nouvelles constructions. Par ailleurs, un programme de recherche a été lancé avec l'Agence de l'énergie nucléaire (AEN) afin de définir les travaux à mener sur toutes les centrales de deuxième génération (y compris les CPR-1000) afin de les hisser quasiment au niveau des ouvrages de la troisième génération. Ce programme ne sera pas achevé avant fin 2013.

Pour le long terme, la Chine s'intéresse aux réacteurs à neutrons rapides. Bien qu'un réacteur expérimental national, le CEFR de 64 MWth, a divergé en 2011 et fonctionne déjà, la Chine paraît tentée d'importer un modèle de forte puissance, le réacteur BN 800, proposé par la

Russie, identique à celui qui est en construction à Beloyarsk. Un accord préliminaire entre les deux pays a été signé en octobre 2009 en vue d'une livraison par le constructeur russe OKBM sur le site de Sanming. Il serait inspiré du réacteur de type BN 600 en service depuis 1980 à Beloyarsk, en Sibérie, qui présente le meilleur facteur de charge de tous les réacteurs russes. En effet, en raison de son programme nucléaire très dynamique, la Chine pourra être confrontée à des soucis d'approvisionnement en uranium dans les décennies futures, même si pour le moment elle signe des contrats d'approvisionnement importants, au Kazakhstan et ailleurs.

Westinghouse ont développé des prestations de maintenance dans plusieurs pays et sur d'autres types de réacteurs que leurs propres produits; ces prestations leur fournissent à la fois des revenus complémentaires et des informations précieuses sur le fonctionnement des réacteurs en service.

Près de deux ans après l'accident de Fukushima, le seul changement notable au regard de la situation antérieure concerne le groupe Siemens, dont le P-DG Peter Löscher a annoncé, le 18 septembre 2011 l'abandon de toute activité dans le secteur nucléaire. Cette activité avait notamment été marquée par l'accord de partenariat noué en mars 2009 avec Rosatom, après que Siemens ait décidé de se retirer de la filiale commune fondée en 2001 avec Areva. Selon le P-DG de Siemens, le partenariat avec Rosatom sera dorénavant restreint aux composants conventionnels des centrales (turbines, alternateurs, etc.). Cette décision constitue un soutien industriel indirect à la politique allemande d'abandon de l'énergie nucléaire; elle confirme l'intention de Siemens de bénéficier prioritairement des marchés qui s'ouvriront en Allemagne pour la fourniture de centrales thermiques à combustibles fossiles et pour le développement des énergies renouvelables.

Aucun autre des grands groupes industriels cités plus haut n'a, pour l'heure, révisé sa stratégie malgré les évolutions économiques et l'accident survenu à Fukushima.

C) Commentaires relatifs aux offres

On distingue en général les réacteurs de première génération (G1) puis de deuxième génération (G2), ces derniers constituant l'essentiel des 371 réacteurs à eau légère en fonctionnement dans le monde à l'heure

actuelle. Pour les technologies à eau légère, on a amélioré sensiblement la sûreté en passant de G1 à G2, puis on l'a encore accrue, avec une diminution d'un facteur 10 environ de la probabilité de fusion du cœur, en passant de G2 à G3. Une gradation intermédiaire permet parfois de distinguer les réacteurs ayant bénéficié d'améliorations au sein d'une même génération: ils sont ainsi qualifiés G2+ ou G3+, mais ces nuances ne sont pas homologuées. Un programme mondial de recherche prépare les réacteurs de quatrième génération, mais aucun ne devrait voir le jour en version commerciale avant 2030. Les réacteurs G4 ne consistent plus en réacteurs à eau légère, mais comprennent essentiellement des réacteurs reposant sur de nouveaux concepts, tels que les réacteurs à neutrons rapides pour la production d'électricité ou à haute température pour certains usages industriels.

Les réacteurs de troisième génération, G3, sont en cours de lancement et constituent la totalité des modèles proposés hors de leur pays d'origine. Ils se divisent en deux catégories:

- **Évolutionnaires**: ils sont basés sur les réacteurs de deuxième génération auxquels ils apportent des perfectionnements destinés à les rendre plus sûrs, à améliorer leurs conditions d'exploitation et à réduire les déchets radioactifs produits.
- **Révolutionnaires**: ils comportent des dispositifs qui n'existaient pas sur les réacteurs des générations précédentes, faisant notamment largement appel à la sûreté passive, c'est-à-dire à des chutes de barres par gravité, à une convection naturelle plutôt que forcée pour le refroidissement en régime de secours, etc.

L'issue de la lutte entre «évolutionnaires» et «révolutionnaires» reste incertaine. D'un côté, des réacteurs tels que l'EPR, relativement classiques, peuvent directement profiter de l'expérience des réacteurs de deuxième génération comme ceux de la dernière série N4 française et des Konvoi allemands. Cependant, on a voulu augmenter encore la sûreté, ce qui alourdit et complique la construction. En face, des réacteurs comme l'AP-1000 et l'ESBWR sont plus novateurs; il est plus difficile de prouver qu'ils vont bien fonctionner, mais en cas de réussite ils présenteront un avantage certain. Leur construction peut se heurter à des difficultés, car ces réacteurs à sûreté passive sont très innovants mais aussi très complexes, et leurs performances demeurent incertaines tant qu'ils n'ont pas été construits et testés.

Potentiellement, les réacteurs révolutionnaires présentent deux avantages: le premier est économique, parce qu'ils ont besoin d'un moins grand nombre de composants différents et moins de matériaux; le second est psychologique, non négligeable, grâce à l'appellation «à sûreté passive», c'est-à-dire avec un moindre besoin d'intervention humaine pendant 72 heures après un arrêt d'urgence. Cette seconde caractéristique est sujette à interrogation depuis l'accident de Fukushima, car la sûreté passive est notamment obtenue au moyen d'un refroidissement par convection naturelle, impliquant la présence d'une énorme masse d'eau froide au-dessus du réacteur. Située en partie haute de l'édifice, la structure contenant cette eau serait particulièrement vulnérable en cas de tremblement de terre de magnitude élevée. Néanmoins, si d'une part les coûts de construction sont conformes aux prévisions annoncées, donc moins élevés que ceux d'autres réacteurs, et si d'autre part les conditions d'exploitation se révèlent aussi bonnes que celles des concurrents, on pourrait assister à une domination progressive de ces réacteurs «révolutionnaires» au détriment des «évolutionnaires», plus spécialement dans les régions de faible sismicité.

Les enquêtes effectuées après l'accident de Fukushima ont dégagé plusieurs pistes pour le renforcement de la sûreté des réacteurs, et notamment la généralisation des dispositifs destinés à limiter les conséquences d'une

élévation anormale de température dans la cuve, comme les recombineurs d'hydrogène, les événements dotés de filtres à particules et les récupérateurs de cœur fondu, externes ou internes à la cuve⁴. Tous les modèles atteignant le niveau G3 comportent ces dispositifs: la révision des modèles conçus avant 2011 n'a donc pas été nécessaire. Cependant, certaines autorités nationales de sûreté peuvent se révéler plus exigeantes. L'autorité américaine, NRC, a exigé une enceinte résistante aux chutes d'avions. L'autorité finlandaise a de son côté demandé un récupérateur externe de cœur (*core catcher*). Les centrales satisfaisant à ces nouvelles contraintes sont maintenant qualifiées par certains acteurs de «troisième génération avancée» (parfois désignée G3+). Ces exigences et cette qualification ne reposent toutefois pas sur des bases logiques certaines. Seule une analyse détaillée de chaque modèle pourrait introduire une gradation fine entre les différents réacteurs du point de vue de la sûreté.

Les pays disposant d'une industrie nucléaire ancienne ont progressivement mis sur pied des autorités nationales de sûreté aptes à vérifier les projets de centrale avant leur construction. Cette vérification se fait en trois étapes: examen des modèles proposés par les constructeurs, puis contrôle du projet en fonction du site choisi, enfin suivi du chantier pour s'assurer de la qualité de la construction.

4. En dehors des caractéristiques des réacteurs, les recommandations consécutives à l'accident de Fukushima consistent principalement en:

- Des mesures à caractère institutionnel, pour améliorer l'indépendance des autorités chargées du contrôle préalable puis opérationnel des installations et pour augmenter leurs pouvoirs.
- Une préparation plus poussée à la gestion des accidents graves, avec formation du personnel et création de forces d'intervention rapide susceptibles d'opérer sur les sites comportant plusieurs tranches.
- Une révision à la hausse des risques d'agression externe (séisme, tsunami...), à un niveau cohérent avec l'objectif visé pour la probabilité de fusion du cœur. Cette révision pourra conduire à la consolidation des ouvrages (structures principales, digues, bâtiments annexes...) ainsi qu'à de nouvelles protections, pour les équipements essentiels en cas de *black out* (groupes électrogènes, source froide...) ou sensibles (piscines de stockage des combustibles, par exemple).

Pour les pays n'envisageant que des séries limitées, la première étape peut sembler très lourde. Une bonne solution pour l'alléger consiste à accepter tout modèle de centrale ayant reçu une approbation générique de la part d'une autorité de sûreté étrangère, réputée pour sa rigueur. Cette solution avait été retenue en Italie, lorsque le pays se préparait à relancer la construction de centrales sur son sol. Parmi les autorités nationales exerçant une influence à l'échelle mondiale, l'autorité américaine de sûreté nucléaire NRC (*Nuclear Regulatory Commission*) est bien placée pour plusieurs raisons: son ancienneté, son expertise, l'importance du marché américain, la qualité de ses membres... L'obtention d'une certification par la NRC constitue donc un label recherché, bien qu'elle reste une épreuve longue et coûteuse (en moyenne 5 ans et 100 millions de dollars). D'autres autorités nationales (finlandaise, française, suédoise, etc.) ont également acquis une haute réputation.

2. Les grands marchés de la présente décennie

A) Les différents types de contrat

Une compagnie d'électricité désirant passer commande d'une centrale nucléaire dispose d'un large éventail de possibilités. Cependant, dans la plupart des cas, la construction des centrales actuelles est conduite par un « architecte-ingénieur » qui est responsable de l'ensemble des contrats, pouvant aller jusqu'à des centaines de contrats individuels, dans lequel le fournisseur de l'îlot nucléaire ne représente qu'un seul des contractants, même si c'est le plus important (entre 30% et 40% de la valeur ajoutée de l'ensemble).

L'architecte-ingénieur travaille sous la direction d'un propriétaire, c'est-à-dire un électricien qui achète la centrale. Plusieurs situations peuvent se rencontrer :

- Dans certains cas, l'électricien assure lui-même (ou possède une filiale qui assure) le rôle de l'architecte-ingénieur: c'est le cas d'EDF, de KEPCO ou de Duke Power. Lorsque l'industrie locale est capable de gérer et construire l'ensemble de la

centrale, y compris le génie civil, puis de la faire fonctionner, le fournisseur vend alors uniquement l'îlot nucléaire.

- Dans d'autres pays, l'industrie locale n'est pas capable ou ne souhaite pas construire la centrale et préfère que le vendeur, associé avec un architecte ingénieur s'il ne l'est pas lui-même, construise l'ensemble de la centrale et gère le site; mais la compagnie acquéreuse sera ensuite capable de la faire fonctionner. Dans ce cas, le client passe un contrat « clé en main » qui transfère toute la responsabilité (délai, coût) à ce fournisseur, lequel constitue un consortium comprenant un architecte-ingénieur et divers contractants. Cette situation a par exemple été rencontrée en Finlande.
- On peut enfin envisager, pour certains pays qui n'ont pas encore d'électricien suffisamment formé pour faire fonctionner la centrale, des contrats prévoyant l'exploitation de cette dernière. Cette demande a été présentée par Abu Dhabi, qui souhaitait contractualiser 20 années de fonctionnement de la centrale; elle a été étudiée en Turquie, où la vente du courant était prévue dans l'appel d'offres. Dans le consortium présentant une proposition, le vendeur de l'îlot doit s'associer à un architecte ingénieur et aussi à un électricien qui a une expérience dans le fonctionnement des centrales.

B) Les marchés fermés

Dans quatre des pays du monde ayant le plus misé sur l'énergie nucléaire, le marché ne laisse guère de place à une compétition. Ces pays ont développé leur propre industrie nucléaire complète; ils disposent d'un modèle qui fonctionne sur leur territoire et, en pratique, on peut difficilement envisager de concurrence pour l'îlot nucléaire sur leur sol. Il s'agit de :

- La **Corée du Sud**, où l'électricien national KEPCO en position de monopole n'exploitera que le modèle coréen construit par sa filiale KHNP, le réacteur APR-1400.
- La **France**, où l'électricien EDF jouit d'une position très forte sur le marché français et exploite un parc de 58 réacteurs, tous construits par Framatome (désormais

Tableau 1

Les principaux modèles de réacteur nucléaire de troisième génération en compétition au plan mondial (puissance indiquée en MW)					
Constructeur	Eau bouillante		Eau pressurisée		Notes
	Nom	Puissance	Nom	Puissance	
Areva			EPR	1 600	4 exemplaires en construction Certification demandée à NRC
	KERENA	1 250			Non construit à ce jour
Areva et Mitsubishi			ATMEA-1	1 100	Projet avancé, proposé à la Jordanie
Atomenergoprom			VVER-1000	1 000	9 exemplaires en service, 2 en attente de couplage au réseau et 5 en construction
			VVER-1200	1 200	3 exemplaires en construction
GE et Hitachi	ABWR	1 350			Version initiale certifiée par NRC en 1997 - Déjà 2 exemplaires en service et 4 en construction Version modifiée : certification demandée à NRC
	ESBWR	1 550			Certification demandée à NRC Non construit à ce jour
KEPCO			APR	1 400	2 exemplaires en construction en Corée et 4 à Abu Dhabi
Mitsubishi			APWR	1 700	Certification demandée à NRC Non construit à ce jour
Toshiba	ABWR	1 350			Certification obtenue de NRC Non construit à ce jour
Toshiba - Westinghouse			AP-1000	1 100	Version initiale certifiée par NRC en 2006, actuellement 4 exemplaires en construction en Chine et 4 aux États-Unis Version modifiée : certification obtenue par NRC

Grisé = Sécurité Passive

absorbé par Areva). Ce pays pourrait offrir un important marché de renouvellement au-delà de la décennie actuelle.

- Le **Japon**, où chaque fournisseur bénéficie de liens étroits avec l'un des électriciens régionaux. Depuis l'accident de Fukushima, l'éventualité d'une sortie, au moins partielle, de l'énergie nucléaire a été envisagée; elle semble remise en cause par la majorité issue des élections du 16 décembre 2012.

- La **Russie**, où 32 réacteurs nucléaires étaient en service en avril 2010, dont 9 du modèle VVER-1000 de troisième génération (type AES-92) et 9 réacteurs en construction, dont 4 du nouveau modèle VVER-1200. À l'image du système coréen, cet édifice est impénétrable pour des fournisseurs étrangers, sauf pour la fourniture de certains équipements par le biais d'accords tels que celui qui a été envisagé avec Siemens.

C) Marchés ouverts à la compétition internationale

● États-Unis

Dans ce pays, le cadre législatif a été complètement remanié pour favoriser la construction de centrales nucléaires. L'agrément des centrales est dorénavant délivré en trois étapes :

- La certification (DC, pour *Reactor Design Certification*), valide en premier lieu un modèle sans spécifier le site où il sera construit.
- En deuxième lieu, l'ESP (*Early Site Permit*) permet d'agréer le site en tenant compte de l'impact environnemental, mais sans préciser à l'avance le modèle.
- En dernier lieu, la COL (*Construction and Operation Licence*) vaut à la fois autorisation de construire et d'exploiter.

Par ailleurs, l'*Energy Policy Act* adopté en 2005 accorde une garantie fédérale sur les emprunts contractés et une prime sur les premiers kWh produits, dans la limite d'une ligne budgétaire fédérale. Fin 2012, le site internet de la NRC indiquait que 17 compagnies avaient présenté 28 demandes de COL. Les projets concernent :

- 14 réacteurs Westinghouse AP-1000 de 1 100 MW ⁵
- 5 réacteurs GE-Hitachi ESBWR de 1 550 MW
- 4 réacteurs Areva US-EPR de 1 600 MW
- 3 réacteurs Mitsubishi US-APWR de 1 700 MW
- 2 réacteurs GE-Hitachi ABWR de 1 350 MW.

On voit que les demandes concernent en majorité des réacteurs AP-1000. Les réacteurs APWR et EPR ont été renommés US-APWR et US-EPR, mais ils restent conformes au concept original des deux fournisseurs. À ce jour, deux COL ont été délivrées, pour deux réacteurs Westinghouse AP-1000 chacune, dont la construction a débuté : deux sur le site de Vogtle, en Géorgie, et deux sur celui de Summer, en Caroline du Sud. Ces deux États ont conservé une régulation préservant un lien solide

5. Notons que la politique de Westinghouse vise à construire toujours au moins deux tranches sur le même site, ce qui lui procure un avantage économique.

entre le prix de l'électricité et le montant de l'investissement. Le bouleversement du marché énergétique américain, avec l'arrivée massive de gaz de schiste à bas prix, rend désormais peu probable la construction de centrales nucléaires dans les États ayant dérégulé leur marché de l'électricité, car le prix du courant y est devenu hautement imprévisible.

● Royaume-Uni

Dans ce pays également, une nouvelle procédure d'autorisation a été mise en place, en deux étapes indépendantes :

- Une autorisation générique pour les réacteurs, GDA (*Generic Design Assessment*), accordée sous 3 ans pour tous les modèles de troisième génération, basée sur des critères de sûreté.
- Un permis par site délivré au futur opérateur, accordé sous un an après étude des conditions locales et de la qualification de l'électricien.

Westinghouse a déposé une demande de GDA pour son modèle AP-1000. Areva a fait de même pour l'EPR, le groupe EDF acceptant de prendre en charge une partie des frais de la procédure, qui est relativement coûteuse (10 millions de Livres) ; la certification de l'EPR a été délivrée le 13 décembre 2012. Le groupe EDF est bien implanté au Royaume-Uni par sa filiale EDF-Energy. Cette dernière a repris la totalité du parc nucléaire britannique, à l'exception des quatre plus vieux réacteurs de type Magnox. EDF-Energy a annoncé son intention de construire deux EPR sur son site de Hinkley Point et deux autres éventuellement sur son site de Sizewell ; le feu vert a été obtenu pour leur raccordement au réseau de transport. Par ailleurs, le Royaume-Uni mettait en place, fin 2012, une réforme du marché de l'électricité amorçant un revirement sérieux par rapport à la libéralisation promue depuis 1990. Le nouveau régime vise à favoriser la production d'électricité « décarbonée », et notamment d'origine nucléaire. La compatibilité de cet édifice avec le cadre européen demeure toutefois incertaine ; en outre, plusieurs paramètres financiers seront fixés par voie réglementaire. EDF-Energy attend des clarifications avant de prendre la décision d'investir.

● Les marchés des grands pays émergents

Comme indiqué plus haut (voir encadré), la **Chine** offre un potentiel immense. Cependant, l'industrie nucléaire locale a atteint une maturité suffisante pour lui permettre de limiter le recours aux fournisseurs étrangers. Ces derniers gardent un rôle pour l'apport de technologies innovantes, pour la fourniture de nombreux composants ou pour mener le développement de nouveaux produits en partenariat avec des entreprises chinoises. Les ingénieurs chinois sont désormais en mesure d'assurer seuls la conception de nouveaux modèles, mais une coopération avec des constructeurs extérieurs pourrait se justifier pour stimuler l'innovation ou pour favoriser la pénétration des marchés internationaux.

Sur le gigantesque marché chinois, une compétition se déroule entre fournisseurs. En janvier 2011, un collègue d'experts auprès du gouvernement, le SCRO (*State Council Research Office*), avait recommandé que le développement du programme nucléaire national repose sur le réacteur AP-1000, que la Chine peut dorénavant construire avec un simple appoint en consultation de Westinghouse. En complément des quatre réacteurs de ce type déjà en construction, les prévisions ont fait état de 30 autres AP-1000 à lancer avant 2020. Cependant, le report des ouvertures de chantier après l'accident de Fukushima a dégagé un délai supplémentaire pour la mise au point d'autres modèles entièrement chinois (ACP-1000, ACPR-1000, voire le CAP-1400 dérivé de l'AP-1000), qui pourraient rogner ultérieurement l'avantage initialement consenti au réacteur conçu par Westinghouse. Le bon déroulement du chantier des deux réacteurs EPR, dont la première tranche devrait être livrée fin 2013, avant le premier AP-1000, pourrait conforter l'image de l'EPR, mais aucune commande supplémentaire de ce modèle n'est actuellement envisagée.

Le **marché indien** est également très dynamique; il est en retard sur le marché chinois mais présente de nombreuses analogies avec

ce dernier⁶. C'est un marché qui est contrôlé totalement par l'État; il existe une main d'œuvre locale qualifiée et elle se développe. Le pays a été handicapé par le manque d'uranium, qu'il ne pouvait acheter sur les marchés mondiaux, dont il était exclu du fait de son refus d'adhérer au Traité de non prolifération. Ce problème est désormais résolu et l'Inde s'est lancée dans la filière à eau légère avec la volonté affichée de passer des commandes aux quatre vendeurs : Westinghouse, GE-Hitachi, Areva et Atomenergoprom. Ce dernier a déjà construit deux réacteurs VVER/AES-92 de 1 000 MW à Kudankulam, mais leur mise en service a été retardée par une opposition de la population

locale. Avec Areva, au moins deux réacteurs EPR, et peut-être davantage, sont prévus sur le site de Jaitapur. Cependant, malgré les engagements de principe, les marchés avec les trois constructeurs occidentaux ne sont pas signés à ce jour, notamment parce que la responsabilité de l'entreprise en cas d'accident reste confuse. Par

ailleurs, l'Inde veut importer le combustible et le retraiter sur place après usage, pour utiliser le plutonium, mais un accord sur le coût n'a pas été trouvé et l'Inde n'a pas encore donné toutes les garanties imposées par le Traité de non prolifération.

Les Indiens bénéficient de coûts internes de construction bien inférieurs aux coûts européens (le coût du génie civil ne dépasserait pas environ 25% du coût français, selon certaines indications). Donc il est clair que, pour ces centrales, les vendeurs seront appelés à fournir l'ilôt nucléaire mais certainement pas la fonction d'architecte industriel: cette fonction sera assumée par les Indiens, qui s'efforcent aussi de fournir le maximum de composants qui seront commandés à des industriels locaux. À titre d'exemple, pour les deux centrales VVER construites par la Russie, on ne comptait sur le

Sur le gigantesque marché chinois, une compétition se déroule entre fournisseurs

6. L'Inde prend du retard sur la Chine en raison des délais engendrés dans les processus décisionnels par le partage du pouvoir entre le niveau fédéral et le niveau local, mais aussi du fait de l'opposition de la population locale à certains projets.

site que 80 experts russes, le reste des ouvriers, techniciens et ingénieurs étant des salariés indiens de NPCIL.

Ce marché est donc particulier, important également, et la France y détient peut-être un avantage grâce à sa capacité à fournir l'uranium et à sa maîtrise des technologies de retraitement. Comme la France, l'Inde a en effet opté pour un cycle fermé, avec retraitement et réutilisation du plutonium pour l'alimentation des réacteurs à neutrons rapides.

● **Les marchés concernant de petites séries ou des unités isolées**

En complément des pays abordés ci-dessus, 18 autres nations ont préparé des plans de développement de la production d'électricité d'origine nucléaire et certains d'entre eux ont lancé des constructions. Dans aucun de ces pays, la série des centrales envisagées ne semble suffisante pour que puisse naître une industrie nucléaire locale susceptible de concurrencer un jour celle qui est déjà puissante aujourd'hui dans les pays de culture nucléaire ancienne ou celle qui se développe rapidement en Chine et en Inde. Douze pays supplémentaires annoncent leur volonté de se lancer dans le nucléaire, mais il s'agit encore de démarches préliminaires sans projet précis. Dans ces marchés concernant de petites séries, la situation varie considérablement d'un pays à l'autre, en fonction de l'histoire et des infrastructures en place. Tous offrent néanmoins des possibilités de vente pour les grands acteurs mondiaux : le marché des petites séries et des unités isolées offre un véritable champ de compétition pour tous les constructeurs.

Signalons que le marché européen peut paraître modeste au regard du nombre des nouveaux réacteurs envisagés, mais il offre des perspectives importantes à plus long terme, si le parc des centrales nucléaires actuellement en service est renouvelé, au moins partiellement. Ainsi, une étude de la Commission Européenne d'avril 2012 chiffre à 100 nouvelles tranches nucléaires les besoins de constructions entre 2012 et 2050, dans les pays gardant une place à cette énergie, pour le maintien d'une production nucléaire équivalente à 20% des besoins en 2050 (alors que l'énergie nucléaire

assure en 2012 environ 30% de l'électricité produite au sein de l'Union Européenne). On pourrait souhaiter que les autorités de sûreté des pays européens qui construisent des centrales nucléaires créent une association, autour des autorités de sûreté les plus avancées, et délivre une approbation des plans détaillés européens (*European Design Certification*), rejoignant ainsi le modèle américain. Après un prototype et une tête de série, tirant profit de l'expérience de ces premières constructions, on aboutirait alors à quelques séries significatives de réacteurs identiques à l'échelle du continent européen, ce qui réduirait sensiblement le coût de construction et simplifierait les modalités d'exploitation et de contrôle. Une telle « norme » a constitué l'un des facteurs de succès du programme français.

3. Facteurs de réussite ou d'échec sur les différents marchés

A) Les atouts et handicaps des compétiteurs coréen, européen et russe

● **Marchés où la négociation se fait de gré à gré avec un électricien pour un îlot nucléaire seul**

Areva est bien placée dans plusieurs pays pour son modèle EPR. Sa force repose notamment sur son lien avec EDF, puisqu'EDF a contribué à la conception de ce réacteur conjointement avec certains électriciens allemands. Ce seul lien avec EDF assure à Areva une niche, puisqu'EDF est un électricien qui garde des programmes dynamiques de développement à l'étranger avec des prises de participation dans le capital d'opérateurs locaux : deux réacteurs ou plus prévus au Royaume-Uni, deux ou plus ailleurs en Europe, deux ou plus en Chine... Cette niche est réelle. Notons qu'actuellement, sur ces marchés, à l'exception de la Finlande, l'EPR n'est sélectionné que par des électriciens dans lesquels EDF détient une participation (pouvant aller de 30% en Chine, pour la centrale de Taishan, jusqu'à 100% en Grande-Bretagne, pour EDF-Energy).

On peut toutefois penser que certains électriciens choisiront l'EPR, mais préféreront ne

pas faire appel à EDF comme architecte industriel. Pour ces clients, le choix de l'architecte industriel devrait rester ouvert. Il semble donc préférable que la collaboration entre EDF et Areva passe par un partenariat souple permettant d'ajuster la réponse au cas par cas. Ainsi, Areva restera libre de répondre à des demandes d'îlots nucléaires seuls.

● **Marchés passant par un appel d'offres pour une centrale complète**

Deux constructeurs paraissent détenir des atouts spécifiques.

Tout d'abord le coréen KEPCO grâce à quatre facteurs :

- très bonne performance actuelle en Corée (délais et prix tenus) et dynamique de développement national,
- système intégré de son consortium, qui rassemble toutes les expertises requises et permet d'aller partout à l'étranger, avec un lien très fort avec l'électricien, qui est en fait le chef de file,
- des coûts de main-d'œuvre plus faibles que ceux de ses concurrents européens ou japonais, avantage accentué par une fabrication modulaire,
- des relations politiques et surtout commerciales privilégiées avec certains pays d'Asie.

La réalisation de la centrale d'Abu Dhabi constituera un test important pour ses perspectives à l'exportation. On peut toutefois s'interroger sur la capacité de la Corée à conquérir un nombre important de contrats puis conduire de front les chantiers correspondants, compte tenu des ressources malgré tout limitées de ce pays de taille moyenne.

Le second est le russe Atomenergoprom grâce à quatre avantages solides :

- développement dynamique du programme russe de construction de nouvelles centrales,
- offre menée par un consortium bien intégré comportant un électricien nucléaire expérimenté,
- coûts compétitifs, du fait d'un modèle plus facile à construire que celui de certains concurrents et de coûts de main d'œuvre contenus,

- fort appui de l'État, tant sur le plan politique que financier, et relations politico-commerciales étroites avec certains États de la sphère d'influence de l'ex-URSS et avec divers pays en développement comme le Venezuela ou le Vietnam.

L'implication de l'État est indispensable, car le fournisseur russe propose des contrats avec préfinancement et rémunération par la vente de l'électricité produite (un contrat de ce type *Build Own and Operate* est proposé à la Turquie). Un accord entre États garantit le niveau du prix du courant. Ces avantages sont, pour le moment, affaiblis par une tendance à dépasser les délais (et probablement les devis) initiaux sur les chantiers en Russie, contrairement aux réalisations en Corée.

L'accident de Fukushima a mis en évidence les rôles centraux de l'architecte industriel et de l'exploitant pour la sûreté de l'installation : rappelons qu'un emplacement différent pour les groupes électrogènes de la centrale japonaise et une préparation plus poussée du personnel à la gestion de crise auraient probablement réduit les conséquences dramatiques du tsunami. Ce constat renforce l'attrait d'une offre associant un constructeur et un opérateur.

Les liens structurels entre électriciens et fournisseurs de l'îlot nucléaire en Corée et en Russie donnent un atout majeur à ces deux pays dans leurs offres à destination de pays privilégiant la solution « clé en main ». L'entreprise chinoise CGNPC détiendra également cette force le jour où elle souhaitera exporter. Leurs concurrents américains, français et japonais ne peuvent s'en prévaloir. Pour réduire ce handicap, des partenariats seront donc nécessaires, à l'image de l'alliance qui a été préconisée en France du constructeur (Areva) avec un architecte ensemble et opérateur reconnu (EDF), sans que cette alliance empêche le constructeur de proposer des îlots nucléaires isolés aux électriciens qui en feront la demande. Par ailleurs, il est clair que la construction de centrales dans les pays ne possédant pas l'infrastructure industrielle requise dépendra beaucoup de la capacité du vendeur à proposer des solutions intégrées, suffisamment solides pour l'ensemble du chantier et basées sur une expérience récente. Le

coût de la main-d'œuvre jouera aussi un rôle important dans certains cas.

B) Forces et faiblesse des fournisseurs américains et japonais

En ce qui concerne les constructeurs japonais, les réacteurs évolutionnaires APWR de Mitsubishi et ABWR de Toshiba subissent deux handicaps: une partie de la main-d'œuvre japonaise est très chère et les électriciens japonais avec lesquels ils sont liés ne s'impliquent pas dans les exportations. Par exemple, l'offre d'Hitachi-GE pour des ABWR à Abu Dhabi, a été faite avec Exelon, compagnie américaine, et non pas avec les électriciens japonais liés avec Hitachi, même si l'offre était faite par Hitachi-GE, donc à majorité japonaise. Les fournisseurs japonais détiennent un grand avantage industriel qui fait contrepoids aux handicaps évoqués plus haut: ils ont construit sans discontinuer des centrales nucléaires au Japon depuis plusieurs décennies et ont développé des méthodes de fabrication modulaire. En complément de ces atouts, le pays possède certaines installations lourdes uniques au monde, destinées à la production des lingots très lourds nécessaires à la construction de certaines pièces des centrales nucléaires. L'image négative générée par l'accident de Fukushima ne semble pas devoir éclabousser les constructeurs japonais, les enquêtes sur ses causes ayant souligné la responsabilité première de l'opérateur (TEPCO), du gouvernement et des autorités nationales de sûreté.

Les constructeurs américains et japonais sont, par ailleurs, les seuls à proposer des réacteurs à sûreté passive («révolutionnaires» ou innovants). Ces réacteurs peuvent devenir des concurrents redoutables sous deux conditions: que l'on parvienne à les construire dans les délais et prix conformes aux annonces; et qu'ils fonctionnent bien. Ils détiendront alors des avantages sensibles sur tous les marchés, comme on le voit aux États-Unis et en Chine où, dès aujourd'hui, ils suscitent un intérêt plus marqué que celui qui est accordé aux réacteurs évolutionnaires. Dans d'autres pays, notamment lorsqu'un appel d'offres est lancé, Westinghouse demeure prudent, sans doute

à juste titre, et attend probablement d'avoir fait fonctionner ses quatre premiers réacteurs AP-1000 en Chine pour disposer d'un modèle de référence. Si cette réalisation constitue un succès, Westinghouse pourrait alors dominer le marché. Le challenger de l'AP-1000 dans la technique «révolutionnaire», le réacteur ESBWR, prend actuellement du retard, faute d'avoir obtenu une certification par la NRC et au moins une commande lui permettant de prouver ses qualités.

C) Facteurs communs à tous les constructeurs

Un facteur essentiel pour conquérir un marché tient à l'expérience montrant que le vendeur sait construire. Elle passe par le rythme de développement du pays qui propose la solution et de l'industriel répondant à l'appel d'offres. Si cet industriel bénéficie d'une forte dynamique de construction dans son pays, comme c'était le cas en France dans la décennie 1980 et comme c'est le cas aujourd'hui en Corée, il dispose d'une expérience immédiate, non seulement de la construction de la partie nucléaire, mais de tout l'ensemble de la centrale, ainsi que de la coordination des divers corps de métiers. Si cette expérience est bonne (cf. la France dans les années 1980 et la Corée aujourd'hui), elle procure un avantage majeur pour proposer le même type de service avec le même type d'organisation sur un marché concurrentiel. Ce facteur est essentiel pour des marchés où les clients veulent acheter la centrale clé en main et où un consortium propose l'ensemble de la centrale. Il joue moins, ou différemment, dans le cas où l'électricien achetant la centrale détient les compétences et l'expérience, puisque la construction de la centrale est prise en charge par l'industrie locale. C'est le cas de la Chine et de l'Inde, deux des marchés les plus importants quantitativement.

On peut penser qu'actuellement les constructeurs coréens sont en avance sur leurs concurrents au regard de ces critères. Le groupe GE & Hitachi pouvait être bien placé grâce aux constructions en cours à Taiwan et au Japon, mais ces dernières pourraient être interrompues. GE & Hitachi s'est créé un handicap en proposant un modèle passif ESBWR qui

a beaucoup de mal à obtenir une certification aux États-Unis, et qui décrédibilise le modèle ABWR, pourtant en principe déjà de troisième génération et construit à plusieurs exemplaires au Japon et à Taiwan, parfois dans des temps record (4 ans, ce qui est excellent). Offrant les deux modèles, GE & Hitachi crée une incertitude chez ses clients: faut-il prendre le nouveau, dont la mise au point est moins avancée que le réacteur passif Westinghouse, ou le plus ancien, qui paraît dépassé chez son propre constructeur, bien qu'il ait un excellent bilan ?

Le groupe Westinghouse n'était pas très bien placé sur le critère du dynamisme des constructions, puisqu'il propose un nouveau modèle très innovant, l'AP-1000. Mais il a eu le mérite ou la chance d'obtenir des commandes pour quatre centrales lors du premier appel d'offres chinois, ce qui lui permettra, si tout se passe bien, de trouver cette dynamique pouvant faciliter ensuite de nouvelles commandes. Avec une bonne expérience des premières centrales et un plan détaillé et complet, qui est satisfaisant, il est plus facile de prévoir avec précision les coûts et les délais des centrales suivantes. On a vu l'inverse avec les réacteurs EPR de Finlande et de France. Pour le moment, les difficultés majeures rencontrées dans ces deux pays, quelles qu'en soient les raisons spécifiques, font que cette expérience n'est guère positive puisque les coûts et les délais seront plus de deux fois supérieurs à ceux annoncés. Ainsi, Areva et EDF donnent la désagréable impression qu'ils maîtrisent moins bien la gestion des grands chantiers que les constructeurs chinois, ces derniers semblant à ce jour être en mesure de respecter leurs engagements pour les deux EPR construits en Chine...

4. Conclusion

Une conclusion majeure se dégage: la diversité des situations techniques, économiques et

politiques des pays susceptibles de passer des commandes dans la décennie 2012-2022 laisse place à plusieurs acteurs, compte tenu de l'éventail des offres disponibles actuellement et des ressources limitées de chaque fournisseur. Si l'énergie nucléaire se développe de façon rapide, les moyens limités en hommes et en infrastructures de tous les acteurs permettront probablement à plusieurs d'entre eux de conquérir une part significative du marché.

En ce qui concerne les modèles, une lutte serrée est à prévoir entre les nombreux réacteurs évolutionnaires en compétition; mais les réacteurs à sûreté passive risquent de jouer rapidement un rôle majeur.

Un regard spécifique mérite d'être porté sur deux pays qui représentent une part essentielle du potentiel mondial: la Chine en premier lieu, avec 26 réacteurs en construction et 51

en projet très avancé; et l'Inde en second lieu. La taille gigantesque de leurs programmes a ménagé jusqu'ici une place non négligeable aux concurrents européen, russe, américain, canadien et japonais, d'autant que Chine et Inde ont souhaité diversifier leurs fournisseurs. Cependant, les acteurs locaux vont rapidement reprendre la main, voire même concurrencer les technologies initiales pour les besoins nationaux.

Il est ainsi probable que les constructeurs de centrales nucléaires chinois entrent dans la compétition internationale dès la fin de la décennie actuelle, sauf si un accident majeur sur leur sol venait à ternir leur image. En dehors de ce cas, la percée des fournisseurs chinois entraînera une recomposition de l'industrie nucléaire mondiale, avec la marginalisation des acteurs qui n'auront pas su nouer des partenariats. Ainsi, en poussant les dirigeants chinois à privilégier la troisième génération de réacteurs pour la suite de leur programme national, et donc à accélérer le développement de leurs projets, l'accident de Fukushima aura favorisé l'arrivée de la Chine sur le marché mondial. ■

Il est probable que les constructeurs de centrales nucléaires chinois entrent dans la compétition internationale dès la fin de la décennie actuelle
