

DOSSIER

Nucléaire Le nucléaire français : comment rester parmi les meilleurs ?

Propos liminaires
Marcel Boiteux

Le nucléaire français après Abu Dhabi
Jean-Pierre Hauet

ASTRID :
un prototype de réacteur de quatrième génération
pour un nucléaire durable
*Christophe Béhar,
Loïck Martin-Déidier,
François Gauché*

La France et le développement mondial
de l'énergie nucléaire
Christian Masset

Propos liminaires

Marcel Boiteux, Académie des Sciences Morales et Politiques – Membre de l'Institut

Traiter du nucléaire n'a jamais été facile. A la grande époque déjà, les heurts – parfois violents – entre les contestataires et les acteurs du nucléaire rendaient le dialogue impossible. Mais on peut se consoler en reconnaissant que dans un climat apaisé, la tâche eut déjà été difficile. Car, comme l'a écrit Paul Valéry : « ce qui est simple est faux, ce qui est compliqué est inutilisable ». Pour quiconque a tenté de défendre une thèse suscitant les passions, ce propos un peu désabusé apparaît marqué au coin du bon sens. Cela étant, le dialogue n'est possible qu'entre gens qui se font confiance – encore qu'on arrive, parfois, à convaincre un opposant par les seuls secours de la rationalité ... laquelle n'est quand même pas aussi démodée qu'on veut bien nous le faire croire.

Les années ont passé et, malgré quelques tentatives contraires, il semble que l'on puisse enfin s'exprimer sans passion sur le sujet.

Mais un autre débat secoue depuis quelque temps les milieux français impliqués dans le nucléaire. Qui va faire quoi ? Pourquoi pas comme avant ? Et que faire, au surplus, dans une perspective à long terme où les choix sont encore ouverts ?

Jean-Pierre Hauet se pose lui aussi ces questions à l'intention du lecteur. Je me garderai de commenter ses réponses et recommandations. Un rapport vient d'être remis au Président de la République et j'attendrai d'en savoir plus pour m'exprimer. Mais, pour tout ceux qui s'intéressent au sujet, le texte de J.P. Hauet vient à point en raison de la qualité de l'enquête à laquelle il s'est livré pour se former une opinion et nous la faire partager. A travers les passions que ce problème déchaîne chez certaines des parties prenantes, il s'agit de rester mesuré, d'observer les faits, de les interpréter sans a priori ; et cela, en se plaçant d'emblée à l'échelle internationale, la seule pertinente aujourd'hui pour porter un jugement sur les positions des uns et des autres.

Il y a trente cinq ans, lors du lancement du programme nucléaire français, l'avenir était sans doute incertain, mais le partage des rôles était clair. Après des décennies d'équipements hydroélectriques, tous différents, tous spécifiques, avec l'expérience du réseau de relations à établir avec la population, les mairies, les fournisseurs de matériel et les entrepreneurs de travaux publics, EDF avait acquis une expérience inégalable d'architecte industriel. Cette expérience fut transposée tout naturellement à la construction des centrales nucléaires : le « client » EDF fut son propre « architecte-ensemblier » pour négocier avec les pouvoirs publics et les mairies, choisir ses fournisseurs et assembler sur le terrain les différents matériels constitutifs d'une centrale nucléaire.

Le dispositif fut différent aux Etats-Unis où, entre les fournisseurs

et le client opérait une tierce entité autonome, l'entreprise d'ingénierie, qui assumait le rôle d'architecte industriel. En Allemagne, troisième type d'organisation, l'architecte industriel n'était pas le client mais le fournisseur des éléments de la centrale, laquelle allait être livrée « clés en main ».

La solution américaine avec trois acteurs distincts – le fournisseur, l'architecte, le client – ne s'est pas révélée très heureuse, notamment parce que coûteuse et peu génératrice de normalisation. La solution allemande – une centrale livrée clés en main sans intervention réelle du client – s'est avérée très coûteuse et difficile à maîtriser par l'acheteur, lequel fut peu associé tant au choix qu'à la maîtrise des coûts des entrailles du système. La solution française – c'est le client qui est son propre architecte industriel – s'est avérée heureuse : une disponibilité certes un peu inférieure à celle des allemands, mais un effet de série inégalé ailleurs et des prix de revient imbattables. Bien sûr, cette troisième solution n'est concevable que dans une entreprise assez grande, et assez expérimentée, pour entretenir d'excellentes équipes d'architectes industriels. C'est d'ailleurs ce type d'organisation, et le succès qu'il a enregistré, qui ont amené la plupart des acheteurs étrangers à exiger qu'EDF s'oblige à jouer chez eux le même rôle qu'en France.

Mais alors, tout n'est-il pas clair, et la solution évidente, au moment où le nucléaire reprend à travers le monde ? Malheureusement non, car ce qui fut un facteur majeur de succès quand on lançait chaque année la construction de cinq réacteurs en France, et un demi à l'exportation, ne l'est plus nécessairement aujourd'hui quand les proportions sont inversées.

Il y a donc un problème, qui oblige à faire une analyse objective des conditions dans lesquelles se présente aujourd'hui le partage optimal des rôles.

Le mérite de l'étude de J.P. Hauet, c'est de faire un examen sérieux et dépassionné du problème. Qu'il approuve ou non la totalité de ses conclusions, le lecteur sera mieux armé, ensuite, pour se former un jugement personnel et, en tout cas, pour comprendre la problématique du débat.

Les décisions qui vont être prises susciteront sans doute discussions et contestations. Grâce à J.P. Hauet, les intervenants sauront mieux de quoi ils parlent.

Marcel Boiteux
Académie des Sciences Morales et Politiques
Membre de l'Institut

Le nucléaire français après Abu Dhabi

Jean-Pierre Hauet, Ancien Chief Technology Officer d'ALSTOM, KB Intelligence

Malgré l'impossibilité de parvenir à un accord à Copenhague, le monde a pris conscience de la nécessité de « décarboner » l'énergie qu'il utilise et en premier lieu l'électricité. Les énergies renouvelables et l'énergie nucléaire se trouvent ainsi en première ligne.

Les énergies renouvelables conservent la faveur de l'opinion, elles progressent sur le plan technique et économique. Mais elles restent chères et sont, à leur tour, de plus en plus contestées sur le plan environnemental. Surtout, leur caractère intermittent rend nécessaire leur adossement à une base stable de production électrique offrant une disponibilité suffisante. Énergies renouvelables et énergie nucléaire sont ainsi faites pour s'entendre. Les opinions en prennent progressivement conscience, le nucléaire sort de sa réserve et redevient une énergie « respectable ».

Cette complémentarité a de tout temps correspondu à la vision de Passages, inspiré par le rejet des extrêmes et présentant qu'un compromis finirait par s'imposer. Le développement des réseaux intelligents, ou « smart grids », est le truchement technique par lequel vont pouvoir se combiner de façon optimale le triptyque de la réduction des émissions de CO₂ : limitation des consommations, énergie nucléaire et énergies renouvelables.

Le marché du nucléaire se développe à présent dans de nombreux pays dans le monde et le nombre de « primoaccédants » pourrait d'ici à vingt ans excéder le nombre de pays qui ont déjà recours à l'énergie nucléaire aux fins de production d'électricité.

La France a, dans les années 80 et 90, développé avec succès sous la conduite d'Electricité de France un programme nucléaire sans équivalent dans le monde. Elle a conquis son indépendance technologique, cherché à structurer ses moyens industriels autour d'Areva et développé, avec l'Allemagne, avec laquelle elle formait équipe jusqu'à une date récente, un nouveau type de réacteur : l'EPR.

Elle s'estime ainsi en mesure de prendre sur le marché renaissant du nucléaire une position de premier plan, soutenue par une relance volontariste de son propre programme, autour des projets de Flamanville et de Penly notamment. Cependant, l'échec commercial subi à Abu Dhabi par le quatuor Areva, GDF Suez, Total, EDF, en décembre 2009, est venu jeter le doute sur ses réels atouts et sur la pertinence de son modèle industriel et commercial dont la refondation s'avère aujourd'hui indispensable pour rester parmi les meilleurs.

Le positionnement sur les nouveaux marchés du nucléaire soulève un questionnement en termes d'offre technique, de stratégie industrielle, d'approche politique et de démarche commerciale. En bref, il nécessite un véritable projet industriel à l'échelle de la nation comme la France n'en a pas connu depuis plusieurs années.

Une mission de haut niveau a été confiée à un ancien président d'EDF afin d'identifier les mesures de nature à redonner à la France le leadership auquel elle peut prétendre. Passages a souhaité de son côté se forger une opinion sur



Figure 1 : Centrale nucléaire de Cattenom.
Crédit photo : Nicolas Bouvy

l'état du nucléaire et sur ses perspectives dans les vingt années qui viennent. Tel est l'objet du présent dossier, rédigé sans concession, sans aucun « a priori » et sous aucune pression. Établi avec des moyens modestes, il a cependant bénéficié de la collaboration de hauts responsables du secteur qui ont bien voulu accepté de répondre librement à nos questions. Nous les en remercions vivement. Le dossier peut cependant comporter des inexactitudes ou des lacunes que le lecteur voudra bien excuser. Il doit être perçu comme une contribution à la réflexion complexe à laquelle doivent se livrer les décideurs de ce pays. Il permettra aussi au lecteur non spécialiste de mieux comprendre la problématique actuelle et d'apprécier en meilleure connaissance de cause les décisions qui pourront intervenir¹.

Le marché du nucléaire

Le nucléaire aujourd'hui dans le monde

L'énergie nucléaire assure actuellement 15 % de la production d'électricité dans le monde, avec une puissance installée de 371 GW, répartie entre 437 réacteurs répartis entre 29 pays².

Les USA restent leaders avec 104 réacteurs opérationnels et une puissance installée de 100 GW, suivis par la France (58 réacteurs – 63 GW), le Japon (54 réacteurs – 47 GW), la Fédération de Russie (32 réacteurs – 23 GW) et la Corée du Sud (20 réacteurs – 17,7 GW).

Exprimé en fonction de la part prise par le nucléaire dans la production d'électricité, le classement est très différent. La France arrive en tête, avec une proportion d'électricité d'origine nucléaire de 76,2 % en 2008, suivie, en ce qui concerne les grands pays, par l'Ukraine (47,4 %), la Corée du Sud (35,6 %),

que 225 ont entre 20 et 30 ans. Ces chiffres suffisent à montrer la sévérité du ralentissement qu'a entraîné l'accident de Tchernobyl (Ukraine) intervenu le 26 avril 1986.

Aperçu sur les types de réacteurs

De nombreuses filières nucléaires ont été expérimentées dans le monde. La France a, par exemple, engagé après la Deuxième Guerre mondiale son programme nucléaire civil sur la base de la filière graphite-gaz développée conjointement par le CEA et EDF. Neuf réacteurs ont été construits jusqu'à ce que la filière soit abandonnée en 1969 par le président Pompidou, pour des raisons économiques, au profit de la filière à eau pressurisée (PWR) d'origine américaine. Progressivement la compétition s'est resserrée

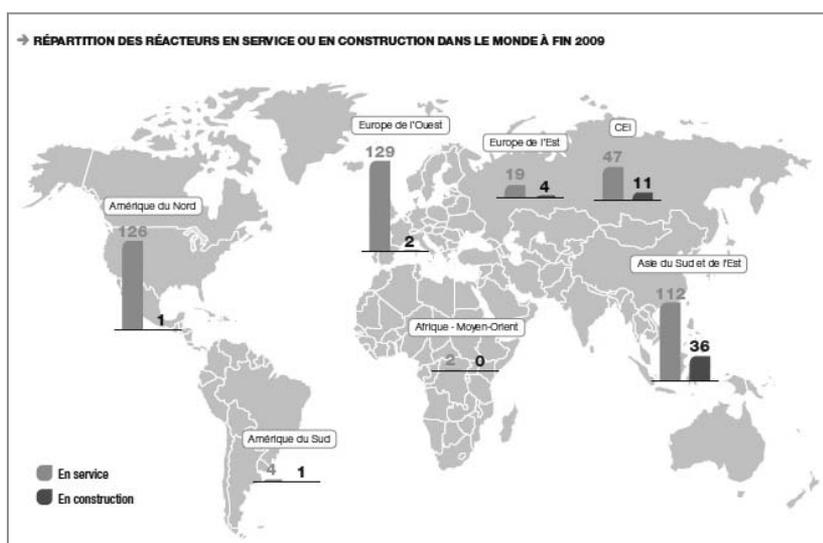


Figure 2 : Parc nucléaire installé ou en construction dans le monde à fin 2009 - Document Areva.

l'Allemagne (28,3 %), le Japon (24,9 %), les USA (19,7 %), l'Espagne (18,3 %). A l'autre extrémité, la Chine et l'Inde affichent des taux de nucléarisation de leur électricité encore très modestes : 2,2 % en Chine (Mainland) et 2,0 % en Inde. Parmi les petits pays, la Lituanie et la Slovaquie affichaient à fin 2008 des pourcentages d'énergie nucléaire élevés (72,9 % en Lituanie et 56,4 % en Slovaquie). Mais les fermetures des centrales d'Ignalina 2 et de Bohunice vont impacter les statistiques des années 2009 et 2010. La Belgique et la Suède se distinguent également avec des taux respectifs de 53,8 % et 42,0 %.

Ces chiffres sont restés dans l'ensemble très stables au cours des dix années 1998-2008. La décroissance relative du nucléaire s'est surtout fait sentir en Grande-Bretagne et au Japon, où le pourcentage du nucléaire dans la production d'électricité a chuté de plus de dix points en dix ans.

L'âge médian des réacteurs est de 26 ans. Douze réacteurs seulement ont moins de cinq ans et 79 moins de 20 ans alors

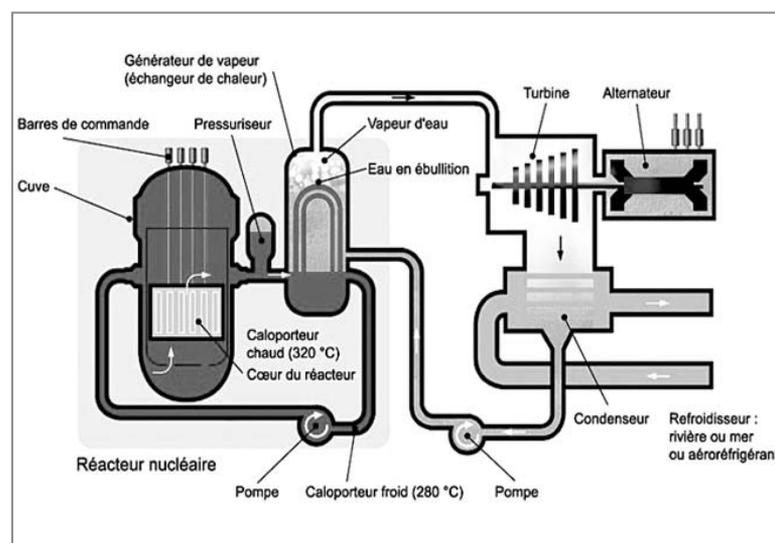


Figure 3 : Schéma de principe d'un réacteur nucléaire - Document CEA

entre deux filières assez voisines : celle de l'eau ordinaire sous pression (PWR d'origine Westinghouse) et celle de l'eau ordinaire bouillante (BWR d'origine General Electric).

Aujourd'hui, pour des raisons qui incluent certainement une part de chance, la filière PWR a pris nettement l'ascendant. On la retrouve à hauteur de 66 % dans la puissance totale installée dans le monde (Figure 4) et à 86 % de la puissance totale en cours de construction³ (Figure 5).

On distingue de façon schématique, selon des critères définis à partir de 2001 :

- Les réacteurs de 1^{re} génération, construits avant 1970 et n'ayant généralement pas dépassé le stade de la présérie, typiquement les réacteurs graphite gaz ou GCR (UNGG construits en France et MAGNOX en Grande-Bretagne),
- Les réacteurs de 2^{ème} génération construits à partir de 1978, pour l'essentiel des réacteurs à eau pressurisée (PWR ou WWER et, plus récemment CPR 1000 chinois). A la 2^{ème} génération, on rattache également les réacteurs à eau bouil-

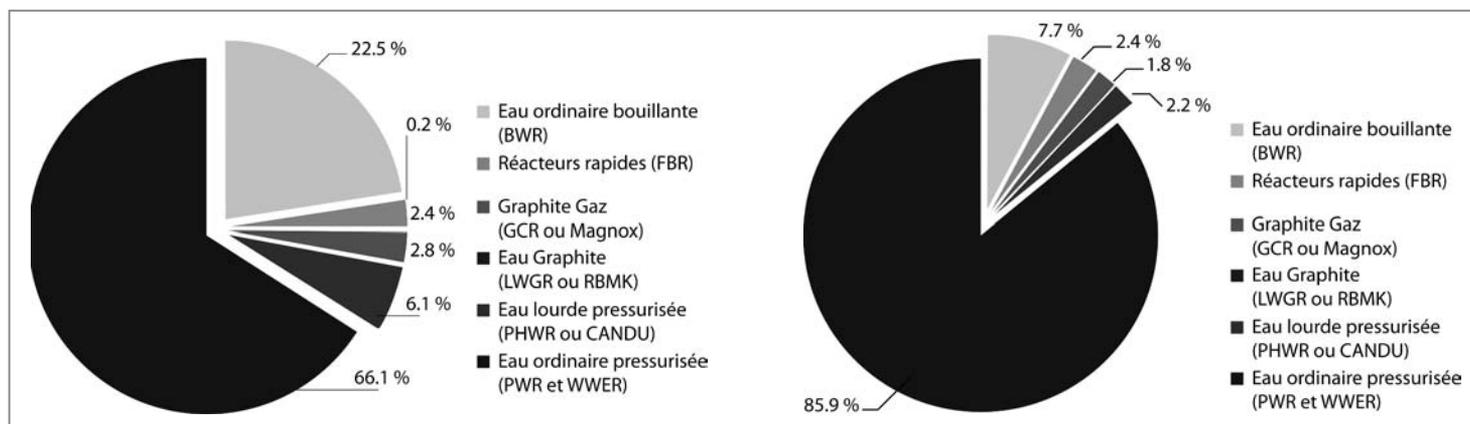


Figure 4 : Répartition par type des réacteurs en fonctionnement dans le monde en mars 2010

Figure 5 : Répartition par type des réacteurs en construction dans le monde en mars 2010

lante (BWR), les réacteurs modérés au graphite (LWGR ou RBMK) et les réacteurs à eau lourde (PHWR ou CANDU), pour ne citer que les plus courants. Leur puissance est typiquement de l'ordre de 900 à 1 000 MW (à l'exception du palier N4 français extrapolé à 1495 MW par l'adjonction d'une 4^{ème} boucle de puissance).

– Les réacteurs de 3^{ème} génération conçus pour remplacer les précédents à partir de 2010 et qui sont censés apporter un plus haut niveau de sécurité et une meilleure disponibilité. Parmi ceux-ci, on trouve l'EPR européen, l'AP1000 de Westinghouse, l'ABWR de General Electric – Hitachi, l'APR-1400 coréen, l'ATMEA d'Areva, l'APWR de Mitsubishi, le VVER1200 russe et l'ACR1000 canadien dérivé du CANDU.

– Les réacteurs dits 3G+ qui constituent des améliorations ou des extrapolations des précédents et parmi lesquels se rangent l'APRW+ et l'US-APWR de Mitsubishi ainsi que l'ESBWR de General Electric/Hitachi.

– Les réacteurs de 4^{ème} génération qui pourraient voir le jour à compter de 2030 et pour lesquels six filières avaient été identifiées au sein du Forum International Génération IV. Aujourd'hui les candidats les plus sérieux se limitent aux réacteurs rapides refroidis au sodium et aux réacteurs à gaz à très haute pression (Hélium ou CO₂). On attend de la génération IV des solutions plus satisfaisantes aux problèmes de l'utilisation optimale du combustible 4 et de la minimisation des déchets. Le lecteur trouvera davantage d'informations sur cette filière dans le chapitre consacré à la politique de la France en matière de réacteurs.

Cette classification est approximative et certains lui reprochent son côté « marketing ». Tel est tout particulièrement le cas de la classe 3G+, notion utilisée aux USA mais peu usitée en France alors que l'EPR peut s'en prévaloir. Cependant cette classification, même imparfaite, aide à comprendre la problématique actuelle du nucléaire et les différents positionnements stratégiques.

Si la 4G est encore lointaine et si la 1G est complètement obsolète, il règne aujourd'hui une double concurrence sur les marchés :

- Une concurrence entre les réacteurs 2G et 3G ;
- Une concurrence entre les différents types et fournisseurs de réacteurs 3G et 3G+.

Les réacteurs 3G et 3G+ peuvent atteindre des niveaux de puissance électrique plus élevés que les réacteurs 2G et ont un rendement énergétique plus élevé (typiquement de 37 % au lieu de 34 %). On en espère donc une meilleure compétitivité économique mais, plus important sans doute, ils offrent un degré de sûreté qui, en ordre de grandeur, est de 10 fois supérieur à celui des 2G.

Cependant la sûreté nucléaire est un problème très complexe qui ne saurait se réduire à un seul indicateur. A titre d'illustration seulement, on mentionnera que la probabilité d'occurrence annuelle de l'accident le plus grave se caractérisant par la fonte du cœur du réacteur a été calculée à :

- $5 \cdot 10^{-5}$ pour les réacteurs à eau pressurisée les plus anciens de type Fessenheim ;
- 10^{-5} pour les réacteurs à eau pressurisée de 1300 MW les plus récents construits en France (palier N4) ;
- 10^{-5} pour l'APR-1400 ;
- $6 \cdot 10^{-7}$ pour l'EPR ;
- $5 \cdot 10^{-7}$ pour l'AP1000
- $3 \cdot 10^{-8}$ pour l'ESBWR.

A ce niveau de probabilité, le critère perd un peu de sa signification. On dit souvent que la probabilité de chute d'une grosse météorite sur la terre est de 1/100 000 ans soit 10^{-5} . Le risque en serait donc au moins 10 fois plus élevé que celui d'une fusion du cœur dans les réacteurs modernes. Mais l'accident peut venir de là où on ne l'attend pas et il est très important de considérer les mesures prises pour faire face à un incident grave éventuel, quelle qu'en soit sa probabilité.

Deux types d'approches sont suivies dans les réacteurs de troisième génération :

- Celle de la sécurité passive, dans laquelle le refroidissement en cas d'urgence de la cuve du réacteur est organisé à partir de l'eau stockée dans des piscines situées au-dessus des réacteurs et pouvant l'inonder par gravité : tel est le cas de l'AP1000 et de l'ESBWR (ce dernier n'étant pas encore certifié par les autorités de sûreté américaines),
- Celle de la sécurité active fondée sur des circuits de refroidissement redondés à l'identique jusqu'à quatre



fois (redondance 4 fois 100 %) : tel est le cas de l'EPR. Les partisans de la sécurité active font valoir que c'est le seul moyen d'assurer un refroidissement homogène et contrôlable en cas d'incident grave conduisant à une rupture de la cuve du réacteur.

Bien entendu, il faut aussi prendre en compte toute sorte d'incidents incidents majeurs tels que tremblements de terre et chutes d'avion. Les réacteurs 3G et 3G+ offrent des garanties supérieures aux réacteurs 2G sans que la comparaison entre eux soit aisée, compte tenu de la confidentialité de certaines informations jugées sensibles et du caractère nécessairement théorique des calculs auxquels on peut se livrer dès lors que l'on traite d'événements à très faible probabilité d'occurrence.

Les grand acteurs traditionnels

Un certain nombre de grands acteurs industriels ont participé à l'essor de la filière nucléaire, telle qu'on la connaît aujourd'hui. Après la victoire de KEPCO dans l'appel d'offres d'Abu Dhabi, le JoongAng Daily, quotidien coréen de langue anglaise, analysait la répartition historique du marché de la façon suivante, avant de se féliciter de la percée coréenne :

- Westinghouse : 28 % ;
- EDF et Areva : 24 % ;
- General Electric : 20 % ;
- Russie (AtomEnergoprom) : 10 % ;
- Canada AECL : 5 %.

Cette répartition est à prendre en ordre de grandeur, compte tenu des fusions intervenues, de l'impact des accords industriels et des accords de licences, consentis notamment par Westinghouse, et du poids des Japonais, facilement oubliés par les Coréens, alors que Westinghouse est devenue filiale de Toshiba en octobre 2006 et que Mitsubishi construit deux APWR au Japon et a été retenu pour construire au moins deux APWR+ aux USA.

Le renouveau du marché du nucléaire et son évolution

Le renouveau du marché nucléaire 5, prédit depuis longtemps par certains, est entré dans les faits. Alors que 12 réacteurs seulement avaient été mis en service au cours des cinq dernières années, 55 sont en construction dans le monde en mars 2010 (Tableau 1).

La Chine, l'Inde, la Corée du Sud et la Russie représentent 71 % de la puissance en cours de construction. Les mises en service programmées dans les cinq prochaines années marquent un très fort retournement par rapport à la tendance antérieure, puisque dix à douze réacteurs seront mis en service annuellement dans les cinq années qui viennent contre deux en moyenne au cours des cinq années qui précèdent (Figure 6).

Nous sommes encore loin des vingt réacteurs par an qui furent mis en service, en moyenne, de 1980 à 1990, mais le changement de tendance est net et intéresse surtout de nouveaux venus au nucléaire : la Chine et l'Inde.

Ces réacteurs sont, pour l'essentiel des réacteurs de deuxième génération, d'une puissance unitaire de 1 000 MW environ. Les réacteurs de 3^{ème} génération en construction dans le monde sont au nombre de 13 dont 3 EPR (Olkiluoto en Finlande, Flamanville en France et Taishan en Chine). Un deuxième EPR est prévu à Taishan et des négociations sont en cours dans d'autres pays (USA et Grande-Bretagne notamment).

Il est très vraisemblable que ce renouveau du nucléaire va se poursuivre stimulé par :

- La croissance des besoins en électricité, surtout dans les pays en développement ;
- La recherche de solutions non carbonées et l'instauration progressive de pénalités sur les émissions de CO₂ ;
- La nécessité de remplacer progressivement le parc existant dont la moyenne d'âge est déjà élevée (26 ans).

	Nombre de réacteurs	Puissance en MW
Argentine	1	692
Bulgarie	2	1 906
Chine (Mainland)	21	20 920
Corée du Sud	6	6 520
Finlande	1	1 600
France	1	1 600
Inde	5	2 708
Iran	1	915
Japon	1	1 325
Pakistan	1	300
Russie	8	5 944
Slovaquie	2	810
Taiwan	2	2 600
Ukraine	2	1 900
USA	1	1 165
Total:	55	50 905

Tableau 1 : Réacteurs en construction dans le monde en mars 2010 – Source : IAEA.

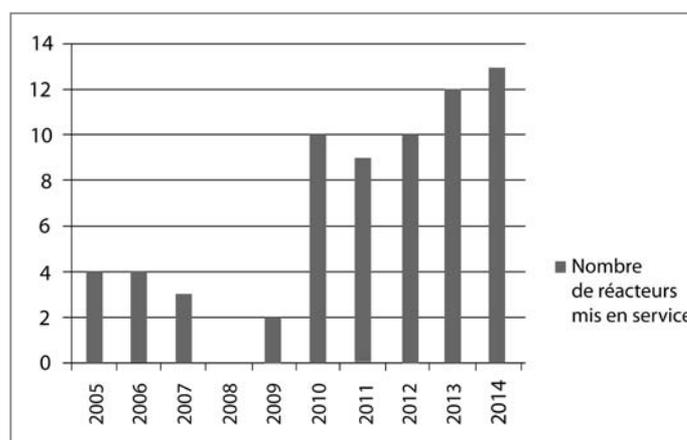


Figure 6 : Mises en service de réacteurs nucléaires de 2005 à 2014 – Source : WEA.

Quelle sera l'ampleur de ce marché dans les décennies qui viennent ?

Dans le domaine du nucléaire, toute prévision est un acte politique, tant la question du nucléaire est devenue un domaine sensible. Les accidents de Three Miles Island et de Tchernobyl ont profondément marqué l'opinion. Le premier a certes démontré l'efficacité des dispositifs de confinement face à une fusion du cœur du réacteur mais il a cependant fortement marqué les esprits. Quant au second, il a traumatisé le monde entier. L'absence d'enceinte de confinement dans les anciens réacteurs soviétiques a permis la dispersion sur de grandes distances d'éléments radioactifs et a entraîné la mort d'un grand nombre de personnes (50 en direct, 4 000 par irradiation de populations exposées selon l'AIEA et peut-être plus selon certaines organisations, sans oublier les conséquences sanitaires non mortelles). A cela s'est ajouté le syndrome du 11 septembre, avec la crainte d'attaques terroristes par projection d'avions sur des centrales nucléaires, conduisant finalement l'organisme de certification américain, la NRC, à renforcer, en 2007, ses exigences de protection contre de telles attaques.

Passages a toujours fait preuve de mesure dans son appréciation du nucléaire, considérant qu'il fallait tenir compte des enseignements des événements brièvement rappelés ci-dessus, tant sur le plan technique que sur celui de l'acceptabilité du nucléaire par les populations. Mais a contrario le nucléaire ne pouvait être rejeté car, à moins d'admettre une hypothèse de non-croissance économique, particulièrement difficile à soutenir auprès des pays émergents en pleine expansion, il est patent

que le bilan des besoins en électricité à horizon 2050, dans une hypothèse de réduction des émissions globales de CO₂, ne peut être bouclé, après que tous les efforts de réduction des consommations auront été faits, que par une combinaison de sources d'énergies renouvelables, d'énergie nucléaire et d'énergies fossiles avec capture et stockage du CO₂ (CCS). Le CCS est depuis une dizaine d'années un sujet d'actualité, objet de nombreuses conférences, publications et discussions. Mais les réalisations industrielles, au-delà de quelques pilotes, tardent à se manifester et les coûts sont incertains. On peut se demander si le CCS ne constituera pas davantage un choix alternatif au nucléaire de 4^{ème} génération qu'à celui de la 3^e génération. En attendant, la multiplication, en Chine et ailleurs, des centrales à charbon, qui vont émettre pendant des décennies 800 g de CO₂ par kWh, hypothèque gravement l'avenir.

Les énergies renouvelables ont considérablement progressé en coût et en efficacité au cours des 15 dernières années et certaines filières, le solaire notamment, recèlent encore de larges avenues de progrès. Cependant, les coûts restent élevés, surtout s'agissant du solaire photovoltaïque, comme le montre l'étude sur les prix de revient prévisionnels de la production d'électricité publiée en mars 2010 par l'AIE (Figure 7).

Surtout les énergies renouvelables souffrent de leur intermittence et nécessitent d'être supportées par une infrastructure et un réseau capable d'assurer la continuité du service⁶. Le nucléaire jouera dans cette perspective un rôle incontournable. La proportion nécessaire ou souhaitable de nucléaire peut donner lieu à débat et les prévisions pu-

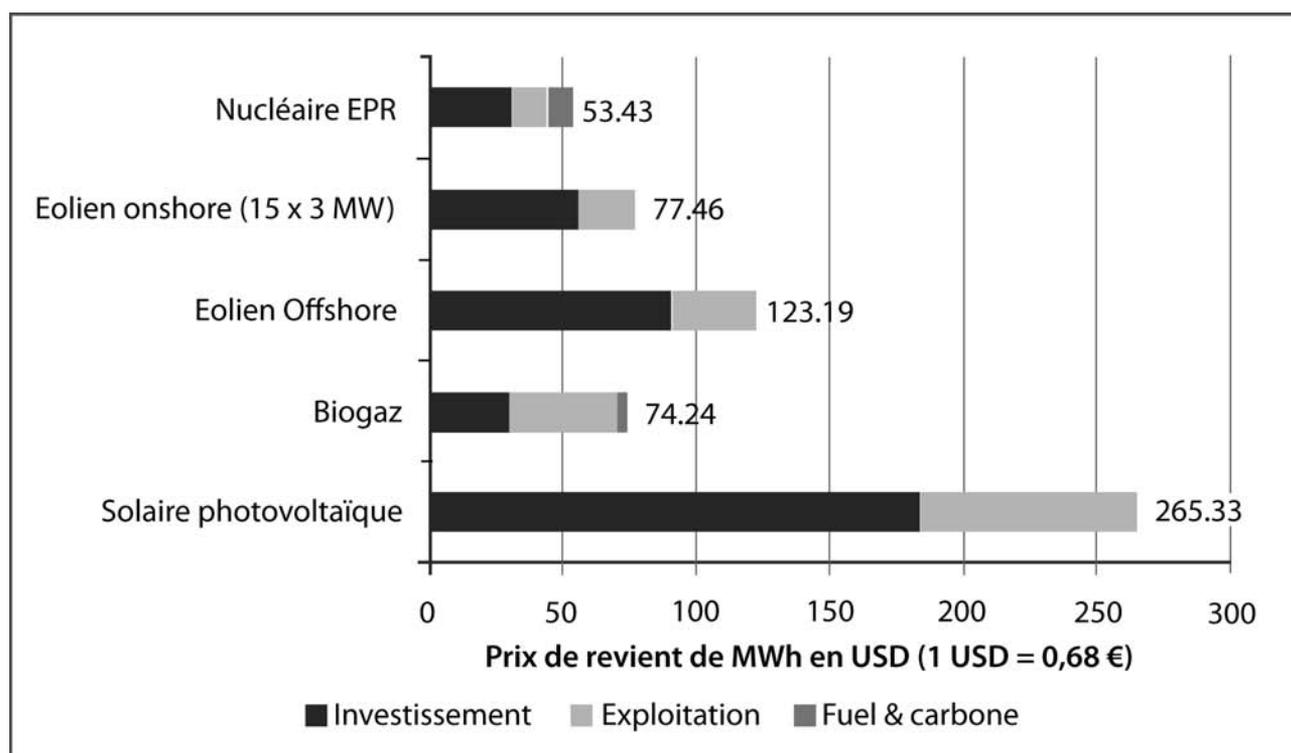


Figure 7 : Prix de revient prévisionnel de la production d'électricité en 2010 – Cas de la France – Source : AIE

bliées varient dans des fourchettes considérables. Si l'on se positionne à l'horizon 2030, date à laquelle la 4^{ème} génération n'aura pas encore eu d'influence significative sur le marché, on relève les prévisions suivantes :

Puissance installée en GW	2010 Référence	2030	
		Hyp basse	Hyp haute
AIE (World Energy Outlook 2010)	371	475	648
World Nuclear Association	371	602	1 339

Tableau 2 : Prévisions d'évolution du parc nucléaire dans le monde selon l'AIE (WEO 2010) et la WNA – L'hypothèse haute de l'AIE correspond au scénario dit « 450 ppm ».

Traditionnellement, les prévisions de l'Agence internationale de l'Energie sont conservatrices en matière de nucléaire et, même dans l'hypothèse volontariste dite « 450 ppm », elles n'envisagent pas que l'électricité d'origine nucléaire puisse couvrir plus de 18 % des besoins en 2030 contre 15 % en 2010. La World Nuclear Association est plus ambitieuse dans ses prévisions, y compris en hypothèse basse.

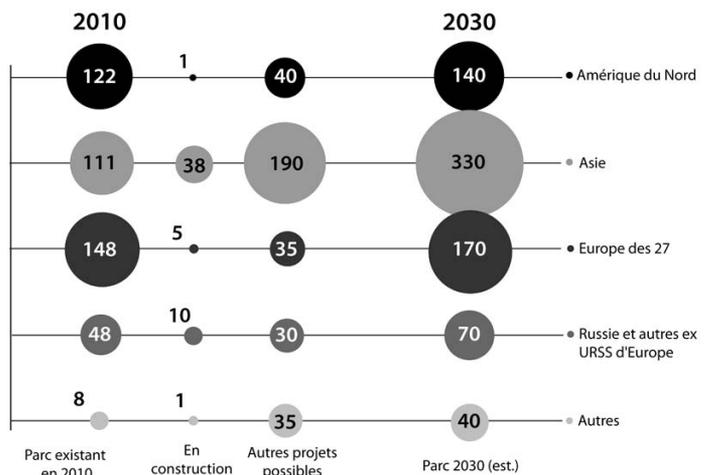
Nous pensons que le monde est en train d'évoluer et que la Chine en particulier opère un changement de stratégie rapide. Maîtrisant à présent la technologie des réacteurs PWR, avec son modèle dérivé des réacteurs PWR de 2^{ème} génération (le CPR 1000), confrontée à des problèmes de pollution et à des difficultés d'approvisionnement en charbon, la Chine a récemment revu fortement à la hausse ses prévisions de développement de l'énergie nucléaire. La Chine ne dispose aujourd'hui que de 8,4 GW de puissance installée répartie entre 11 réacteurs, mais 21 nouveaux réacteurs sont en construction pour une puissance additionnelle de 20,9 GW. Le plan de 2005 prévoyait la construction de 40 GW d'ici à 2020. La Chine vient d'approuver la construction de 28 réacteurs supplémentaires, ce qui porte son objectif de 40 à 70 GW. En 2020, la Chine aura donc un parc installé de l'ordre de 75 GW et se situera au 2^{ème} rang mondial. Pour y parvenir, il lui faut mettre en service d'ici à 2020 entre 6 et 7 réacteurs par an, ce qui correspond au rythme atteint par la France au plus haut de son programme nucléaire. Mais la Chine est un pays vingt fois plus peuplé et dix-sept fois plus étendu. L'objectif n'est donc pas hors de portée et pourrait être largement revu à la hausse dans les années qui suivront. Une puissance installée de 120 voire 150 MW en Chine en 2030 est plausible.

L'Inde de son côté ambitionne de disposer de 63 GW nucléaires en 2030. Le potentiel de développement y est considérable, la non-ratification du traité de non-prolifération nucléaire, qui a ralenti jusqu'à une date récente les coopérations avec ce pays, ne constitue plus un obstacle dirimant.

La Russie mise également fortement sur le nucléaire pour asseoir son développement ainsi que bien d'autres pays sans oublier le renouveau du nucléaire aux USA, en Grande-Bretagne, en Italie et, peut-être, en Allemagne.

Au total, nous pensons qu'une base de raisonnement plausible est de considérer que 330 réacteurs additionnels aux 55 déjà en cours de construction pourront être construits d'ici à 2030,

soit en moyenne 20 par an, sachant que nous en sommes actuellement à 13 par an environ, si l'on considère les décisions déjà prises. Nous aurions donc environ 750 réacteurs en service en 2030 pour une puissance installée de 650 GW environ (Figure 8). Le marché potentiel de ces nouveaux réacteurs est considérable et on peut l'estimer aux environs de 1 000 Mds d'euros soit 50 Mds d'euros par an.



Evaluation du marché des centrales nucléaires d'ici 2030

Figure 8 : Evaluation du marché des centrales nucléaires dans le monde d'ici à 2030 Source : KB Intelligence

Cette prévision peut sembler élevée au regard d'autres chiffres publiés par ailleurs. Elle nous paraît cependant correspondre à la dynamique actuelle et, in fine, conduira à une part du nucléaire dans la production d'électricité mondiale d'électricité comprise, selon les hypothèses de consommation proposée par l'AIE, entre 14,5 % et 18,0 % contre 15 % actuellement. On peut donc la qualifier de mesurée. La figure 8 illustre l'importance du marché mais montre également le basculement considérable de la répartition qui est en train de s'opérer en direction de l'Asie. La Chine, l'Inde, la Corée, le Japon, le Pakistan, l'Indonésie, la Malaisie, les Philippines pourraient représenter environ 60 % du marché d'ici à 2030 et s'approcher ainsi à cet horizon de 50 % de la puissance installée dans le monde (Tableau 3).

	Parc en 2010	Nouveaux réacteurs de 2010 à 2030	Parc en 2030 (est.)
Amérique du Nord	28%	11%	19%
Asie	25%	59%	44%
Europe des 27	34%	10%	23%
Russie et autres pays ex URSS (Europe)	11%	10%	9%
Autres	2%	9%	5%
Nombre total de réacteurs dans le monde	437	385	750

Tableau 3 : Evolution du marché des réacteurs dans le monde - Source : KB Intelligence

Il est possible que le nombre de pays dotés de réacteurs civils dans le monde double d'ici à l'an 2030. C'est évidemment une question majeure de savoir quels types de réacteurs et quels fournisseurs ces pays vont choisir et aussi quelles organisations vont être capables d'assurer et de contrôler l'exploitation de ces centrales dans des conditions qui permettront de garantir la sécurité des installations.

Avant d'aborder les enseignements que l'on peut tirer de l'affaire d'Abu Dhabi et pour mieux comprendre le gigantesque jeu de rôles qui se joue actuellement à l'échelon mondial, il est nécessaire de resituer la position de quelques grands acteurs.

Les grands acteurs en présence

Les Etats-Unis

Les USA ont été les pionniers dans le domaine de l'énergie nucléaire et dans ses applications civiles en particulier. Le premier réacteur à produire de l'électricité dans le monde a été un petit surgénérateur refroidi au sodium construit dans l'Idaho. Puis sont venus les premiers réacteurs commerciaux de 250 MW, développés selon la filière BWR par General Electric et selon la filière PWR par Westinghouse avec des mises en service respectives en 1960 et 1962.

Depuis cette époque, les USA ont fortement développé leur potentiel nucléaire civil et se sont installés comme leaders dans le monde, avec 104 réacteurs en opération, jusqu'à ce que l'accident de Three Miles Island en 1979 marque un coup d'arrêt qui a conduit les USA à ne plus engager la construction de nouveaux réacteurs pendant trente ans. Aujourd'hui, un seul réacteur est en construction : un PWR de Westinghouse de 1 180 MW (Watts Bar 2 dans le Tennessee) dont la mise en service doit intervenir en 2013 mais qui est en fait la reprise d'un chantier arrêté en 1985.

Cependant, la reprise du programme nucléaire aux USA est d'actualité. De nombreux projets sont en cours d'étude, à des stades plus ou moins avancés, et plusieurs dizaines de réacteurs sont susceptibles d'être construits dans les vingt ans qui viennent.

Outre l'importance de ce marché, les USA disposent de deux atouts majeurs :

– d'une part, bien que la dernière mise en service de centrales nucléaires remonte à 1996, les USA ont su garder un leadership technologique, aussi bien dans le domaine des réacteurs à eau pressurisée (AP1000 de Westinghouse, de 1150 MW) que dans celui des réacteurs à eau bouillante (ABWR de GE Hitachi, de 1 350 à 1 460 MW) auquel succèdera l'ESBWR de 1 550 MW ;

– d'autre part, l'organisme de certification américain, la Nuclear Regulatory Commission (NRC), fait autorité dans le monde et tous les acteurs du monde nucléaire désireux d'être actifs sur le marché international cherchent à faire certifier la conception de leurs réacteurs par la NRC. Cette certification de type est acquise aujourd'hui par l'ABWR et l'AP1000. Elle est en cours d'instruction depuis 2005 pour l'ESBWR, depuis 2007 pour l'US EPR (version de l'EPR destinée au marché US) et pour l'US-APWR (Mitsubishi). Elle fait, selon certains, l'objet de discussions pour l'APR-1400 coréen vendu à Abu Dhabi. Une des caractéristiques essentielles de l'approche des autorités de sûreté américaine est d'admettre, voire d'encourager, les systèmes passifs de circulation d'air et d'eau pour le refroidis-

sement du cœur du réacteur et des enceintes de confinement. Cette approche, retenue pour l'AP1000 et l'ESBWR, en fait, selon leurs concepteurs, des réacteurs de taille moyenne plus simples, plus sûrs et plus économiques mais plus difficilement extrapolables vers les grandes puissances.

Un autre point fort des centrales américaines est leur taux de disponibilité qui a atteint 91,4 % sur les trois années 2006-2008 et qui n'est dépassé dans le monde que par les centrales coréennes (91,9 %) et finlandaises (93,3 %).

La France

La France est le deuxième grand pays nucléaire dans le monde. Son épopée nucléaire a fait l'objet d'innombrables articles⁷. Tous s'accordent généralement à penser que le mérite du succès de cette grande entreprise revient d'une part aux gouvernements de l'époque qui ont su prendre des décisions courageuses mais clairvoyantes, en commençant par l'arrêt de la filière française graphite gaz le 13 novembre 1969 et, d'autre part, à l'électricien national, Electricité de France, qui a piloté l'ensemble du dossier avec persévérance, compétence et habileté.

C'est en particulier EDF qui a fait prévaloir une politique de paliers permettant de capitaliser sur les retours d'expérience des premières réalisations tout en s'inscrivant dans une démarche de progrès dans la conception des réacteurs. Aux grandes heures du programme nucléaire, six ou sept tranches étaient engagées chaque année. En 1981, huit tranches de 900 MW étaient mises en service. (Figure 9)

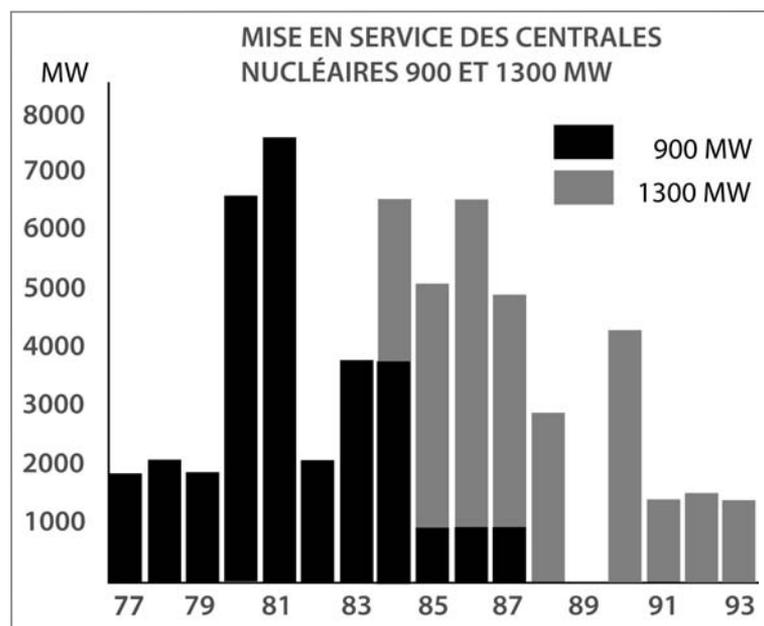


Figure 9 : Mise en service des centrales nucléaires en France – Source : EDF

Cette remarquable réussite industrielle a été rendue possible par une grande cohésion de l'industrie française autour d'objectifs communs proposés par EDF et approuvés par le gouvernement. EDF lui-même avait constitué en son sein des équipes de très haut niveau technique capables de piloter, en tant qu'architecte industriel, un grand nombre de projets simultanés, en entretenant une concurrence chaque fois qu'elle était raisonnable. Le succès du programme nucléaire était aussi une affaire d'hommes et la France a eu la chance de disposer à cette époque de grands capitaines d'industrie, auxquels le gouvernement faisait confiance, pour piloter aussi bien Electricité de France que les grands industriels auxquels il faisait appel : Framatome et Alstom notamment.

Dans cette rétrospective rapide, on se doit de mentionner également la qualité du partenariat qu'il a été possible de nouer avec le grand pourvoyeur de technologie qu'a été Westinghouse, actionnaire de Framatome de 1958 à 1981, qui a apporté à la France la technologie de base qui lui était nécessaire en acceptant une résiliation anticipée du contrat de licence en 1981. Ce cheminement n'est pas sans rappeler celui suivi plus récemment par la Corée du Sud et qui sera évoqué plus loin. La France reste un grand pays nucléaire et son savoir-faire est reconnu dans le monde entier. Son autorité de sûreté nucléaire, l'ASN, exerce un leadership en Europe et est respectée partout dans le monde.

Toutefois, comme les USA et à la différence des pays émergents, elle sort d'une période d'hibernation nucléaire de plus de dix ans puisque le dernier réacteur à avoir été mis en service a été celui de Civaux 2 en 1999 et que l'EPR de Flamanville ne sera pas connecté au réseau avant 2013 voire 2014. La politique des paliers, qui reposait sur le marché national et qui avait fait le succès du programme nucléaire français des années 1970 et 1980, n'a pu être poursuivie. Les équipes techniques ont été ramenées au minimum nécessaire et le leadership incontesté d'EDF s'est trouvé entamé avec le regroupement au sein d'Areva d'une grande part du potentiel industriel nucléaire français et l'arrivée sur la scène de nouveaux acteurs ou candidats acteurs, notamment GDF Suez et Total.

Un facteur très décevant est incontestablement le taux de disponibilité relativement faible des centrales qui s'est situé à 79,2 % sur la période 2006-2008, inférieur à la moyenne mondiale (80,3 %) et très inférieur aux meilleurs chiffres déjà cités⁸. Il résulte de plusieurs facteurs. La modulation dans le temps de l'appel aux centrales perturbe leur disponibilité, mais le relâchement des dépenses de maintenance préventive constitue sans doute un facteur explicatif plus important.

La question est donc posée de savoir si la France est en état de rebondir et de se maintenir parmi les leaders sur une scène nucléaire internationale complètement reprofilée.

C'est assez à se stade qu'il convient de parler plus longuement de l'EPR (European Pressurized Reactor).

L'EPR

L'historique de l'EPR

Ce réacteur de 3 (Figure 9) génération est issu de la coopération franco-allemande décidée en 1989 et qui a conduit Framatome et le groupe Siemens à créer une filiale commune, nommée Nuclear Power International (NPI), en vue de concevoir une centrale nucléaire qui serait plus sûre que les centrales alors en service et pourrait recevoir une autorisation d'exploitation à la fois en France et en Allemagne. Le principe était que Framatome construirait avec EDF les centrales nécessaires à la France, Siemens celles nécessaires à l'Allemagne et que les deux groupes coopéreraient à l'export.

En 1991, l'Autorité de sûreté de l'époque a demandé à EDF, qui travaillait sur le réacteur REP2000 destiné à succéder au palier N4, que les accidents graves ne soient plus traités hors dimensionnement des réacteurs. C'est ainsi l'Autorité de sûreté qui a vraiment donné le coup d'envoi de ce projet.

En 1995, les autorités de sûreté allemandes et françaises ont publié les règles communes devant s'appliquer aux réacteurs destinés à l'Allemagne et à la France. Dans les instructions données, figurait notamment la demande de tirer le meilleur parti des retours d'expérience des paliers précédents : N4 français (1 495 MW) et Konvoi allemand (1 365 MW), dans le cadre d'un projet dit « évolutionnaire » et, simultanément, de prendre en compte les événements graves.

En parallèle, les grands électriciens européens (y compris l'opérateur russe) ont décidé d'adopter un cahier des charges commun régissant les centrales nucléaires à eau légère (LWR) : les EUR (European Utilities Requirements), pendant des URD (Utility Requirements Document) développés aux USA.

Ainsi a pris forme en 1995, le projet EPR confié par EDF et les électriciens allemands à Framatome, Siemens et NPI. EDF, par l'intermédiaire du Centre national d'équipement nucléaire (CNEN), a pris part au travail.

Les objectifs qui se sont dégagés du projet peuvent être résumés ainsi :

- respecter les approches de sûreté des autorités française et allemande tirant les enseignements des accidents de Three Mile Islands et de Tchernobyl ;
- améliorer la compétitivité du nucléaire en produisant le kWh à un coût inférieur à celui du palier N4 ;
- offrir une durée de vie de 60 ans et une disponibilité moyenne de 92 % ;
- intégrer les retours d'expérience des paliers précédents des programmes PWR français et allemands ;
- supporter des variations de charge importantes, s'étalant entre 25 et 100 % de la charge maximum en l'espace de 30 minutes.

La sûreté en objectif prioritaire

Sur le plan de la sûreté, l'objectif général était d'améliorer par un facteur 10 le niveau de sécurité déjà atteint par le palier N4. A la différence du principal réacteur concurrent, l'AP1000, cette recherche d'une sécurité accrue a été menée en faisant largement appel à des technologies actives, en l'occurrence une approche dite 4 fois 100 % consistant à disposer de quatre systèmes indépendants de refroidissement d'urgence, chacun étant capable d'assurer l'intégralité de la fonction et donc permettant au système de faire face à une situation où l'un serait en maintenance, un deuxième hors service pour une cause accidentelle, un troisième déverserait son eau dans une brèche susceptible d'affecter la cuve du réacteur.

S'ajoutent à cela une double enceinte de confinement d'une épaisseur totale de 2,6 m de béton avec une peau interne en acier à l'intérieur de la première (le « liner »), un « core catcher » destiné à recueillir le « corium », c'est-à-dire la partie du cœur qui pourrait s'échapper de la cuve en cas d'accident entraînant la fusion et la dispersion du cœur, et à permettre son refroidissement grâce à une surface d'épandage suffisante, un radier en béton d'une épaisseur considérable et l'interdiction de construire des réacteurs jumelés partageant un même bâtiment des auxiliaires. Cependant des difficultés de coulage du béton ont été relevées sur Olikiluoto et Flamanville, dues à un maillage trop étroit imposé pour la structure du radier, mais auraient été surmontées sur Taishan 1 en Chine.

Récemment, les autorités française, finlandaise et britannique ont demandé que soient revus certains aspects des logiciels du système de contrôle commande qui introduisaient, selon elles, des modes communs entre les logiciels d'exploitation courante et ceux activés en cas d'incidents.

L'EPR, produit haut de gamme

L'ensemble de ces dispositions a un coût et le passage de la puissance nominale de 1 500 à 1 800 MW a été envisagé avant qu'elle ne soit fixée à 1 600/1 660 MW à la fin 1997. Cependant, l'EPR reste cher en investissement et, dans l'état actuel des choses, long à mettre en œuvre. L'étude publiée en mars 2010 par l'AIE sur les coûts prévisionnels de production de l'électricité, par pays et par filière, donne les points de repère suivants en matière de coûts d'investissements :

- France – EPR : 3 860 \$/kW ;
- Japon – ABWR : 3 009 \$/kW ;
- Corée – APR-1400 : 1 556 \$/kW ;
- USA – Adv Gen III+ : 3 382 \$/kW ;
- Russie – VVER : 2 933 \$/kW.

Ces prix n'ont qu'une valeur indicative mais aujourd'hui le signal envoyé n'est pas très bon. Les surcoûts constatés sur le chantier finlandais d'Olkiluoto 3, de l'ordre de 2,3 Mds d'euros

selon certains, soit 75 % de la valeur du contrat, inquiètent, même s'ils sont imputables pour une large part au statut de première réalisation et si la responsabilité peut en être partagée entre le constructeur et le client. On verra plus loin que le prix a probablement joué un rôle important dans la décision négative d'Abu Dhabi quant à l'achat de quatre EPR.

Beaucoup considèrent que l'on a été trop loin, pour un résultat qui n'est pas tangible. Certains s'interrogent sur le rôle joué par l'Autorité de sûreté française qui aurait imposé des solutions, en particulier des solutions actives, au lieu de se limiter à fixer des objectifs et à s'assurer de leur respect.

D'autres estiment que la coopération avec l'Allemagne a eu un effet désastreux, conduisant à prendre l'enveloppe des exigences de sûreté. D'autres vont même jusqu'à y voir une façon pour les Allemands, englués dans leurs choix onéreux d'énergies alternatives, de ne pas laisser les Français prendre le large avec un outil de production d'électricité trop compétitif par rapport au leur.

Ces analyses s'inscrivent dans le cadre d'appréciations politiques du dossier qui, parfois, s'apparentent à des règlements de comptes, tant la tension entre les acteurs est perceptible. Mais, de façon objective, l'EPR semble cher par rapport à ses concurrents directs de troisième génération : l'AP1000 et à présent l'APR-1400. L'écart est encore plus grand par rapport aux modèles de deuxième génération qui vont répondre pendant encore de nombreuses années aux besoins croissants des pays émergents.

Des voies de progrès sont possibles mais il ne faut pas discréditer le produit actuel.

Des pistes de réduction de coût sont envisageables, sur la bunkérisation des auxiliaires et sur la réduction des délais de construction notamment. Il faut certainement y réfléchir mais ceci nécessitera une reprise de certains aspects de la conception, l'accord des autorités de sûreté et donc des délais de cinq ans au moins. Il serait en outre absolument désastreux de mettre en cause la conception de l'EPR avant même que les retours d'expérience sur les réalisations d'Olkiluoto et de Flamanville ne soient connus.

D'autant plus qu'il est vraisemblable que les réacteurs concurrents, AP1000 et APR-1400, vont devoir renforcer leur aptitude à faire face à certains risques, aux chutes d'avion notamment, ce qui conduira à atténuer le différentiel de coût par rapport à l'EPR. Par ailleurs, si l'on connaît les difficultés rencontrées en Finlande ou à Flamanville, il est douteux que l'on connaisse jamais celles rencontrées par l'AP1000 en Chine ou par l'APR-1400 aux EUA, sauf si elles venaient à dépasser la limite du supportable.

De toute façon, la marge de manœuvre est faible : on ne modifie pas en cinq minutes la trajectoire d'un grand tanker. Il faudra, à la faveur notamment des nécessaires adaptations locales, faire évoluer le produit pour le rendre plus compétitif, sans pour autant altérer son niveau de sûreté et sans perdre l'effet attendu de la standardisation.

La promotion de l'EPR doit être activement poursuivie

Cette évolution ne sera possible que si l'EPR, dans sa version actuelle, suscite l'intérêt d'un nombre suffisant de clients et il faut donc en poursuivre la promotion sur le plan industriel, commercial et politique. L'atout de la sûreté constituera certainement dans l'avenir un argument fort et même le niveau de puissance, qui semble actuellement réserver l'EPR au haut de gamme, peut devenir pour le produit un atout important, tant il sera difficile, dans tous les pays d'ouvrir de nouveaux sites nucléaires.

Pour l'instant, en mars 2010, l'EPR a été vendu en Finlande (Olkiluoto 3), en France (Flamanville 3) et en Chine, où après un échec devant l'AP1000 portant sur quatre réacteurs, il a été choisi, hors appel d'offres, pour les réacteurs de Taishan 1 et 2, grâce au transfert de technologie offert avec le retraitement accompagnant la fourniture du combustible pendant vingt ans. La construction de deux nouveaux réacteurs a été évoquée lors de la visite du président de la République en Chine à la fin avril 2010.

Le principe d'un second EPR en France, à Penly, a été acté mais le montage n'en est pas encore arrêté. EDF en serait le chef de file, avec la participation probable de GDF Suez et de Total et celle possible de l'Enel.

En Grande-Bretagne, un accord de coopération a été signé en avril 2008 par lequel E.ON fait de l'EPR sa technologie exclusive pour l'ensemble de ses projets de réacteurs au Royaume-Uni. Areva s'engage simultanément à poursuivre le développement du réacteur à eau bouillante de taille intermédiaire SWR-1000 devenu depuis KERENA (voir plus loin).

L'Italie semble intéressée à construire quatre EPR dans le cadre de la relance de son programme nucléaire, soutenue par le gouvernement Berlusconi.

Aux USA, un dossier d'accréditation d'une variante adaptée au marché américain, l'US EPR (US Evolutionary EPR), a été déposé en décembre 2007 auprès de la NRC et pourrait aboutir en 2012. Parmi les projets en cours de négociation figurent ceux de Calvert Cliffs rentrant dans le cadre d'UniStar Nuclear, un joint-venture créé entre Areva et Constellation Energy.

L'EPR a été short-listé en Afrique du Sud, pour un projet reporté depuis lors.

L'ATMEA 1

Le fait que l'EPR soit un produit cher, sophistiqué, trop puissant également pour être adapté aux besoins de nombreux clients et difficile à supporter par des réseaux de dimensions moyennes, a conduit à porter sur le devant de la scène une offre alternative dénommée ATMEA 1 en cours de développement par Areva et Mitsubishi Heavy Industries. Il s'agirait d'un réacteur de 3^{ème} génération, de moyenne gamme (1 000 à 1 150 MW), à trois boucles, capable d'offrir un rendement de 37 % (contre 37,5 % pour l'EPR et 34 % pour le N4). Comme l'EPR, il admettrait du combustible MOX issu du retraitement et permettrait

le suivi de charge dans une plage de 30 à 100 %. Il offrirait des garanties de sécurité face aux risques de fusion du cœur, de chute d'avion ou de tremblement de terre équivalentes à celles de l'EPR. Comme déjà souligné, il est au demeurant inconcevable que l'Autorité de sûreté française accepte un retour en arrière pour un réacteur susceptible d'être construit sur le territoire national.

L'ATMEA aurait un récupérateur de corium et offrirait une redondance 3 fois 100 % du système de refroidissement d'urgence, ce qui implique l'adoption d'un concept de maintenance en service.

On espère que les coûts pourront être abaissés par rapport à celui de l'EPR mais l'ATMEA n'a pu encore être analysé par l'Autorité de sûreté française. Un protocole est en cours de négociation entre AREVA et l'ASN mais, dans le meilleur des cas, il ne faut pas attendre une certification avant 2011. GDF Suez, qui peut se prévaloir, au travers de sa filiale belge Electrabel, d'une expérience nucléaire significative, quoique ancienne (les centrales PWR de Tihange 3 et de Doel 4 ayant été mises en service en 1985), souhaiterait participer aux côtés d'Areva à la conception détaillée du réacteur. Il souhaiterait prendre le leadership d'une première réalisation française, à Tricastin ou à Marcoule, qui servirait de vitrine pour le développement commercial de la filière, tout en laissant à EDF une part minoritaire d'un ordre de grandeur comparable à celle que GDF Suez pourra prendre dans le projet EPR de Penly.

Le calendrier devrait, selon GDF Suez, permettre une première mise en service vers 2020 et des offres à l'export vers 2013-2015, époque à laquelle le marché du nucléaire sera en plein essor.

Le dossier est sur la table. Sa présentation médiatique est sans doute trop optimiste par rapport à son avancement industriel. Il pose évidemment le problème très politique du maintien de l'exclusivité d'EDF dans la maîtrise d'ouvrage des centrales nucléaires en France et celui du choix de la meilleure offre de complément à celle de l'EPR.

KERENA

Le réacteur KERENA (ex SWR-1000) est un générateur de génération 3+ d'une puissance de 1 250 MW en cours de développement par Areva, essentiellement par les équipes basées à Erlangen, en tirant parti de l'expérience allemande de génération 2 dans le domaine de réacteurs BWR (centrale de Gundremmingen). Le réacteur KERENA possède des caractéristiques semblables à l'EPR et à l'ATMEA en termes de sûreté et d'impact environnemental. Il pourrait intéresser les exploitants habitués à la filière à eau bouillante et en particulier E.ON. Il ferait, plus que l'EPR, appel aux techniques de sécurité passives.

Il avait été initialement proposé au client finlandais habitué à la technologie des bouillants.

KERENA est une voie possible dans le domaine des moyennes puissances mais, compte tenu de la position dominante

des PWR sur l'ensemble des marchés, il est difficile d'en faire le fer de lance d'une politique commerciale. En outre, il n'a pas encore été analysé par les groupes permanents de sûreté.

Coopération avec Rosatom

On sait que le partenariat entre Siemens et Areva, au travers de Framatome ANP devenue Areva NP dont Siemens détenait 34 %, a été interrompu début 2009 à la demande de la partie allemande, faute de pouvoir augmenter sa participation dans le joint-venture. Siemens s'est alors tourné vers Rosatom, issue de l'Agence fédérale de l'énergie atomique russe et qui contrôle à présent l'ensemble de l'industrie nucléaire russe, en particulier les activités civiles regroupées dans le holding AtomEnergProm. Areva entend s'opposer à ce rapprochement, y compris par voie de justice, ce qui paraît aléatoire.

Plus récemment, EDF a exprimé son intention d'explorer de nouvelles voies de coopération avec Rosatom prolongeant les relations déjà existantes entre la France et la Russie. On rappellera ici que la Russie développe un réacteur de 3^{ème} génération dénommé VVER1 200 dont deux prototypes sont en cours de construction parmi les neuf réacteurs actuellement en chantier en Russie.

La coopération entre EDF et la Russie, encore au stade préliminaire, a de bonnes chances de s'intensifier et de s'étendre à l'ensemble de la chaîne énergétique, y compris la fourniture du combustible nucléaire, le traitement des déchets et, last but not least, l'approvisionnement en gaz.

Les réacteurs de 4^{ème} génération

Ce tour d'horizon de l'offre française ne serait pas complet sans la mention des développements en cours, essentiellement au CEA, mais avec la coopération d'EDF et d'Areva, de réacteurs de 4^{ème} génération.

Les travaux sur la 4^{ème} génération de réacteurs trouvent leur motivation dans la recherche d'une meilleure valorisation énergétique des ressources en uranium, d'une minimisation du problème du traitement des déchets et d'une meilleure résistance à la prolifération, sans pour autant dégrader ni la sûreté des installations ni la compétitivité du nucléaire, ces deux points restant à démontrer.

Sur le plan technique, six filières ont été identifiées au sein du Forum international Génération IV. La France, comme les USA, la Russie, la Chine et le Japon, privilégie la filière des réacteurs à neutrons (RNR) rapides, refroidis au sodium, qu'elle étudie depuis 1957. Elle a profité au maximum du réacteur expérimental Phénix qui a été maintenu en activité de 1973 à septembre 2009. Outre une bien meilleure valorisation de l'uranium naturel (quelques dizaines de fois celle des réacteurs conventionnels), ces générateurs permettraient de traiter par transmutation les déchets actinides

mineurs (américium, neptunium, curium, etc.) qui sont à haute activité et à durée de vie longue. Cette durée de vie, typiquement de 10 000 ans, se trouverait ramenée à quelques centaines d'années après incinération dans un RNR.

Subsidiairement sont étudiés également les réacteurs rapides à gaz et à très haute pression, mais leur mise au point semble plus lointaine, en l'absence notamment de combustible clairement identifié. Des travaux technologiques sont faits au CNRS sur les filières à sels fondus et au thorium.

La politique française a été actée par la loi-cadre du 28 juin 2006 sur la gestion durable des déchets et des matières radioactives. Elle vise à disposer d'un démonstrateur RNR de génération IV de 600 MW au sodium à l'horizon 2020, ce qui implique que la conception en soit achevée en 2012 (projet ASTRID : Advanced Sodium Technological Eactor for Industrial Demonstration). Cette phase de conception bénéficie d'un financement de 650 M€ prélevé sur les ressources du grand emprunt. Le réacteur lui-même coûtera quelques Mds d'euros. Un prototype industriel pourrait être ensuite mis en service vers 2035 pour une série commerciale vers 2045.

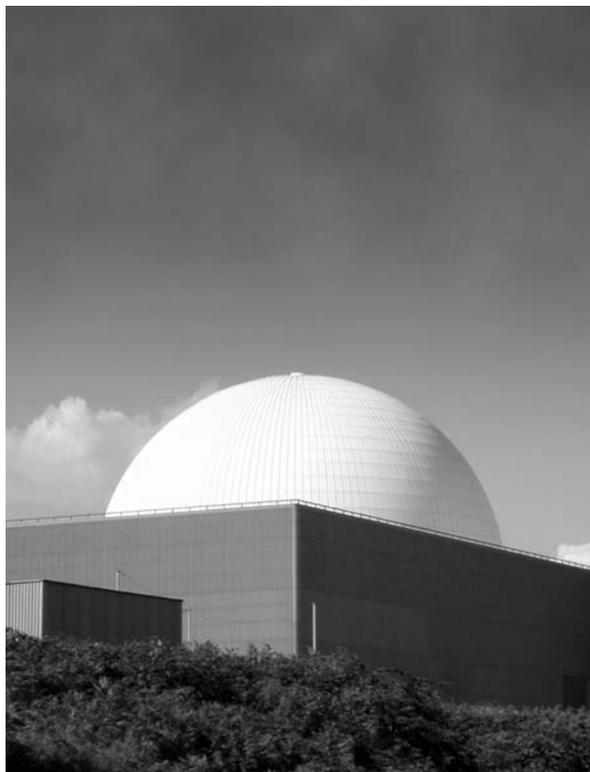
Le calendrier est donc encore lointain. Les réacteurs de 4^e génération seront plus lourds en investissements que les réacteurs de 3^e génération et donc leur rentabilité ne pourra être démontrée que si l'évolution des prix de l'uranium vient à la justifier. Les RNR pourraient alors donner son autonomie à la France dans le domaine de la production d'énergie électrique.

Malgré tout l'intérêt de préparer le long terme de la filière nucléaire française, le développement de la 4^e génération ne peut pas constituer une réponse aux questions à court et moyen termes soulevées par l'échec commercial d'Abu Dhabi. Un démonstrateur est par contre nécessaire pour consolider la logique actuelle de retraitement des déchets ultimes et pour maintenir le savoir-faire français. (Il faut rappeler notamment que la Russie exploite depuis 1980 un réacteur rapide de 600 MW et construit un nouveau réacteur de 800 MW.)

L'Allemagne

L'Allemagne tire de l'énergie nucléaire 28 % de sa production d'électricité. L'Allemagne a été, après le premier choc pétrolier de 1974, un fervent supporteur de l'énergie nucléaire jusqu'à l'accident de Tchernobyl d'avril 1986. En août de la même année, le parti social-démocrate passait une résolution visant à abandonner le nucléaire sous dix ans. Il s'en est suivi un arrêt des travaux de recherche prometteurs que l'Allemagne menait depuis 30 ans sur les réacteurs à haute température et sur les réacteurs rapides, et un arrêt de la construction de tout nouveau réacteur, le dernier ayant été mis en service en 1989.

Malgré les aménagements apportés à cette politique et la



Centrale de Sizewell B – Photo : Geoff Spivey

décision prise en 2000 de porter à 32 ans l'âge limite de fonctionnement des réacteurs existants, l'Allemagne n'est pas encore sortie de cette période de « bannissement » du nucléaire qui l'a conduite à porter ses priorités vers le gaz, le charbon, le lignite, l'éolien et le solaire. Cette politique est très onéreuse et, s'agissant du charbon et du lignite, contraire à la recherche de solutions décarbonées pour la production d'électricité.

Mais les conditions ne sont pas encore réunies pour une reprise du nucléaire en Allemagne, même si l'on sent que les esprits évoluent. Les industriels, producteurs d'électricité (E.ON notamment) et constructeurs (Siemens), n'ont d'autres solutions que de se tourner vers les marchés voisins, de la Pologne et de la Grande-Bretagne, pour maintenir leurs positions et leurs compétences en attendant des jours meilleurs.

La Russie

L'ex-URSS a été, avec les USA, l'un des précurseurs dans le domaine de l'énergie nucléaire, à des fins militaires aussi bien que civiles, avec le réacteur d'Obninsk délivrant 5 MW en 1954.

L'accident de Tchernobyl en 1986 causa évidemment un traumatisme violent qui a bloqué toute nouvelle mise en service jusqu'à la mi-1995 (à l'exception de Balakovo 4) et a entraîné une remise à plat complète de l'organisation nucléaire russe. Aujourd'hui, un ambitieux programme de recherche, de construction de nouvelles centrales sur le sol national et d'exportation est mené par Rosatom, structure en charge du pilotage de l'ensemble des activités nucléaires du pays.

Ce programme vise d'une part à accroître la part du nucléaire

dans la production domestique d'électricité qui pourrait passer de 16,8 % en 2008 à 25-30 % en 2030 et 45-50 % en 2050, d'autre part à développer les activités à l'export, la Russie ayant déjà vendu via Atomstroyexport, filiale d'AtomEnergoProm, certains de ses réacteurs récents à la Bulgarie (Beline), à l'Iran (Bushehr), à la Chine (Tianwan) et à l'Inde (Kudankulam). Un accord de coopération a été signé avec l'Enel (Italie) et la Russie est bien placée au Pakistan (Haripur), dans le Belarus, en Afrique du Sud, en Namibie, au Chili, en Egypte, au Vietnam, en Algérie et beaucoup d'autres pays.

L'une des forces de la Russie est de pouvoir offrir un service complet intégrant la fourniture, l'enrichissement et le retraitement du combustible. A plus long terme (2050), l'effort de recherche mené par la Russie sur les réacteurs rapides permet de penser qu'elle figurera parmi les leaders dans cette filière.

Il faut aussi souligner que les réacteurs russes, au nombre de 32 actuellement, on atteint en 2008 un niveau de disponibilité de 80,6 % pratiquement égal à la moyenne mondiale (80,3 %) et supérieur à la moyenne française de la même année (79,2 %).

La nouvelle génération d'ingénieurs russes, bien que handicapée par une faible pratique de l'anglais, jouit d'une bonne considération sur le plan international. Cependant, les réacteurs les plus récents, s'ils semblent acceptables sur le plan de la sécurité, ne sont pas connus dans le détail par les autorités françaises.

Le Japon

Pionnier en Asie dans le domaine du nucléaire, le Japon dispose aujourd'hui de 54 réacteurs en fonctionnement qui lui assurent 24,9 % de sa production d'énergie électrique. Curieusement, bien qu'étant le seul pays au monde à avoir été frappé par le nucléaire militaire, le Japon a moins ressenti que d'autres les effets des accidents de Three Miles Island et de Tchernobyl, la construction de nouveaux réacteurs n'ayant jamais cessé dans les années 1980 et 1990. Il a par contre dû faire face à des incidents sévères sur plusieurs centrales et notamment au tremblement de terre de Chüestu en 2007 qui a affecté sérieusement la centrale de Kashiwazaki-Kariwa, entraînant la mise à l'arrêt de sept réacteurs qui n'ont été remis en service qu'à partir de la fin 2008, ce qui a impacté négativement le pourcentage du nucléaire dans la production totale d'électricité qui était traditionnellement supérieur à 30 %.

Les statistiques de disponibilité des centrales japonaises sont en conséquence actuellement médiocres (de l'ordre de 63 %) mais les incidents auxquels les exploitants japonais ont dû faire face ont entraîné un renforcement de la culture sécuritaire, en particulier dans le domaine de la résistance aux séismes, ce qui a conduit à différer la mise en service d'un certain nombre de réacteurs.

Sur le plan industriel, le Japon est toujours resté très proche des USA avec la prise de contrôle de Westinghouse par Toshiba en 2006 et la création la même année du joint venture GE-Hitachi. Mitsubishi Heavy Industries (MHI), historiquement dépendant de Westinghouse, s'en est détaché après le rachat de l'américain par Toshiba et reste le seul constructeur japonais à proposer un réacteur de 3^{ème} génération de technologie propre : l'APWR. Cependant, comme indiqué précédemment, MHI a signé avec Areva en 2007 un accord de joint venture visant à développer le réacteur PWR de moyenne gamme dénommé ATMEA.

Le Japon restera donc un grand acteur dans le domaine nucléaire mais, plutôt que de s'ériger en leader sur la scène internationale, il est vraisemblable que son rôle se développera au travers des trois grands partenariats qu'il a bâtis au cours des années récentes.

La Chine

La Chine est encore un nain dans le domaine de l'utilisation de l'énergie nucléaire avec seulement 11 réacteurs en service et 8,5 GW installées. La Chine reste surtout connue par son gigantesque programme de construction de centrales à charbon qui a fait d'elle le premier émetteur mondial de CO₂. En 2008, par exemple, la Chine a mis en service 65,8 GW de centrales à charbon, soit plus que la puissance de l'ensemble du parc nucléaire français.

Toutefois, les choses évoluent très rapidement, la Chine ayant acquis la maîtrise de la technologie PWR et pris progressivement conscience de la nécessité de limiter ses émissions de CO₂. Les informations les plus récentes en provenance de Chine font état de 21 nouveaux réacteurs nucléaires en construction et d'une puissance installée qui pourrait atteindre 75 GW dès 2020, faisant de ce pays le détenteur du deuxième parc installé dans le monde à cet horizon.

Il y a débat sur les choix de réacteurs que fera la Chine dans les deux ou trois décennies qui viennent et sur la place que les industriels étrangers pourront tenir. La Chine a toujours marqué un grand appétit pour les transferts de technologies et sa politique a été jusqu'à présent, y compris pour les réacteurs de troisième génération en cours de construction, de répartir ses choix entre plusieurs fournisseurs (USA, France, Canada, Russie). Dans la gamme des réacteurs de deuxième génération, la France a largement permis à la Chine de « siniser » les réacteurs PWR du type de ceux construits à Daya Bay de 1986 à 1994. Il en résulte un réacteur chinois de 1000 MW, aux performances très similaires à celles des PWR construits par Framatome et EDF, mais que la Chine maîtrise industriellement. Parmi les 24 réacteurs en construction dans ce pays, une dizaine sont des CPR 1000 et il ne fait aucun doute que bien d'autres suivront, tant que la Chine n'aura pas à son tour acquis la maîtrise des réacteurs de 3^e génération qu'elle expérimente actuellement au travers de l'AP1000, de l'EPR et du VVER.

Industriellement, le bilan est plutôt décevant pour la France, d'autant plus que le CPR 1000 concurrence les réacteurs de 3^{ème} génération non seulement en Chine mais sur d'autres

marchés, tels que l'Indonésie ou le Pakistan. La France, après avoir contribué à créer en Chine la compétence nucléaire qui lui faisait défaut, a-t-elle bien joué la carte de l'alliance technologique et industrielle avec elle ? Probablement pas, mais il y avait dilemme et ce dilemme persiste : pourrait-on imaginer que la France propose sur certains marchés « pas trop exigeants » un type de centrale offrant des caractéristiques de sécurité de génération II alors que son vaisseau amiral est l'EPR de génération III dont elle met en avant les caractéristiques de sûreté ? Le directeur de l'Autorité de sécurité nationale a publiquement déclaré il y a peu que ce n'était pas envisageable une seconde. Mais, a contrario, il faut reconnaître que nous vivons en France avec des dizaines de réacteurs de 2^{ème} génération, sans qu'aucun incident majeur ne soit jamais survenu et alors qu'on prolonge régulièrement leur durée de vie, bien au-delà des 30 ans initialement visés.

Si le débat sur la coopération franco-chinoise sur la deuxième génération appartient assez largement au passé et s'est à présent déplacé vers le rôle que pourront jouer les PME françaises dans ce qu'un grand quotidien appelait récemment « la jungle du nucléaire chinois », il reste ouvert pour la 3^{ème} génération. Westinghouse a pris clairement une longueur d'avance en remportant en juillet 2007, avec l'AP1000, un appel d'offres portant sur quatre réacteurs. Areva, qui a montré sa capacité à offrir un service complet sur le projet de Taishan, garde ses chances, pour autant que ce projet se déroule dans des conditions satisfaisantes. Mais il est aujourd'hui bien davantage un outsider qu'un leader. Il reste à imaginer et surtout à faire vivre un schéma de coopération qui soit in fine bénéfique aux deux parties. L'enrichissement est une porte qui reste sans doute largement ouverte et il ne faut pas exclure des schémas de coopération entre électriciens qui ne soient pas nécessairement axés sur l'EPR.

L'Inde

L'Inde représente, comme la Chine, un acteur potentiel de premier rang sur le marché futur du nucléaire civil. Handicapée pendant 34 ans par sa non-ratification du traité de non-prolifération nucléaire, son parc actuel de réacteurs est très modeste et composé d'unités de petite puissance (200 MW essentiellement) construits avec un minimum d'assistance technologique internationale, la plupart étant des réacteurs à eau lourde (PHWR) dérivés de la filière canadienne CANDU.

La situation évolue à présent rapidement. De nouveaux réacteurs PHWR sont en construction ainsi que deux réacteurs russes VVER-1000 (Kudankumam 1 et 2). L'Inde a à présent de grandes ambitions et pense pouvoir disposer de 20 GW de capacité nucléaire en 2020 et 63 GW en 2030 (avec par conséquent une douzaine d'années de retard sur le développement chinois).

Ses choix ne sont pas arrêtés et des accords, plus ou moins avancés, ont été signés avec tous les grands fournisseurs



La multiplication des centrales à charbon en Chine l'amène à se tourner de plus en plus vers le nucléaire – Photo : Liu Liquin

actuels dans le monde : les Russes d'Atomstroyexport tout d'abord, qui proposent la construction d'une douzaine de réacteurs, mais aussi Areva, qui propose plusieurs EPR, Ge-Hitachi, Westinghouse, AECL (Canada), KEPCO. Dans ses choix à venir, il est probable que l'Inde portera un intérêt tout particulier à la question du transfert de technologie mais aussi à celle de l'approvisionnement en combustible, étant, pour l'instant, faiblement dotée en ressources domestiques en uranium. Il est peu probable qu'après avoir été échaudée par l'arrêt brutal de la coopération américaine en 1973 liée aux problèmes de prolifération, elle s'engage dans une voie qui la rendrait trop dépendante des USA. La France a de bonnes chances de figurer parmi les partenaires retenus mais les Français doivent s'organiser en conséquence et élargir leur offre industrielle. A l'avenir, l'Inde, qui possède des équipes scientifiques de haut niveau, pourrait jouer un rôle important dans le développement des réacteurs rapides de 4^{ème} génération.

La Corée du Sud

La Corée du Sud est venue relativement récemment à l'énergie nucléaire puisque le premier réacteur civil n'y a été mis en service qu'en 1977. Par la suite, la croissance du parc a été rapide et huit réacteurs étaient en construction au début des années 1980. Aujourd'hui, la Corée dispose de vingt réacteurs, représentant une puissance installée de 17,7 GW et assurant 40 % de la production d'électricité.

Après s'être reposée pour ses dix premiers réacteurs sur les technologies Westinghouse/Framatome et Combustion Engineering (racheté plus tard par Westinghouse), la Corée a

acquis son indépendance technologique et industrielle en développant le réacteur OPR-1000 (anciennement KSNP) dont six unités sont en opération et quatre en construction. En 2008, la construction de deux tranches d'un modèle de 3^e génération, l'APR-1400, a été autorisée sur les sites de Shin Kori 3 et 4, avec la participation industrielle de Westinghouse. Le premier réacteur doit être connecté au réseau 2013, donc pratiquement en même temps que le premier EPR.

En avril 2009, le gouvernement coréen a autorisé la construction de deux nouvelles tranches de 1 400 MW, Shin Ulchin 1 et 2, dont la construction démarrera en mars 2011 et 2012 respectivement et qui seront les premiers à être construits sans dépendance technologique de Westinghouse.

L'APR-1400, dont le développement a démarré en 1992, s'appuie sur le savoir-faire appris de Westinghouse et de Combustion Engineering. En 2007, comme Framatome l'avait fait en 1982, la Korea Hydro & Nuclear Power (KHNP) a décidé de s'émanciper de Westinghouse et a transformé en accord de coopération industrielle et commerciale l'accord de licence qui l'unissait à la firme américaine depuis 1987. Westinghouse conserve la maîtrise de quelques technologies clés mais la Corée pense pouvoir atteindre une autonomie complète en 2012.

La Corée a donc suivi un parcours similaire à celui de la France, une quinzaine d'années plus tôt. Elle arrive aujourd'hui sur le marché avec de grandes ambitions :

– sur le plan intérieur, disposer de 18 réacteurs supplémentaires en 2030, portant la production installée à 35 GW ;



Centrale nucléaire de Saint Laurent des eaux – Photo : Hervé Hughes

– sur le plan extérieur, exporter 80 réacteurs d’ici à 2030, et occuper ainsi 20 % du marché mondial, derrière les USA, la France et la Russie.

La haute disponibilité de son parc installé (91,9 % en moyenne 2006-2008), la rapidité de construction (annoncée à 48 mois pour l’APR-1400) et la compétitivité du produit (évalué par les Coréens à 20 % moins cher en investissement que l’EPR) sont autant d’atouts pour les Coréens.

La Corée, déjà présente sur les marchés potentiels d’Indonésie (où elle a proposé quatre OPR-1000)⁹ et de Jordanie¹⁰ (où elle construit un réacteur expérimental de 5 MW), sera un concurrent redoutable, comme l’affaire d’Abu Dhabi l’a montré. Sans doute a-t-on sous-estimé son potentiel, après les premiers échecs qu’elle avait enregistrés en Chine, en Afrique du Sud et au Canada.

Le choix de l’APR-1400 par l’Emirates Nuclear Energy Corporation (ENEC) a été perçu en Corée comme une très grande victoire nationale, un « don du ciel », selon le président Lee Myung-bak. Elle donne à la Corée de nouvelles ambitions, en direction du Moyen-Orient, de la Chine, de l’Inde, du Vietnam, de la Thaïlande, de la Malaisie, de l’Afrique du Sud et aussi de la Turquie où elle peut constituer un choix possible pour un gouvernement lassé des réticences de l’Europe à son égard et soucieux de ne pas devenir trop dépendant des USA. Un accord préliminaire a d’ailleurs été signé le 15 mars 2010 entre KEPCO et la compagnie d’électricité nationale, Elektik Uretim AS.

Toutefois, tout n’est pas limpide, ainsi qu’on le verra ci-après, dans le projet d’Abu Dhabi et il semble bien que le produit

vendu ne soit pas la réplique des APR-1400 de Shin Kori mais un APR-1400+, présentant des caractéristiques de sûreté renforcées et devant être soumis à la certification de la NRC américaine.

L’affaire d’Abu Dhabi

L’appel d’offres d’Abu Dhabi est considéré par beaucoup comme l’affaire qu’il n’aurait pas fallu perdre. Mais d’autres, on le verra, pensent qu’il n’est pas si mal de l’avoir perdu. En 2008, l’ENEC lance un appel d’offres visant à la construction de quatre tranches nucléaires d’une puissance unitaire de l’ordre de 1 400 MW. Cet appel d’offres s’inscrit dans le cadre des perspectives de forte croissance des besoins en électricité des Emirats Arabes Unis, pour le dessalement de l’eau de mer notamment, nécessitant de faire passer la puissance installée de 15,5 GW en 2008 à plus de 40 GW en 2020. Les Emirats ne voulaient pas faire appel de façon excessive au gaz naturel du Qatar (leurs ressources domestiques étant trop chargées en soufre pour la production d’électricité) et le charbon avait été écarté pour des raisons d’environnement et de sécurité d’approvisionnement. Conscients des délais nécessaires à la construction d’une expertise locale, les Emiratis lancèrent une consultation préliminaire en « Build + Operate » auprès de neuf fournisseurs potentiels.

En janvier 2008, le président Sarkozy s’était déplacé à Abu

« the most safe and powerful plant in the world ».

Dhabi pour signer un accord de coopération dans le domaine du nucléaire avec les Emirats. Le contexte politique semblait excellent. La coopération avec les Emirats dans le domaine militaire est ancienne et, dans un tout autre domaine, le Louvre a été retenu pour parrainer pendant une vingtaine d'années un Musée national des beaux-arts conçu par l'architecte français Jean Nouvel.

Areva, pour lequel Abu Dhabi et les pays proches de la Méditerranée en général ne constituaient pas une priorité, s'est ainsi retrouvé au cœur d'un projet avec le sentiment qu'il était bien parti.

En 2009, l'ENEC short-liste effectivement trois fournisseurs potentiels : Areva, faisant équipe avec GDF Suez et Total et proposant l'EPR ; GE-Hitachi, proposant l'ABWR ; et un consortium coréen, emmené par KEPCO, incluant Samsung, Hyundai et Westinghouse, proposant l'APR-1400. Areva tenait lieu de favori. Pourtant les Français auraient dû être plus vigilants. L'ENEC s'était entouré des conseils d'un grand cabinet américain, C2HM Hill, ayant déjà travaillé avec Westinghouse, et qui avait dépêché sur place une équipe de 75 spécialistes pendant un an pour analyser les diverses propositions.

Notons en passant que cette équipe américaine disposait de moyens très supérieurs à ceux qui auraient pu être alignés par l'Agence France Nucléaire International (AFNI) créée au sein du CEA par le décret du 9 mai 2008 pour répondre à la demande croissante de nombreux pays, notamment émergents, et accompagner ces derniers dans le développement de l'énergie nucléaire civile.

Les Français pensaient être à l'abri de la concurrence et en particulier de celle des Coréens, grâce aux qualités intrinsèques de l'EPR. Mais ils auraient dû porter davantage d'attention à la déclaration des Emiratis selon laquelle les trois solutions short-listées étaient, au regard de leurs exigences, équivalentes du point de vue de la sûreté.

Par la suite, des insuffisances graves sont apparues dans l'attelage français et, en septembre 2009, l'Elysée prenait conscience de la situation et son secrétaire général, Claude Guéant, était amené à se rendre sur place à plusieurs reprises pour tenter de remettre en ordre de bataille l'escadron français, en y associant EDF, dont les Emiratis souhaitaient le leadership mais qui, de son côté, ne considérait pas à l'époque que le projet rentrait dans ses priorités.

Mais l'affaire était trop mal engagée et, le 27 décembre 2009, le président coréen signait avec son homologue d'Abu Dhabi un contrat de fourniture de 20,4 Mds USD portant sur quatre APR-1 400, auquel s'ajoutait un contrat d'exploitation pendant 60 ans, correspondant à une recette estimée à 20 Mds USD.

Les quatre réacteurs sont censés être mis en service à partir de 2017.

La perte de ce contrat a évidemment jeté la consternation dans le camp français et a engendré beaucoup d'exégèses, dans l'ensemble peu favorables à Areva et à l'EPR.

La sagesse populaire dit qu'il ne sert à rien de pleurer sur le lait renversé. Dans le cas d'espèce, l'enjeu est tel qu'il est nécessaire de chercher à comprendre les raisons de l'échec pour en tirer, aussi vite que possible, des leçons pour l'avenir.

Les analyses divergent assez fortement sur les causes dominantes de la défaite. Les Emiratis sont peu bavards et les lignes qui suivent résultent d'interviews, toujours sous le couvert de l'anonymat de responsables français de haut niveau, de la lecture de la presse internationale, coréenne et émiratie, cette dernière étant, en version anglaise, assez limitée.

L'ENEC avait fixé cinq critères essentiels pour le choix des fournisseurs :

1. La sûreté du produit ;
2. L'aptitude à le fournir dans le délai fixé (2017) ;
3. L'aptitude à opérer comme entrepreneur général ;
4. L'aptitude à développer des compétences locales ;
5. La compétitivité commerciale.

Sur le premier point, l'EPR ne peut certainement pas avoir été en position de faiblesse au regard de l'APR-1400. Au contraire, il est vraisemblable que les Coréens se sont engagés à apporter des améliorations substantielles à sa version actuelle qui ne possède qu'une seule enceinte de confinement et dont la probabilité d'accident avec fusion du cœur est annoncé à 10^{-5} par an, soit dix fois celle de l'EPR.

Selon une déclaration de Byun Jun-yeon, Executive Vice-President de KEPCO, relevée dans la presse émiratie, les réacteurs coréens qui seront construits à Abu Dhabi présenteront un degré de sécurité plus élevé que celui des designs précédents. La capacité de résister à la chute d'avion et le réacteur, dit-il, sera « the most safe and powerful plant in the world ».

Padraic Rily, directeur de la communication de l'ENEC, a confirmé que les réacteurs seraient construits et exploités selon les règles internationales les plus récentes applicables à la sûreté des réacteurs. L'atout qui aurait pu être décisif de la sûreté de l'EPR s'est donc trouvé amoindri par les engagements pris par les Coréens mais qu'il leur faudra évidemment respecter.

Sur le point 2, l'exemple finlandais et, dans une moindre mesure celui de Flamanville, n'ont certainement pas joué en faveur de l'offre française.

Le point 3 est incontestablement celui où la France s'est révélée la plus médiocre. La demande des Emiratis n'a pas été entendue. Les Emirats voulaient un partenaire capable d'assurer la conduite de l'ensemble du chantier et l'exploitation ultérieure pendant 40 ans. A l'évidence, le consortium composé d'Areva, GDF Suez et Total n'avait pas cette capacité. Les EAU semblent avoir souhaité dès le début l'intervention d'EDF mais celle-ci n'était pas très motivée par le projet. En outre, Areva n'était certainement pas mécontente de saisir une opportunité lui permettant de démontrer sa capacité à prendre en charge un projet de cette nature. Aller seul chez un « primoaccédant » était probablement pour Areva un défi enthousiasmant sans qu'elle se soit suffisamment posé la question de savoir si elle en avait la capacité.

Le trio Areva, GDF Suez et Total n'était pas suffisamment soudé. Certains disent qu'il lui est arrivé d'étaler ses dissensions voire de faire preuve d'incompétence, ce qui a été relevé par le consultant américain et le client.

Sur le point 4 relatif à la capacité de développer une expertise locale, il n'y a certainement eu rien à redire à l'offre française.

Le point 5, la compétitivité, a malheureusement constitué un aspect très faible car on sait que l'offre coréenne s'est avérée être beaucoup plus compétitive que l'offre française.

La presse française a évoqué un écart de 40 %, la presse coréenne parle de 20 % mais certains experts français nous ont donné le chiffre de 80 % voire de 100 %. Clairement l'écart était supérieur aux 15 % qu'un constructeur consent usuellement comme premium lorsqu'il s'agit d'une première référence.

Le différentiel de taux de change et de coûts de main-d'œuvre peut expliquer une partie, mais assez faible (10 %) de l'écart. L'EPR offre par ailleurs un supplément de puissance de 17 % qu'il faut prendre en compte mais a contrario les Coréens ont dû vraisemblablement inclure dans leur prix un droit de licence de 5 à 7 % au profit de Westinghouse.

L'ensemble de ces facteurs n'explique donc pas l'écart. Il faudrait connaître la totalité du montage et les limites exactes de fournitures pour véritablement le comprendre. Les Coréens espèrent sans doute tirer parti de l'exploitation ultérieure des réacteurs qui leur sera confiée. Ils ont aussi accepté de participer au tour de table qui assurera le financement du projet.

Ce flou fait penser à certains que le déroulement de l'appel d'offres ne serait pas inattaquable au regard des règles de l'OMC. D'autres estiment que les Coréens ont fait plonger les prix pour arracher l'affaire, ce qui est probablement exact. Mais d'autres estiment que les Coréens ne sont pas au bout de leurs peines, sachant qu'ils devront honorer leurs engagements concernant la mise au point de la conception et en particulier obtenir (vers 2012) la certification américaine alors que le dossier n'y est même pas encore introduit.

Plusieurs hauts responsables français estiment aussi que le contexte politique nous a été finalement défavorable du fait de la présence auprès de l'ENEC de C2HM Hill. Les USA n'auraient pas souhaité voir les Français prendre trop fortement

position dans cette région du Golfe et ils auraient en conséquence soutenu, en sous-main, l'offre coréenne qui associait au demeurant Westinghouse. Cette analyse va jusqu'à considérer que l'aspect « prix » était dans cette affaire finalement du second ordre.

D'autres laissent entendre que les USA, après avoir facilité le choix coréen, restent persuadés que le projet n'ira pas jusqu'au bout, ce qui évitera de créer un pôle nucléaire dans une région sensible du globe.

Nous relatons ces points de vue sans chercher à les corroborer et sans, avoir d'ailleurs, avoir les moyens de le faire. Notre tendance est cependant de penser que l'équipe de consultants a fait son travail et qu'il est de toute façon difficile de biaiser l'analyse et les recommandations d'une équipe de cette taille et de ce niveau. Ne voir que des considérations politiques dans une décision alors que certains faits sont là, risquerait de retarder la prise des décisions de nature à redresser un positionnement aujourd'hui beaucoup moins solide qu'on ne pouvait l'imaginer.

En analysant aussi objectivement que possible les forces et les faiblesses de l'offre française par référence aux critères retenus par l'ENEC, on peut tracer le diagramme de la figure 10.

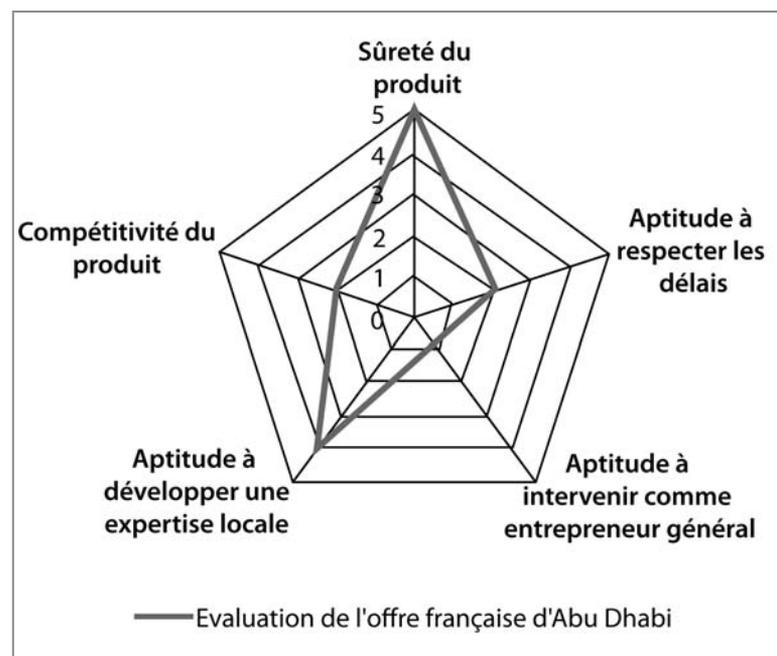


Figure 10 : Evaluation de l'offre française faite à Abu Dhabi (selon l'auteur).

Conclusions et recommandations

Prendre en compte l'évolution fondamentale du marché

Le monde nucléaire civil est en train d'évoluer à une vitesse que peu avaient prévu au regard de la profondeur de l'hibernation dans laquelle était tombée l'énergie nucléaire à la suite des accidents de Three Miles Islands et de Tchernobyl. La crise économique ralentit dans certains pays cette relance mais elle est déjà entrée dans les faits et va aller en s'accroissant tout en rendant possible et souhaitable l'utilisation des énergies alternatives intermittentes, les unes et les autres étant indispensables à la réduction des émissions de CO₂.

La croissance du nucléaire se fera essentiellement en Asie et si 385 réacteurs environ sont construits d'ici à 2020, les deux tiers le seront en Chine, en Inde, au Japon, au Pakistan, en Indonésie, en Malaisie, etc. L'Europe et les USA auront de nouveaux besoins mais, alors qu'ils représentent aujourd'hui 62 % de la puissance installée dans le monde, leur part tombera aux environs de 40 % en 2020.

La France, qui est aujourd'hui le numéro 2 du nucléaire mondial, continuera à être un acteur important mais sera rapidement distancée, en termes de parc installé par les pays émergents. Si elle parvient à construire une ou peut-être deux centrales d'ici à 2030, il s'en construira chaque année une vingtaine dans le monde. La force d'impact du modèle français va continuer à s'affaiblir et l'effet de série dont la France a bénéficié grâce au programme nucléaire des années 70-80 risque d'aller en déclinant faute d'un grand projet industriel.

Les clients vont devenir plus nombreux et auront des exigences plus diversifiées, en fonction de leur expérience, de leurs moyens et de leur statut sur la scène internationale. Vouloir faire une dichotomie, en distinguant d'une part les « primo-accédants » aux capacités a priori limitées, d'autre part les pays ayant déjà accès au nucléaire civil, est trop simpliste. La Chine et l'Inde en sont des exemples typiques. L'approche de ces marchés doit être très personnalisée et ne peut être assimilée ni à celle des marchés anglais ou américains ni à celle de pays comme l'Égypte ou la Malaisie.

On aura donc affaire à des situations très diverses, techniquement, politiquement et commercialement. Il faut se préparer à faire preuve de beaucoup de flexibilité, en abandonnant l'idée d'un modèle standard, aussi bien sur le plan des produits que sur celui des organisations. La France n'a plus au demeurant les moyens d'imposer son propre modèle, pour autant qu'elle en ait encore un ; elle doit être à l'écoute de ses clients potentiels et s'adapter en fonction de leurs besoins, tant en ce qui concerne les solutions que les montages proposés.

Redevenir une référence

La France ne doit pas baisser les bras face à un monde plus difficile. Elle continue à disposer d'atouts exceptionnels et,

même si l'arrêt du lancement de nouvelles tranches pendant plus d'une décennie a affaibli son potentiel, il est possible de reconstituer rapidement des équipes, comme Areva, EDF, GDF Suez et le CEA s'y emploient activement, au travers notamment de la création de l'Institut International de l'Energie Nucléaire qui ne pourra cependant atteindre ses objectifs que s'il est doté de moyens suffisants.

Mais un point clé est la crédibilité : un parc nucléaire offrant de façon récurrente une disponibilité de 75 % de sa capacité n'est pas une vitrine. Outre la perte de revenus que cela occasionne, le signal envoyé au niveau international est préjudiciable à l'image de la France.

Mettre en place une organisation appropriée

Pour faire face à des situations commercialement et politiquement complexes, il faut tout d'abord se mettre en état de bien comprendre le besoin du client et assurer un accompagnement politique de très haut niveau, comme l'évidence s'en est imposée, mais trop tard, à Abu Dhabi.

Il y a dans tout projet nucléaire une composante politique importante qui justifie que soit sollicité chaque fois que nécessaire, et sans attendre qu'il soit trop tard, le Conseil de politique nucléaire, présidé par le président de la République et ayant remplacé, par le décret du 21 avril 2008, le Conseil de politique nucléaire extérieure mis en place en 1976. Ce Conseil devrait s'impliquer davantage dans l'analyse des situations qui vont se présenter, a priori très diversifiées, compte tenu du nombre croissant de nations qui ambitionnent de recourir à l'énergie nucléaire, et fixer des orientations si le montage des projets le nécessite.

Il faut, en appui, disposer d'une équipe de conseil international à la hauteur de nos ambitions et bien mieux arrimée aux constructeurs et aux électriciens que ne l'est l'AFNI actuellement. Les missions, la structure, l'organisation et les moyens de cette agence devraient être revus en ce sens.

Le montage des projets industriels peut, dans certains cas, nécessiter l'intervention d'un architecte industriel, c'est-à-dire d'un acteur qui va bien au-delà d'une mission de conseil, qui assiste le client dans le dimensionnement de son projet et dans ses options techniques, le choix de la filière notamment, qui définit les lots et les limites de fourniture, qui recherche les fournisseurs potentiels et les met en concurrence et qui, une fois les choix faits par le client, surveille les prix de détail, supervise le chantier et les essais de réception de chacun des lots. Ce métier nécessite une très grande connaissance de la technologie nucléaire ainsi que des fournisseurs et équipements existant dans le monde.

Le métier d'architecte industriel a été assuré avec succès par Electricité de France pour son compte propre et pour le compte de tiers dans les années 70 à 90. Aujourd'hui, plusieurs acteurs revendiquent le rôle : EDF, Areva, GDF Suez. EDF voudrait que le statut de champion du nucléaire français lui soit à nouveau reconnu. Il en a la capacité. Mais

dès lors qu'a été mis en selle un autre grand opérateur français, ayant lui-même, sa propre expérience du nucléaire même si elle est plus ancienne, peut-on envisager qu'EDF soit le conseil ou le fournisseur de son concurrent, en France ou à l'étranger ? Probablement pas en direct ni en exclusivité du moins. Areva, de son côté, a fort à faire dans son champ d'activité de constructeur de l'îlot nucléaire et de fournisseur de la chaîne du combustible et n'a pas apporté en Finlande la preuve de sa capacité à assumer de façon satisfaisante le rôle d'architecte industriel

On peut imaginer de restructurer l'actionnariat de la Sofinel et de lui confier des responsabilités plus larges de maître d'œuvre. La Sofinel, (Société Française d'Ingénierie Electro-nucléaire et d'Assistance pour l'Exportation), a été créée en 1978 entre EDF (55 %) et Framatome (45 %). Mais la Sofinel, qui intervient notamment sur le projet de Flamanville 3, n'a pas le statut d'architecte ensemblier de niveau 1 (responsabilité exercée à Flamanville par le CNEN, rattaché à la Direction Production Ingénierie d'EDF). C'est un prestataire de niveau 2 qui est davantage une société de moyens qu'un maître d'œuvre général. Peut-être est-ce le résultat d'un plan de charge devenu insuffisant aux niveaux des acteurs principaux qui les a conduits à s'emparer du rôle qui devait être celui de leur sous-traitant. Peut-être est-ce aussi le résultat d'un certain climat de méfiance réciproque entre ces acteurs.

On peut également réfléchir à la constitution d'une structure nouvelle, associant les grands acteurs français, mais s'appuyant sur une base d'ingénierie solide davantage reconnue que la Sofinel au niveau mondial, telle que celle de Technip ou de Schlumberger.

On peut aussi convenir de régler les problèmes au coup par coup, en constituant un consortium rassemblant toutes les capacités requises, avec un leadership fonction des circonstances. Un tel consortium n'a pas bien fonctionné à Abu Dhabi car les compétences nécessaires n'étaient pas rassemblées. Une telle solution a le mérite du pragmatisme et de la flexibilité. Dans la mesure où une solide équipe de conseil international serait constituée et où l'actionnariat et le rôle de la Sofinel seraient revisités, elle est envisageable car elle évite de théoriser sur la façon d'apporter des solutions à des problèmes dont les données ne sont pas connues. Mais elle nécessite une bonne entente entre les partenaires qui ne peuvent pas, dans tous les cas, revendiquer chacun le leadership.

L'intervention d'un architecte industriel ne sera de toute façon pas nécessaire dans tous les cas. Lorsque le client possède ses compétences propres, il convient de se présenter en fournisseur et/ou en intégrateur de lots ou bien encore en exploitant. Il faut garder la flexibilité nécessaire et ce pourrait donc être le rôle du Conseil de politique nucléaire que de décider dans les cas importants de la meilleure approche à adopter.

Une convention de bonne conduite pourrait être imaginée si elle était soutenue au plus haut niveau de l'Etat et si elle suscitait l'adhésion et non pas la méfiance des parties prenantes. Faut-il une nouvelle fois rappeler que le succès du programme nucléaire, dans les années 1970-80, a été largement dû à des

hommes qui ont accepté, dans l'intérêt de la France, d'œuvrer de concert à la réalisation d'un projet commun ?

Elargir la gamme des produits

La diversité des marchés fait qu'il serait illusoire de vouloir les couvrir par une gamme unique, surtout quand celle-ci couvre de préférence le haut de gamme. On a vu qu'il était nécessaire d'attendre les retours d'expérience des réalisations en cours de l'EPR avant d'engager une révision de sa conception. Cependant, il faut exiger des partenaires industriels français une mise en commun de tous les enseignements tirés des premières réalisations.

Si cette condition est remplie, on peut en parallèle à la promotion du produit actuel, et compte tenu des délais d'aboutissement de toute modification, commencer à rechercher les voies acceptables du point de vue de la sûreté permettant de rendre l'EPR plus compétitif.

L'initiative et le pilotage économique de cette recherche de perfectionnements doit revenir aux grands électriciens français mais aussi, si possible, européens (E.ON, RWE, Enel) en cherchant à les intéresser à l'avenir de l'EPR plutôt que de les laisser s'orienter vers des coopérations avec des fournisseurs concurrents.

Le projet ATMEA mérite également attention. Son développement doit pour l'instant être poursuivi, dans l'optique de construire un pilote en France, afin de ne pas se retrouver dans la situation du projet finlandais. Toutefois, ce programme n'aura d'intérêt que s'il permet un gain de compétitivité appréciable par rapport à l'EPR, sans en altérer le niveau de sécurité. Il est donc nécessaire que l'Autorité de sûreté nucléaire y soit associée dès que possible avec en tête ces deux impératifs. Si le projet ATMEA n'apportait pas d'avantages compétitifs substantiels dans la gamme des 1000 MW, alors EDF aussi bien que GDF Suez ou Total ne devraient pas hésiter à se tourner vers l'AP1000 de Westinghouse comme on le fit dans les années 1970 pour lancer le grand programme nucléaire français.

Financer les développements

A l'évidence, il va se poser pour Areva un problème de moyens financiers. La cession d'Areva T&D ne suffira sans doute pas à la doter de fonds propres suffisants. La fenêtre d'une privatisation partielle n'a pas été saisie, comme elle aurait pu l'être, en 2006. Il n'est pas sûr qu'elle s'ouvre à nouveau dans de bonnes conditions dans le court terme. Il faut donc rechercher d'autres solutions. Des négociations sont en cours avec le Qatar, comme l'a annoncé en mars 2010 le Premier ministre qatari Cheikh Hamad Bin Jassim Bin Jabr al-Thani. Mais d'autres partenaires (MHI ou le fonds souverain du Koweït) sont aussi envisageables.

On pourrait aussi s'interroger sur l'intérêt pour la France de laisser à Areva sa compétence minière axée sur l'uranium.

La compétence première d'Areva réside dans la maîtrise de l'îlot nucléaire et dans les services d'enrichissement et de retraitement, alors que l'évolution des technologies dans le domaine de l'énergie entraîne l'apparition de besoins en matières premières nouvelles : lithium pour les batteries, néodyme pour les aimants des moteurs électriques, lanthane pour les catalyseurs, indium pour le photovoltaïque, etc. Cela justifie que l'on réfléchisse à la constitution d'un grand groupe minier français dont Eramet, spécialisé actuellement dans le nickel et le manganèse mais dont Areva possède 26 %, pourrait constituer le fondement. La question de la restructuration du capital d'Eramet¹¹ doit être réglée avant que la Chine ne prenne des positions trop dominantes dans ces domaines. Le fonds d'investissement stratégique pourrait y contribuer et, indirectement, faire bénéficier Areva de moyens additionnels lui permettant de se recentrer sur son cœur de métier.

Figure 11 : Inspection du circuit primaire de la centrale de Fessenheim lors de la 3^{ème} visite décennale, décembre 2009 – Document ASN



Développer de nouveaux partenariats

Areva ne peut exister sans disposer de ses produits propres. L'adaptation de l'EPR et le développement de l'ATMEA sont des nécessités. Cependant, chaque client potentiel aura ses exigences propres ou celles de ses autorités de sûreté. En outre, il faut rappeler qu'un certain nombre de grands pays jouissent, sur le plan économique et politique, d'une influence certaine sur certains clients potentiels.

Il est donc de l'intérêt de la France de développer des formes de coopération appropriées avec les pays qui, dans les prochaines années, deviendront des acteurs majeurs du nucléaire.

On pense en premier lieu aux pays européens. La coopération avec l'Italie est essentielle. La coopération avec Siemens s'est refermée mais la coopération avec les grands électriciens allemands reste possible.

Hors OCDE, au moins quatre pays peuvent être évoqués :

– La Chine, avec laquelle la problématique de la coopération doit être remise à plat. La France n'y occupe qu'une position d'outsider, avec deux réacteurs EPR en construction, alors que la Chine affiche à présent un programme nucléaire très ambitieux et construira probablement au moins cent réacteurs dans les vingt années qui viennent.

Le transfert de technologie opéré sur la deuxième génération n'a pas été très profitable aux intérêts français et la Chine est devenue plus un concurrent qu'un partenaire. Faut-il pour autant se résoudre à ce qu'il en soit ainsi pour la troisième génération ? Doit-on délaisser le marché chinois ou peut-on envisager des formes de coopération capitalisant sur l'aptitude de la France à assurer une fourniture complète intégrant le cycle du combustible et organiser un transfert de technologie qui soit profitable aux deux parties ? La position de force de la France est sans doute actuellement plutôt du côté de l'enrichissement que de celui des centrales. On peut aussi envisager des coopérations entre électriciens, de la même façon que China Southern et bientôt d'autres compagnies chinoises font aujourd'hui partie, aux côtés d'Air France-KLM, de Skyteam.

– L'Inde, très grand marché potentiel qui s'ouvre à présent dès lors que l'hypothèque de la non-signature du traité de non-prolifération semble levée. Les jeux y sont encore ouverts. Tous les grands fournisseurs s'y retrouvent sur la ligne de départ et l'Inde n'a pas encore, semble-t-il, fait ses choix. Le transfert de technologie en sera à coup sûr un facteur majeur de décision ainsi que, si elle est possible sur le plan politique, la coopération sur la génération IV.

Il faudra également être très précautionneux dans le maniement d'une éventuelle taxe carbone aux frontières. L'Inde y est farouchement hostile et la France est perçue comme le leader de cette initiative contestée. Il faudrait obtenir que, dans l'appréciation de l'effort que feront les pays tiers pour réduire leurs émissions, le développement de l'énergie nucléaire à des fins civiles soit mis à leur crédit, pour autant qu'il se fasse avec toutes les garanties de sûreté souhaitables, c'est-à-dire

en particulier en ne retenant que les projets de génération III ou équivalent. Une annonce politique en ce sens serait la bienvenue.

Le sentiment antifrançais, qui était déjà perceptible en Inde face aux réactions suscitées en France par le rachat d'Arcelor par Mittal, peut aller en s'amplifiant. Il faut y prendre garde.

– La Russie, grand pays nucléaire, qui s'est relevé du désastre de Tchernobyl et a adopté les règles européennes des European Utilities Requirements. La coopération devrait inclure à la fois le domaine des centrales et celui du cycle du combustible. Une coopération dans le domaine des centrales serait certainement bénéfique pour aborder de concert l'immense marché indien. Mais il faudrait veiller en parallèle à ce que l'excédent russe d'uranium enrichi, qui sera susceptible de venir sur le marché du fait notamment des accords en négociation sur le désarmement, ne déséquilibre pas notre propre industrie de l'enrichissement. Les contours d'un accord ne sont pas faciles à dessiner car l'un et l'autre pays ont leur modèle de réacteur de 3^{ème} génération. Mais l'implication directe dans la négociation d'EDF peut ouvrir des espaces de négociation plus larges, entre producteurs d'électricité et entre acheteurs de gaz.

Rappelons aussi que le climat peut également faire partie d'un accord de coopération afin de ne pas laisser les deux grands émetteurs du « G2 » en face à face, comme ce fut le cas à Copenhague. Il serait bon de se fixer comme objectif la prochaine réunion du G20 présidée par la France, si le sujet, comme on peut l'imaginer, doit être inscrit à l'ordre du jour.

– Le Brésil, qui se lance dans le développement de son nucléaire, où Areva est bien placée, et qui entretient politiquement de bons rapports avec la France. Mais Eletronuclear entend rester maître de ses choix et envisage pour ses réacteurs futurs aussi bien l'AP1000 que l'ATMEA ou les réacteurs VVER russes.

Dans le domaine des petits réacteurs (10 à 100 MW), domaine dans lequel certains pays sont actifs depuis plusieurs années (USA, Russie, Japon, Argentine, Corée, Afrique du Sud), la coopération éventuelle avec Terrapower de Bill Gates¹² doit être considérée, sauf à prendre le risque de le voir nouer une alliance exclusive avec Westinghouse-Toshiba. Ces petits réacteurs rapides, s'appuyant sur des idées développées au Lawrence Livermore National Laboratory, pourraient se révéler comme une voie au moins aussi intéressante que les grands RNR dont les projets sont dans les cartons de plusieurs pays.

Conforter et associer l'Autorité de sûreté nucléaire

La France a la chance de disposer d'une Autorité de sûreté nucléaire dont le professionnalisme est reconnu dans le monde entier. Cette organisation doit être préservée, en

veillant notamment à ce que, au hasard des restructurations gouvernementales, ne se reconstituent pas dans certains ministères des contre-pouvoirs nuisibles à son efficacité.

Si le leadership de l'Autorité de sûreté doit être conforté, et bien que ceci ne ressortisse pas directement de sa mission telle qu'elle est décrite dans les textes, cette Autorité doit se considérer comme l'une des parties prenantes au redressement de la position de la France sur la scène internationale du nucléaire civil. Certains ont cherché à lui faire porter une part de responsabilités dans l'échec d'Abu Dhabi, du fait d'une insuffisante implication voire de prises de position pouvant susciter des doutes sur le niveau de sûreté du système de contrôle-commande de l'EPR. Ces malentendus doivent être levés et l'Autorité de sûreté, sans qu'à aucun moment elle n'apparaisse comme un acteur commercial, peut jouer un rôle essentiel.

Elle doit être étroitement associée par le gouvernement à la définition de la stratégie internationale ; cependant elle doit, de son côté, développer des rapports étroits avec toutes les autorités de sûreté des autres Etats nucléaires civils ou aspirant à le devenir.

Elle doit être saisie plus en amont qu'actuellement des projets de nouveaux réacteurs tels qu'ATMEA, KERENA, le RNR Astrid afin d'éviter que l'on ne parle prématurément de projets insuffisamment validés. Elle doit jouer un rôle moteur, dans la limite de ses prérogatives, dans l'évolution prévisible de la conception de l'EPR, en étant associée à l'indispensable mise en commun des retours d'expérience sur les premières réalisations.

L'Autorité de sûreté suit déjà cette voie mais elle doit être soutenue au plus haut niveau politique pour voir son influence s'étendre encore davantage au niveau international sans que, toutefois, le pouvoir politique vienne directement interférer avec le travail de rapprochement qu'elle mène de façon « bottom up » depuis des années avec ses principaux partenaires. Au niveau européen, on rappellera que le WENRA (Western European Nuclear Regulators' Association) est une sorte de club des responsables de 17 autorités de sûreté européennes constitué en 1999 à l'initiative de l'ASN française. L'harmonisation des règles de sûreté en Europe est un enjeu économique important. Le WENRA y contribue au travers notamment de ses « Safety Reference levels » qui sont en passe de faire consensus en Europe et auxquels les Russes, voire les Américains, pourraient accepter de se rallier. Il est réconfortant que son président actuel, Jukka Laaksonen, également président de l'Autorité de sûreté finlandaise, ait récemment déclaré que, au regard des positions communes adoptées sur les standards européens de référence, seul l'EPR pouvait être considéré comme conforme aujourd'hui.

Une autre initiative dans laquelle la France joue un rôle moteur est celle de la Multinational Design Evaluation Programme (MDEP) visant à se partager entre partenaires la charge des travaux de certification.

Sans imaginer qu'une réglementation supranationale puisse jamais être acceptée, il est nécessaire de rechercher une harmonisation aussi poussée que possible des règles de sûreté. Il n'est de l'intérêt de personne que des reprises de conception,

plus ou moins justifiées, soient exigées à l'occasion de chacun des projets. Il est nécessaire également que le jeu soit aussi clair que possible sur la scène internationale et que la sûreté des réacteurs puisse être évaluée de façon transparente et cohérente. Le cas d'Abu Dhabi a créé une situation dans laquelle le niveau de sûreté du réacteur retenu est considéré par le client comme satisfaisant au regard de ses exigences, conforme selon lui aux standards internationaux, mais sans qu'il soit possible de le situer de façon précise par rapport à celui des produits qui étaient en concurrence avec lui, l'EPR en particulier.

Plus préoccupante est la quasi-certitude de voir la Chine, aussi bien que la Corée, promouvoir dans les dix ou quinze ans qui viennent des réacteurs de 2^{ème} génération qui, du fait de leur coût inférieur, trouveront plus facilement preneurs sur leurs marchés domestiques et dans les pays aux moyens limités ou dans ceux qui n'attachent pas aux questions de sûreté la même importance que les nations occidentales. On peut, par exemple, concevoir que le risque de chute d'avion, qui a été un facteur de discussion important dans le cas d'Abu Dhabi, ne revête pas la même importance dans d'autres pays.

Il est clair que l'on va aujourd'hui vers un nucléaire à deux vitesses mais cette évolution est inacceptable.

L'intérêt de la France et du nucléaire en général n'est pas de faire de la surenchère sur la sûreté et d'appliquer à l'industrie nucléaire l'enveloppe des réglementations les plus exigeantes. Inversement, il n'est pas non plus acceptable de tolérer un retour en arrière sur les questions de sûreté, fût-ce au profit de nations pour lesquelles le nucléaire est indispensable à leur développement mais à la limite de leurs moyens financiers. Le président de la République a suggéré la création d'une agence internationale de cotation de la sûreté des réacteurs. Ce pourrait être le rôle de l'AIEA mais ce sera difficile. Des négociations bilatérales en parallèle aux négociations sur le climat seront sans doute plus efficaces. La Chine, dont l'urbanisation va croissante, peut comprendre que son intérêt vis-à-vis de ses propres populations est de privilégier un nucléaire de haute sécurité. D'une façon générale, le nucléaire ne sera pleinement réhabilité comme moyen de parvenir à des économies décarbonées que s'il lève définitivement et partout dans le monde l'hypothèque de la sûreté.

En mars 2009, une enquête réalisée par Accenture 13 auprès de 10 000 personnes situées dans 20 pays différents, a montré que 69 % des personnes interrogées étaient partisans d'un renforcement ou d'une adoption du nucléaire par leur pays, sans réserve pour 29 % et pour 40 % à la condition qu'il soit correctement répondu à leurs préoccupations quant à la sûreté.

Si l'opinion bascule progressivement en faveur de l'énergie nucléaire, puisque 29 % se disent plus favorables au lancement ou au renforcement d'un programme nucléaire que trois ans auparavant (contre 19 % pensant l'inverse), la préoccupation de sécurité reste forte. Par ailleurs, si 43 % voient dans l'énergie nucléaire un moyen de déduire

des émissions de CO₂, une très large majorité d'entre eux souhaitent un panachage du nucléaire et des énergies renouvelables.

C'est la thèse que soutient *Passages* depuis des années et c'est dans cette perspective que doit être compris le présent dossier, établi avec le souci qu'un renouveau bien contrôlé du nucléaire puisse profiter pleinement à l'économie nationale.

Jean-Pierre Hauet

1. Le présent dossier est axé sur la question essentielle de la construction et de la fourniture de nouvelles centrales nucléaires. L'auteur ne méconnaît pas pour autant la complexité de la filière du nucléaire et l'importance qui s'attache aux autres aspects, en amont avec l'enrichissement du combustible ou en aval avec les questions de retraitement et de stockage des déchets. Ces aspects ne sont pas abordés de façon synthétique mais sont évoqués lorsqu'ils apparaissent comme intimement liés aux prises de décision sur les questions relatives aux réacteurs.

2. Source : AIEA – mars 2010.

3. La filière russe WWER est identique dans son principe à la filière PWR. La filière RBMK, mise en œuvre à Tchernobyl et à Ignalina, appartenait à la famille des réacteurs à eau bouillante.

4. La filière à neutrons rapides devrait permettre d'utiliser l'ensemble de l'uranium 238 ainsi qu'une part déterminante des éléments radioactifs à vie longue qui composent les déchets. Les seuls stocks français d'uranium issus des opérations d'enrichissement et de retraitement seraient a priori suffisants pour assurer une production nucléaire au niveau actuel pendant plusieurs milliers d'années.

5. Nous préférons parler de renouveau que de renaissance, car le marché du nucléaire s'est ralenti mais ne s'est jamais arrêté, dans les pays émergents notamment (Chine et Corée du Sud) qui arrivent aujourd'hui au premier plan.

6. A cela s'ajoutent des préoccupations croissantes pour la protection de l'environnement : questions d'atteinte aux paysages, de bruit, de nuisances pour les oiseaux en ce qui concerne les éoliennes, questions de toxicité de certains métaux (cadmium) et de pollution par les traitements de surface pour le photovoltaïque, dont les panneaux sont de plus en plus souvent fabriqués en Chine dans des conditions incertaines.

7. Voir par exemple l'article de Philippe Boulin, ancien PD.-G. de Creusot-Loire et de Framatome dans la Revue des ingénieurs de mars-avril 2008.

8. On rappelle que les chiffres de disponibilité donnés dans cet article sont ceux de l'AIEA.

9. Projet qui semble cependant mis en sommeil depuis les élections de 2009.

10. Le projet jordanien serait, compte tenu de la faiblesse des ressources en eau dans ce pays, couplé au grand projet « mer Rouge- mer Morte » qui produirait l'électricité permettant le dessalement de l'eau de mer nécessaire au refroidissement de plusieurs réacteurs nucléaires. Certains s'interrogent sur la faisabilité technique, économique et politique de ce projet.

11. Les actionnaires en sont essentiellement la famille Duval (37 %), Romain Zaleski (12,8 %) et Areva (26 %).

12. Ce n'est pas la première fois que Bill Gates s'intéresse aux problèmes de réduction des émissions de CO₂. En 2007, le Bill and Melinda Gates Foundation Trust a investi 100 M€ dans Peony Capital, un fonds carbone de 400 M€ incorporé au Grand Cayman et investissant principalement dans des projets de développement propre en Chine. La prise en compte des petits réacteurs nucléaires scellés dans les projets de développement propre issus du protocole de Kyoto donnerait une logique d'ensemble à la démarche.

13. Source : www.accenture.com – Paris, 17 mars.

