

Nucléaire français : l'impasse industrielle

**Le poids du pari industriel nucléaire de la France
à l'heure de la transition énergétique**

23 juin 2015

Yves Marignac, Manon Besnard

Rapport commandé par Greenpeace France

La situation de crise profonde dans laquelle est plongée la filière nucléaire française ne constitue pas, même si sa soudaineté et son ampleur peuvent surprendre même les observateurs les plus critiques, une véritable nouveauté. Elle représente en effet l'aboutissement d'une stratégie engagée à la fin des années quatre-vingt-dix dont les fondamentaux apparaissent depuis longtemps erronés. Le projet consistait à mener une politique agressive d'expansion à l'export pour compenser des difficultés prévisibles au niveau national. Les erreurs de jugement sur la dynamique du nucléaire à l'international, sur son bénéfice pour le pays et sur les solutions techniques mises en avant par l'industrie française ont transformé la croissance espérée en pertes massives. Confrontées sur le plan domestique à des marchés en baisse et à des dépenses croissantes, EDF et Areva ne peuvent durablement rester dans cette spirale. L'État, dont la responsabilité est engagée dans cette faillite stratégique, doit aujourd'hui pleinement jouer son rôle. La réorganisation industrielle qu'il a engagée est nécessaire, mais elle ne suffira pas à sauver la filière. Les ressorts profonds de la crise ne permettront pas de rendre demain les mêmes priorités profitables, et seule une véritable réorientation peut éviter un désastre plus important encore pour l'économie française.

L'industrie nucléaire française vit incontestablement en 2015 une crise majeure, marquée par l'annonce des résultats catastrophiques d'Areva, son champion dont le modèle intégré (réacteurs, services, combustible...) créé il y a quinze ans devait au contraire permettre de conquérir le monde. Avec quatre années de perte, dont un record de 4,8 Md€ en 2014 et une dette de 5,8 Md€ pour un chiffre d'affaires de 8,3 Md€, le groupe est en situation de faillite et ne peut échapper à un redécoupage profond de ses activités.

Malgré des résultats moins alarmants, le groupe EDF, dont les 58 réacteurs nucléaires exploités en France fournissent plus de 75 % de l'électricité du pays, se trouve dans une situation difficile lui aussi. Fort d'un chiffre d'affaires de 72,9 Md€, l'électricien a dégagé en 2014 un bénéfice net de 3,7 Md€. Mais il doit faire face à un endettement de plus en plus inquiétant, qui atteint 34,2 Md€, et à un flux de trésorerie massivement négatif depuis plusieurs années, d'où une incapacité récurrente à couvrir des besoins d'investissements pourtant croissants.

L'avenir de la filière nucléaire nationale, loin du symbole de la réussite industrielle française, est aujourd'hui en question. À l'heure de la transition énergétique, qui voit la France se donner l'objectif de réduire à 50 % la part du nucléaire dans sa production d'électricité d'ici à 2025, cet avenir ne saurait reproduire le passé. Dans ce contexte, il est d'autant plus nécessaire de remonter aux causes profondes des difficultés actuelles de la filière pour analyser lucidement ses véritables perspectives.

La crise ne relève en effet pas seulement d'un problème d'organisation industrielle ou d'une baisse conjoncturelle après la catastrophe de Fukushima-Daiichi. Des explications plus structurelles sont à trouver dans les fondamentaux de la stratégie mise en œuvre depuis plus d'une décennie. Les solutions mises en place ne pourront faire l'impasse sur la remise en cause de ces fondamentaux.

● L'illusion de la « renaissance » nucléaire

Cette stratégie repose d'abord sur l'idée qu'un marché dynamique et porteur s'offre au nucléaire français en Europe et dans le monde. La dimension exportatrice a de longue date constitué une part importante de la justification d'un programme historiquement associé à la reconquête par le pays de sa grandeur internationale.

Depuis la fin des années quatre-vingt-dix, l'industrie nucléaire française entretient ainsi l'idée que l'énergie nucléaire est la seule susceptible de répondre à des besoins énergétiques mondiaux en forte croissance en produisant massivement de l'énergie non carbonée. Elle a théorisé la reprise des

commandes de réacteurs du début des années deux-mille comme une formidable « renaissance » du nucléaire, revendiquant d'en occuper le premier plan.

Encouragée par le caractère massif, et donc plus visible, des projets nucléaires par rapport au développement beaucoup plus diffus des énergies renouvelables, elle impose l'idée que ces dernières sont condamnées à un rôle d'appoint. Cette vision est de plus en plus éloignée de la réalité.

Après avoir atteint un pic de 17,6 % de la production mondiale d'électricité au milieu des années quatre-vingt-dix, le nucléaire a vu sa part décroître à 10,8 % en 2014. Entre 2000 et 2014, la capacité nucléaire en service n'a augmenté que de 7,5 %, soit environ 7 fois moins vite que l'ensemble de la capacité de production électrique mondiale (si l'on déduit les 48 réacteurs arrêtés durablement au Japon, la capacité nucléaire a même diminué de 6 % sur cette période).

Ce déclin du nucléaire est appelé à s'accélérer dans la mesure où les nouvelles constructions de réacteurs, entre 65 et 70 selon les décomptes, ne sont actuellement pas assez nombreuses pour compenser les fermetures d'un parc mondial vieillissant (439 unités exploitées depuis plus de 29 ans en moyenne). Les investissements dans la production nucléaire ne représentent en moyenne, depuis 2010, que moins de 10 Md\$ par an dans le monde.

En comparaison, les énergies renouvelables connaissent une dynamique très forte. Elles représentent sur la même période (2000-2014) des investissements supérieurs à 150 Md\$ en moyenne, et leur part dans la production mondiale d'électricité, en croissance continue, atteignait 22,8 % en 2014.

● **La singularité nucléaire nationale**

La France a maintenu jusqu'ici, malgré ce contexte, la singularité de son « mix » électrique. Parmi les 31 pays exploitant du nucléaire, elle est le seul où cette énergie dépasse significativement 50 % de la production d'électricité. Les énergies renouvelables n'ont contribué en 2014 qu'à hauteur de 17,7 % à la consommation d'électricité, et la France est en retard par rapport à son engagement européen d'atteindre 27 % en 2020.

Alors que la France a engagé en 2005 la construction d'un nouveau réacteur nucléaire, l'EPR de Flamanville-3, le rythme auquel elle déploie de nouvelles capacités renouvelables apparaît très lent en regard de son potentiel. Avec 8 GW d'éolien et 5 GW de photovoltaïque installés entre 2000 et 2013, la France développe ces énergies 2,5 fois moins vite que la moyenne européenne, et respectivement 3,3 et 7 fois moins vite que l'Allemagne, qui dispose pourtant d'un potentiel moindre vis-à-vis de ces deux énergies.

En matière d'investissements, la France porte aujourd'hui à peu près le même niveau d'effort sur le nucléaire et sur les renouvelables. Si cela apparaît sur la scène domestique comme un important rééquilibrage, cela reste toutefois très loin de la priorité très forte accordée aux renouvelables sur le nucléaire dans les investissements en Europe et dans le monde : la politique énergétique hésite entre fidélité à son modèle historique et basculement sur les filières d'avenir.

● **L'échec de l'industrie nucléaire française à l'international**

L'idée sous-jacente à ces choix reste, au fil du temps, que la priorité que la France accorde sur le plan énergétique à son industrie nucléaire soutient les capacités à l'exportation de cette dernière, et que ces exportations sont amplement bénéfiques pour l'économie française. Les performances de la France dans ce domaine sont pourtant très mitigées.

Les positions occupées par la France dans le secteur des mines, de l'enrichissement et de la conversion sont au final relativement comparables à la part d'un peu moins de 20 % qu'occupe le parc nucléaire français dans le parc nucléaire mondial. Il en va de même dans les secteurs de la maintenance et des services aux réacteurs d'une part, et des activités de démantèlement et de gestion des déchets d'autre part. Sur ces différents segments d'activité, les parts de marché détenues par les différents acteurs évoluent relativement peu.

Deux secteurs se singularisent. Le premier et le plus important est celui de la construction de nouveaux réacteurs. L'industrie française affiche de grandes ambitions en la matière, proposant à la fois la construction « clés en mains » de réacteurs par Areva et l'exportation du modèle constructeur-opérateur proposé par EDF. Pourtant, seules trois unités du réacteur EPR proposé par la France sont en

construction dans le monde, en Finlande et en Chine. Aucune autre commande ne leur a été passée depuis 8 ans. Au total, en comptant les 11 réacteurs exportés avant cela, la France n'a fourni que 2 % des réacteurs construits ou en construction hors de son territoire.

Le second est celui du retraitement du combustible usé et de la réutilisation du plutonium qui en est issu sous forme de combustible MOX (mixed oxides). La France, qui a fait de cette option sa solution de référence, propose ce service aux électriciens étrangers. Mais sur 31 pays exploitant le nucléaire, 25 n'ont jamais recouru ou ont renoncé au retraitement. L'usine de La Hague a pratiquement perdu ces dix dernières années l'intégralité de ses clients étrangers, à l'exception de l'exploitant néerlandais, qui possède un seul réacteur : elle ne sert ainsi que 0,2 % de la capacité nucléaire installée à l'étranger. Areva détient près de 90 % de ce marché mondial, mais celui-ci se résume actuellement à EDF.

● **Un bilan questionnable pour l'économie française**

Il est difficile d'établir un bilan comparé complet des avantages et inconvénients associés à la priorité industrielle accordée par la France au nucléaire. On peut néanmoins s'interroger sur le bénéfice réel de ce choix pour le pays en soulignant quelques aspects essentiels.

Le premier point est que, parallèlement au soutien politique apporté au nucléaire domestique et à l'exportation, la France délaisse son industrie des renouvelables. Elle se situe donc très loin dans la compétition internationale dans ce domaine, particulièrement dans les deux filières qui connaissent actuellement un développement massif, l'éolien et le photovoltaïque.

Elle néglige ainsi un potentiel important : l'industrie des énergies renouvelables allemande a réalisé par exemple plus de 13 Md€ par an de chiffre d'affaires à l'exportation dans ces deux filières en 2012-2013. En comparaison, l'industrie française a réalisé en 2012 un chiffre d'affaires de 5,8 Md€ à l'exportation dans les biens et services nucléaires, auxquels on peut ajouter 2 Md€ par an environ de solde des exportations d'électricité d'EDF de la France vers ses voisins européens.

Il faut cependant considérer que l'essentiel des 1,5 Md€ environ de valeur ajoutée créée par l'activité de l'industrie nucléaire française à l'étranger repose sur des usines et des services implantés dans les pays concernés, et reste donc à l'étranger. Ces activités se soldent aussi souvent par un lourd passif : les acquisitions de Constellation Energy aux États-Unis par EDF et d'Uramin par Areva leur ont respectivement coûté des pertes d'au moins 2,7 Md€ et 1,5 Md€, tandis que les surcoûts et retards du chantier de l'EPR finlandais pèsent au moins pour 3 Md€ de plus dans les pertes d'Areva. À elles seules, ces trois affaires représentent plus de 0,5 Md€ de pertes par an en moyenne sur les dix dernières années.

À l'inverse, le fonctionnement du nucléaire français génère lui-même des importations, allant de l'uranium, qui représente environ 0,5 Md€ par an, à plus de 20 % des équipements et services nécessaires à la construction de l'EPR de Flamanville-3. Enfin, le bilan doit aussi prendre en compte le fait que le développement des énergies renouvelables en France s'appuie désormais, faute de champion industriel français, essentiellement sur des importations.

● **Le sombre avenir d'EDF**

À défaut d'apporter le bénéfice escompté à l'économie nationale, la stratégie internationale du nucléaire français devrait au moins servir les entreprises qui la portent. Il s'agissait en effet pour elles, face à la perspective d'un marché saturé et de coûts croissants en France, de s'appuyer sur leur base française pour déployer leur activité à l'international avant que celle-ci ne finance en retour la poursuite de leur programme domestique.

Cette stratégie n'a pas fonctionné pour EDF. Hormis dans sa participation aux deux EPR en construction en Chine, touchés par des retards et des surcoûts, sa stratégie d'exportation comme opérateur-constructeur de nombreux EPR a échoué aux États-Unis, en Italie, en Afrique du Sud et reste entravée par de nombreux obstacles au Royaume-Uni, où le projet d'Hinkley Point lui a pourtant déjà coûté environ 1,5 Md€.

Grevées par des pertes, les activités d'EDF à l'étranger ne sont pas aujourd'hui en mesure de financer les besoins croissants d'EDF en France, où les coûts de production du parc nucléaire augmentent d'environ 5 % par an et où les besoins d'investissement s'accroissent. La prolongation d'exploitation

du parc nucléaire, qui dépasse 30 ans en moyenne, au-delà de 40 ans coûterait à minima 110 Md€, voire davantage si les exigences de sûreté s'approchent du niveau visé pour les EPR. L'essentiel du chantier de renforcement devra être accompli sur dix ans. EDF ne semble pas disposer aujourd'hui des capacités financières et industrielles pour mener à bien un tel programme.

Outre le croisement entre des capacités de financement historiquement basses et des besoins d'investissement historiquement hauts, EDF est confronté à un autre effet de ciseau, les prix de marché semblant durablement orientés à la baisse et d'ores et déjà inférieurs aux coûts de production du parc nucléaire (entre 38 et 40 €/MWh contre 42 €/MWh), eux-mêmes en hausse. Compte tenu de l'ouverture d'une part croissante du marché français et de l'évolution des tarifs régulés, EDF est condamné à voir ses ventes s'éroder, et voit grandir le risque de ne pas rentabiliser à la vente les investissements dans la prolongation de son parc.

Le renouvellement du parc apparaît encore plus hors de portée. Le chantier du réacteur EPR de Flamanville-3, lancé en 2005 pour anticiper cet éventuel besoin, a vu son coût multiplié par 2,8 et sa durée par 2,4, avant même l'annonce en avril 2015 d'un défaut majeur de fabrication de la cuve qui pourrait remettre en cause l'ensemble du projet. Avec un coût de production désormais envisagé autour de 90 €/MWh, l'EPR n'est plus en mesure de rivaliser avec les énergies renouvelables les plus compétitives.

● **Le désastre Areva**

Areva, dont l'assise est moins solide qu'EDF, paie un prix plus lourd et plus immédiat à l'échec de son développement international. Le pari d'Areva, qui a consenti un prix fixe pour remporter avec Olkiluoto-3 la première commande d'un réacteur de 3^{ème} génération censé être sa vitrine à l'international, s'est retourné contre elle. Le fiasco de ce chantier, dont le coût est aujourd'hui estimé à 8,5 Md€ contre 3,3 Md€ initialement et qui cumule plus de neuf ans de retard, réduit considérablement les perspectives de nouvelles exportations. Areva ne dispose aujourd'hui d'aucun autre projet de commande directe que deux réacteurs EPR en négociation depuis près de cinq ans avec l'Inde. Le constructeur de réacteurs ne dispose par ailleurs d'aucune véritable alternative : le design du réacteur Atmea reste à ce stade beaucoup trop préliminaire pour déployer une véritable offre commerciale.

La situation n'est pas meilleure sur le deuxième cœur de métier historique du groupe que constitue l'industrie du plutonium. Areva connaît d'une part un autre échec majeur avec la construction d'une usine de MOX à Savannah River aux États-Unis, qui connaît plus de 15 ans de retard et voit ses coûts s'envoler, au point que le projet est aujourd'hui pratiquement abandonné. Surtout, la poursuite de son activité de retraitement à La Hague connaît comme pour les réacteurs des coûts et des besoins d'investissement croissants, alors même qu'EDF use de sa position de seul client pour réduire les prix, menaçant là aussi la rentabilité de l'usine.

En situation technique de faillite, Areva ne pourra éviter à court terme une restructuration drastique, incluant une reprise totale ou partielle de ses activités et une recapitalisation. Rien ne permet cependant de penser que de telles actions permettront de redonner des perspectives dans ces deux secteurs clés où l'activité d'Areva semble au contraire dans une impasse.

● **L'impérieux retour de l'État stratège**

Longtemps entreprise publique, EDF reste actuellement détenue à 84,5 % par l'État, qui a par ailleurs présidé à la création d'Areva dont il détient aujourd'hui également, directement ou via le CEA, 86,5 %. L'État porte donc une part importante de responsabilité dans les orientations stratégiques poursuivies par l'industrie nucléaire française depuis de nombreuses années, et dans l'impasse où celles-ci l'ont conduite.

Il a pourtant agi ces dernières années comme si aucune crise ne se profilait. Ainsi, les objectifs contradictoires qu'il assigne à EDF – investir davantage tout en resserrant ses coûts et en dégageant des dividendes, sans pour autant relever significativement les tarifs régulés en France – semblent guidés par l'idée, pourtant de plus en plus contraire à la réalité, que le parc nucléaire actuel représente une rente. Parallèlement, l'État n'a jamais véritablement réagi, avant le constat que l'on connaît aujourd'hui, aux difficultés croissantes d'Areva.

Il revient aujourd'hui au Gouvernement de reprendre son rôle d'État stratège pour assumer sa part de l'échec et redéfinir des perspectives réalistes pour l'industrie nucléaire française, en cohérence avec la politique de réduction de la part du nucléaire qu'il définit par ailleurs dans le cadre de la transition énergétique. Il ne suffira certainement pas de réorganiser la filière en appelant EDF à absorber l'activité réacteurs ou toute autre activité d'Areva, de réinjecter du capital et de couvrir des pertes. Concernant le retraitement, les intérêts d'EDF, pour qui cela représente un surcoût, et d'Areva divergent, d'autant plus que le maintien de cette activité va susciter des réinvestissements importants. Concernant les nouveaux réacteurs, l'intérêt d'EDF est de préserver la capacité de maintenance, mais le maintien d'une capacité d'exportation de réacteurs, dont le potentiel ne pourra être que réduit, ne présente guère de sens.

La situation n'appelle pas une réorganisation, mais une véritable réorientation. Sans reconnaissance des fondamentaux qui ont structurellement conduit l'industrie nucléaire française dans sa crise actuelle, beaucoup d'effort et d'argent public risque d'être investi dans la poursuite d'une logique condamnée à l'échec. La tendance internationale n'est pas à une « renaissance » du nucléaire mais au boom des énergies renouvelables, la France ne sera pas en mesure d'exporter significativement plus de réacteurs, ni de développer dans des conditions rentables de nouveaux contrats de retraitement à l'international. C'est sans doute bien davantage vers la maintenance des réacteurs actuels et vers les services de démantèlement et de gestion finale des déchets nucléaires que l'avenir de la filière nucléaire française doit urgemment se tourner.

Sommaire

1. Introduction	9
2. Choix industriel et politique énergétique	11
2.1. Le nucléaire dans la compétition énergétique mondiale	11
a. Le nucléaire, une énergie marginale et en déclin	11
b. Les énergies renouvelables, des filières matures et en plein essor	14
c. L'efficacité énergétique, un potentiel majeur	17
d. Nucléaire et nouvelles énergies renouvelables, des dynamiques durablement opposées.....	18
2.2. Le pari nucléaire de la France	19
a. Priorités et évolutions de la politique énergétique.....	20
b. Priorités d'investissement	22
2.3. Conclusion	25
3. Positions industrielles et bilan à l'international	27
3.1. Positions de l'industrie nucléaire française	27
a. Secteur « amont »	27
b. Secteur des réacteurs	30
c. Secteur « aval ».....	33
d. Bilan global.....	35
3.2. Mise en perspective	37
a. Marché des énergies renouvelables à l'international.....	38
b. Bénéfice économique associé aux exportations	39
c. Perte économique associée aux importations	41
3.3. Conclusion	42
4. Situation industrielle et perspectives du nucléaire français	45
4.1. Perspectives d'EDF	45
a. Situation financière.....	45
b. Une stratégie en panne.....	49
c. Un avenir difficile	55
4.2. Perspectives d'Areva	59
a. Situation financière.....	59
b. Une faillite stratégique.....	62
c. Un horizon bouché.....	65
4.3. Conclusion	68

1. Introduction

Les informations qui se sont succédées ces derniers mois témoignent un peu plus chaque jour des difficultés profondes auxquelles doit faire face l'industrie nucléaire française. Quelques semaines à peine après l'annonce de pertes records d'Areva et de résultats difficiles pour EDF, la révélation au début du mois d'avril 2015 d'un problème de sûreté sur la cuve de l'EPR de Flamanville, avec les questions qu'elle soulève sur les compétences de la filière et sur son avenir, marquera peut-être un point de rupture dans les relations qu'entretient, depuis un demi-siècle, cette industrie avec la Nation. Ce contexte appelle en tous cas à engager des réorientations stratégiques majeures.

Pour bien comprendre ce qui est en jeu, il convient d'analyser la situation actuelle dans une perspective plus globale. La présente étude tente ainsi, en replaçant les événements récents dans une stratégie industrielle engagée de longue date, d'apporter un éclairage sur quelques unes des causes profondes des difficultés actuelles et sur leur implication pour les décisions à venir.

Les choix de politique énergétique ne relèvent pas, loin s'en faut, que de préoccupations environnementales. Ils obéissent aussi, et même avant tout, à une logique économique : les priorités en matière d'offre et de demande d'énergie et de choix de filière doivent répondre aux objectifs de performance économique tels que la compétitivité des entreprises, la création d'emplois et le renforcement de la balance commerciale. Les choix de politique énergétique sont en particulier connectés à des choix de politique industrielle, à travers le soutien apporté aux différentes filières énergétiques. Ils sont pourtant rarement questionnés sous cet angle.

Ainsi, la France a, de longue date, choisi de développer et de soutenir son industrie nucléaire, dont elle a fait industriellement et commercialement un pilier de sa politique énergétique puis climatique. Cette orientation, peu remise en cause depuis plus d'un demi-siècle, repose sur le sentiment entretenu que ce choix industriel est positif pour le pays. À l'heure où la maîtrise de la consommation d'énergie et le développement des énergies renouvelables s'imposent comme les priorités de la transition énergétique – de l'échelle mondiale et européenne à celle des territoires –, et où les signaux d'échec de la filière nucléaire française se multiplient, l'absence de véritable remise en question de cette stratégie industrielle interroge.

Pour poser les bases de cette réflexion, il convient de dresser lucidement le bilan industriel du nucléaire français et ses perspectives. Cette analyse est proposée ici en trois temps :

- la première partie de l'étude questionne tout d'abord la priorité industrielle française par rapport aux poids respectifs actuels de l'énergie nucléaire et des énergies renouvelables. Elle rappelle ainsi les principales données disponibles sur leur volume économique et leur dynamique, à l'échelle mondiale et européenne avant de confronter cette image à la situation observée en France ;
- l'étude propose ensuite une analyse plus inédite du bilan réel que tire la France, sur le plan industriel, de sa priorité nucléaire : à travers le positionnement comparé de l'industrie française sur les secteurs du nucléaire et des renouvelables, à la fois au plan domestique et à l'exportation, elle met en perspective les principaux gains et pertes que ce choix entraîne pour le pays ;
- enfin, l'étude pose la question essentielle de la situation dans laquelle se trouve l'industrie nucléaire française au terme de ce bilan. Il s'agit ici, derrière la situation économique, et financière, d'interroger au fond les causes industrielles des difficultés des deux champions de l'industrie nucléaire nationale, EDF et Areva, en explorant les marges de manœuvre actuelles et futures de cette "équipe de France" du nucléaire.

Sur chacun de ces trois thèmes, il ne s'agit pas de proposer une analyse détaillée et exhaustive. mais plutôt de s'appuyer sur les données et les informations disponibles dans la littérature publique pour en extraire les éléments les plus saillants. Malgré les difficultés de méthode et d'interprétation liées au niveau d'agrégation, au périmètre et aux limites de ces données, ce balayage suffit à mettre en évidence les effets structurels liés au pari industriel nucléaire français et à dessiner, sous réserve d'analyse plus poussée, les perspectives réalistes issues des choix passés.

2. Choix industriel et politique énergétique

La situation dans laquelle se trouve l'industrie nucléaire française en 2015 ne peut se comprendre sans replacer celle-ci dans une perspective historique et internationale. Le programme nucléaire français s'est construit comme un levier d'action domestique et de reconquête de la grandeur de la France sur la scène mondiale. La dimension exportatrice constitue donc une part importante de la légitimation de l'industrie nucléaire, qui promeut systématiquement l'idée d'un fort potentiel dans ce domaine.

Ce prisme conduit généralement à présenter l'énergie nucléaire comme la seule susceptible de répondre à des besoins énergétiques mondiaux en forte croissance et de produire massivement de l'énergie sans émissions de gaz à effet de serre.

La priorité stratégique accordée par la France au développement de son industrie nucléaire répond ainsi, au-delà de la dimension énergétique, à la volonté d'être présente sur un marché international généralement présenté comme majeur et porté par une forte dynamique. Les énergies renouvelables ou l'efficacité énergétique sont à l'inverse souvent perçues comme des marchés mineurs et limités. La structure et le volume d'activité de ces différents secteurs connaissent au niveau mondial comme européen des évolutions contrastées qui divergent de cette image. L'analyse du poids économique et de la dynamique actuels de ces secteurs permet d'objectiver leur importance relative sur la scène internationale et européenne.

2.1. Le nucléaire dans la compétition énergétique mondiale

La France a de longue date misé sur le caractère incontournable du nucléaire dans les stratégies énergétiques pour donner la priorité, en supposée synergie avec son propre choix énergétique, à ses capacités d'exportation dans ce domaine. Mais la dynamique passée, et surtout actuelle des marchés mondiaux de l'énergie montre une perspective totalement différente.

a. Le nucléaire, une énergie marginale et en déclin

L'activité de l'industrie nucléaire se caractérise par de gros objets (centrales nucléaires, usines...), qui la rendent très visible et nourrissent l'image d'un puissant secteur d'activité. Cette représentation est particulièrement marquée en France par l'étiquette de « champions industriels » que se sont forgée Areva et EDF, deux acteurs majeurs du secteur.

La réalité est sensiblement différente. La visibilité des activités nucléaires doit être mise en perspective du nombre relativement limité des réalisations industrielles, par rapport à des industries plus globales ou plus diffuses. Ainsi, à l'échelle mondiale, l'industrie nucléaire est à la fois :

- un secteur relativement marginal, dont l'activité est concentrée dans une minorité de pays (seuls 31 pays disposent de réacteurs de production). **Le chiffre d'affaires global de l'industrie nucléaire s'élève au niveau mondial à environ 280 milliards de dollars, ce qui représente moins de 1,5 % du produit intérieur brut mondial de l'industrie** (et moins de 0,4 % du produit intérieur brut total). L'essentiel provient du revenu généré par l'exploitation des réacteurs nucléaires, estimé

à 137 milliards de dollars en 2012¹. La construction de nouveaux réacteurs représente un chiffre d'affaires d'environ 30 milliards de dollars par an. L'industrie du combustible nucléaire et des services aux réacteurs génère quant à elle un chiffre d'affaires de l'ordre de 40 à 50 milliards de dollars. Enfin, la gestion de la radioactivité et des déchets représente environ 70 milliards de dollars annuels ;

- un secteur peu dynamique, marqué par un investissement global moyen inférieur à 10 milliards de dollars par an entre 2000 et 2014 dans la capacité de production (nouveaux réacteurs)². Sur cette période, la capacité mondiale nucléaire s'est accrue de 26,2 GW pour atteindre 376,2 GW, soit une progression limitée à 7,5 %, alors que les capacités mondiales de production d'électricité ont progressé de plus de 50 % sur la même période³. Au total, le nucléaire ne représente que 0,35 % de l'accroissement de capacité depuis le début du siècle. Et encore, cette statistique intègre 48 réacteurs n'ayant pas produit depuis plus de deux ans sans date fixée de redémarrage, dont 46 au Japon, qui devraient être retirés de la capacité en service⁴ : si on les déduit, la capacité nucléaire installée s'établit à 333 GW, en baisse de 6 % par rapport à 2000 ;
- un secteur frappé de déclin. Celui-ci est incontestable en part relative : après avoir atteint un maximum historique de 17,6 % de la production mondiale d'électricité au milieu des années 1990, la part du nucléaire a chuté de 16,8 % en 2000 à 10,8 % en 2013, et reste orientée à la baisse. Ce déclin est également amorcé en valeur absolue, et voué à se poursuivre. Avec une moyenne de durée en service du parc mondial en augmentation, s'élevant à 29 ans fin 2014, de nombreux réacteurs devront être mis à l'arrêt dans les années à venir. Depuis 2010, la mise en service de nouveaux réacteurs ne parvient plus à compenser les mises à l'arrêt définitif, entraînant mécaniquement une baisse de la puissance installée.

● Le parc nucléaire en exploitation stagne

Fin 2014, le parc nucléaire mondial compte selon l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) un total de 439 **réacteurs** en exploitation, soit seulement un de plus que dix ans plus tôt. Ils ne sont même que 388 réacteurs selon le décompte du World Nuclear Industry Status Report (WNISR). Le nombre de réacteurs en service dans le monde a atteint son maximum en 2005 avec 441 réacteurs selon le décompte AIEA, et 438 réacteurs en 2002 selon WNISR.

L'essentiel du gain en capacité vient donc d'une augmentation de puissance à la marge des réacteurs existants. En dix ans, l'Iran est le seul pays qui est entré dans le club des 31 pays producteurs d'électricité nucléaire, que la Lituanie a quitté. Outre ces deux cas particuliers, neuf pays ont vu leur nombre de réacteurs augmenter pendant la dernière décennie, mais sept ont vu celui-ci diminuer.

¹ Market Reports Online, *Global Nuclear Energy Industry Guide*, 2013. Cette estimation, basée sur une compilation des résultats marché par marché, contraste avec l'évaluation proposée par le syndicat de l'industrie nucléaire, la World Nuclear Association, qui estime ces revenus, sur la base d'un calcul normalisé, à plus de 330 milliards de dollars - voir WNA, *The World Nuclear Supply Chain – An Overview*, NEA International WPNE Workshop, Paris, mars 2014.

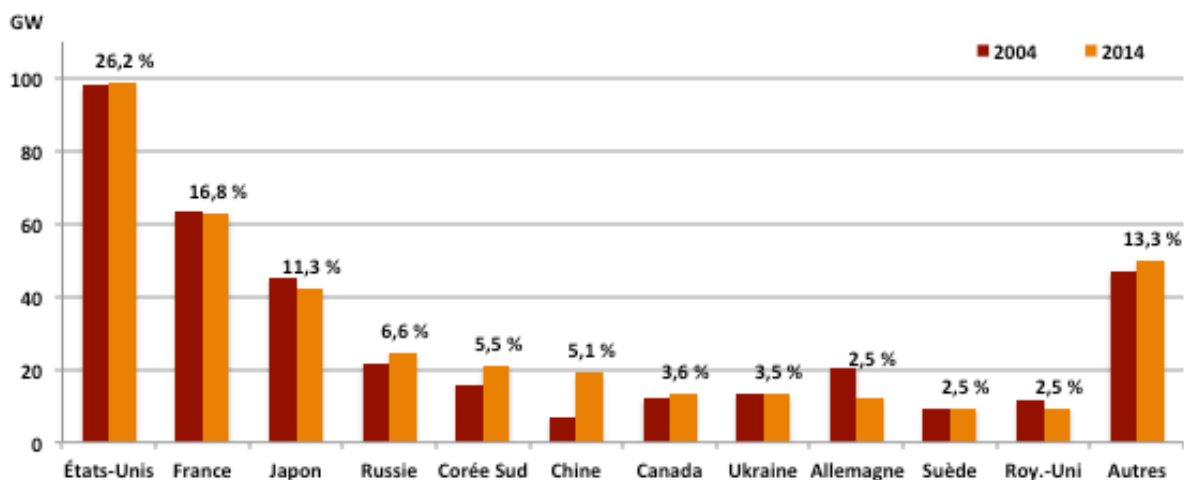
² Agence internationale de l'énergie, *Special Report: World Energy Investment Outlook*, 2014. Les investissements globaux moyens sur la période 2000-2013 donnés dans la suite de l'étude proviennent de cette source.

³ Selon l'Energy Information Agency américaine, les capacités installées de production d'électricité ont progressé de 54 % entre 2000 et 2011, dernière année pour laquelle une agrégation précise est disponible – même si différentes statistiques montrent que cette progression s'est poursuivie depuis.

⁴ Cet aspect est discuté en détail dans Schneider, M., Froggatt, A. & al., *The World Nuclear Industry Status Report*, 2014. Le WNISR souligne que 4 de ces réacteurs, qui sont ceux de la deuxième centrale de Fukushima (Daini), devraient être considérés comme définitivement arrêtés, et que les autres réacteurs devraient entrer dans la catégorie des arrêts de longue durée telle qu'elle est définie par l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA), qui décompte les réacteurs de cette catégorie de la capacité disponible. Par ailleurs, la question de savoir combien de ces réacteurs obtiendront in fine l'autorisation de redémarrer reste aujourd'hui politiquement et juridiquement ouverte.

Figure 1 Capacités nucléaires installées dans le monde, fin 2014

Évolution des capacités installées (GW) entre 2004 et 2014 dans les dix pays les plus équipés⁵ et dans le reste du monde, et part par pays de la capacité installée totale fin 2014



Source : d'après WNISR, AIEA, 2015

Le parc nucléaire en construction n'assure pas de croissance

À la même date de fin 2014, 70 réacteurs étaient officiellement en construction dans 14 pays à travers le monde, toujours selon l'AIEA, et 65 selon le décompte proposé par le WNISR⁶.

L'Union Européenne constitue en revanche un marché presque éteint, avec seulement 6 % de la puissance en construction (4 réacteurs) alors qu'elle représentait 39 % de la puissance nucléaire mondiale au début des années 2000. À l'échelle européenne, le nucléaire apparaît plus encore en perte de vitesse, tant en volume qu'en part relative, avec une baisse de la capacité de 15,4 GW entre 2000 et 2013, soit une perte de 11,2 % de la capacité installée malgré un investissement moyen pour les réacteurs de plus de 1 milliard de dollars par an⁷ sur cette période.

Le rythme de construction de réacteurs n'est pas suffisant aujourd'hui pour assurer, dans un avenir prévisible, la croissance et même le renouvellement du parc nucléaire mondial. Le nombre de réacteurs en construction n'est pas le meilleur indicateur de cette dynamique, car il agrège sur une année des projets qui s'étalent en fait sur plusieurs, et parfois sur des longues périodes⁸. Le solde annuel du nombre de réacteurs en construction⁹ est un meilleur révélateur. Le nombre important de réacteurs en construction s'explique par la reprise dans les années deux mille des commandes de réacteurs (jusqu'à 15 mises en construction en 2010), provoquant un différentiel positif entre débuts et fins de chantiers. La retombée du rythme de commandes (3 mises en construction en 2014) et l'achèvement progressif des chantiers engagés vont mécaniquement entraîner une baisse du nombre de réacteurs en construction.

⁵ Le graphique donne en réalité des chiffres détaillés pour 11 pays, compte tenu du fait que le Japon reste le 3^{ème} pays en termes de puissance en service selon le décompte de l'AIEA mais disparaît du classement si sa capacité opérationnelle est considérée comme temporairement nulle, comme le préconise le WNISR, ce qui y fait entrer le Royaume-Uni. Outre cet écart fondamental sur le Japon, le WNISR présente également un écart de comptage sur des réacteurs en arrêt long en Corée du Sud et en Suède.

⁶ Schneider, M., Froggatt, A. & al., *op. cit.* Par exemple, le WNISR retire de ce compte deux réacteurs officiellement toujours considérés comme en construction au Japon alors que leur achèvement n'est plus réellement envisagé depuis la catastrophe de Fukushima-Daichi en mars 2011.

⁷ Agence internationale de l'énergie, *op. cit.*

⁸ Selon WNISR, au moins huit réacteurs listés fin 2013 comme en construction l'étaient depuis plus de 20 ans, alors que le délai classique de construction est compris entre 5 et 10 ans.

⁹ Il s'agit de la différence entre le nombre de réacteurs dont la construction démarre dans l'année, et le nombre de réacteurs dont la construction s'achève, soit par finalisation et démarrage du réacteur, soit par abandon du projet. Selon les estimations de WNISR, ce solde est devenu historiquement négatif en 1980, restant durablement à des niveaux très faibles (un différentiel supérieur à 10 unités entre les constructions terminées et démarrées chaque année) avant de revenir à un niveau équilibré à la fin des années quatre-vingt-dix. Ce solde a même connu un pic positif (jusqu'à 10 unités) entre 2005 et 2010, mais il est retombé en 2014 à un niveau légèrement négatif.

Entre 2000 et 2014, l'industrie nucléaire a mis en service moins de 4 réacteurs par an en moyenne dans le monde (avec un pic à 7 en 2011), et ce rythme ne devrait que faiblement augmenter dans un horizon prévisible (le délai de réalisation de projets de réacteurs étant d'environ 10 à 15 ans). Ce chiffre est à comparer avec le rythme prévisible de fermeture de réacteurs actuellement en service, dû à leur pyramide des âges, qui devrait plutôt atteindre 15 à 20 réacteurs par an : le Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA) estime lui même que 300 à 400 réacteurs devraient être arrêtés dans les 20 prochaines années¹⁰. Le rythme actuel et prévisible des constructions et des fermetures projette donc aujourd'hui mécaniquement jusqu'à 2030 au moins, sans présager de la suite, un déclin du parc nucléaire.

b. Les énergies renouvelables, des filières matures et en plein essor

Par contraste avec les gros projets nucléaires, les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique, qui sont des activités industrielles beaucoup plus globales et diffuses que le nucléaire, pâtissent en France d'une distorsion de leur image dans l'autre sens : elles sont en général vues moins grandes qu'elles ne le sont.

Quelques chiffres suffisent pourtant à remettre les choses en perspective. Dans le bilan énergétique mondial, la production d'électricité nucléaire a fourni au total en 2013 moins de 2,6 % de la consommation d'énergie finale, tous usages confondus. L'ensemble des énergies renouvelables, en y incluant non seulement l'hydroélectricité et les nouvelles filières renouvelables de production d'électricité, mais aussi l'utilisation de la biomasse (bois-énergie, biogaz, biocarburants...) et toutes les autres formes de renouvelables (géothermie, solaire thermique...), a fourni 19,1 % de cette consommation mondiale¹¹ – soit plus de 7 fois plus que le nucléaire. Même constat au sein de l'Union européenne, où la part du nucléaire est plus importante avec 6 % de la consommation d'énergie finale en 2013, mais reste très loin des 14 % de l'ensemble des renouvelables pour la même année.

Même s'il reste très loin du secteur des énergies fossiles, qui représentent 75 % de la consommation finale au niveau mondial, et plus de 80 % au niveau européen¹², le secteur des énergies renouvelables pèse de plus en plus dans l'économie mondiale. Ainsi, les investissements globaux dans l'ensemble des énergies renouvelables sont estimés à 270 milliards de dollars en 2014¹³, proches du record de 279 milliards de dollars observé en 2011 (et après une baisse d'environ 10 % en 2012 et 14 % en 2013¹⁴). Par comparaison, ces investissements n'étaient que de 40 milliards de dollars en 2004. **La production due aux énergies renouvelables génère quant à elle un chiffre d'affaires de plus de 250 milliards de dollars par an.**

Ce dynamisme est particulièrement marqué dans le domaine de la production d'électricité. Fin 2014, les renouvelables électriques représentaient 27,7 % des capacités électriques mondiales installées et 22,8 % de la production mondiale d'électricité. Le volume global des marchés associés à l'éolien et au photovoltaïque est passé respectivement d'environ 4 et 2,5 milliards de dollars dans le monde en 2000 à 58,5 milliards et 91,3 milliards de dollars en 2013 (avec un pic à 73,8 milliards de dollars pour l'éolien en 2014)¹⁵.

En 2013, pour la première fois, plus de la moitié des nouvelles capacités électriques installées dans le monde appartenaient aux filières renouvelables. En 2014, cette part a atteint 59 %. Si l'hydroélectricité reste traditionnellement la principale source de production d'électricité renouvelable, les nouvelles filières que constituent l'éolien et le photovoltaïque sont au cœur de cette expansion. Leur progression

¹⁰ CEA, *De l'assainissement-démantèlement des anciennes installations nucléaires au pôle de valorisation des sites industriels*, Dossier de presse, 24 mars 2015.

¹¹ REN21, *Renewables 2015 : Global status report*, Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, juin 2015.

¹² Dans le monde, le pétrole, le gaz naturel et le charbon représentent respectivement environ 42 %, 19 %, et 13 % de la consommation finale d'énergie. Dans l'Union européenne, leur contribution est respectivement de 40 %, 30 % et 11 %.

¹³ REN21, *op. cit.* Ce chiffre n'inclut pas la grande hydroélectricité (les projets de barrages supérieurs à 50 MW). Ceux-ci s'élevaient en 2013 à 35 milliards de dollars environ.

¹⁴ Cette baisse relative étant par ailleurs, outre différents effets économiques liés à la crise, en partie expliquée par la baisse des investissements unitaires nécessaires pour la même nouvelle capacité installée.

¹⁵ Clean Edge, *Clean Energy Trends 2014*, mars 2014.

s'explique notamment par les progrès techniques très rapides de ces filières et la baisse de leurs coût de production. D'autres filières, comme la production d'électricité à partir de biomasse ou la géothermie, sans connaître le même rythme de croissance, accompagnent ce développement.

● Hydroélectricité, la base historique

L'hydroélectricité, bien qu'implantée de longue date dans le paysage énergétique, poursuit une croissance soutenue. Elle reste la filière renouvelable électrique qui a concentré le plus d'investissements dans le monde depuis le début du siècle, avec 52 milliards de dollars par an en moyenne entre 2000 et 2013. La capacité de production dépassait fin 2014 les 1 050 GW, c'est-à-dire à elle seule plus de trois fois la puissance nucléaire installée en service. La production hydroélectrique, qui continue de fournir la base de la contribution des énergies renouvelables à la production électrique, est d'ailleurs historiquement toujours restée supérieure à la production nucléaire. Elle représentait à elle seule en 2014 environ 1,5 fois plus que cette dernière¹⁶.

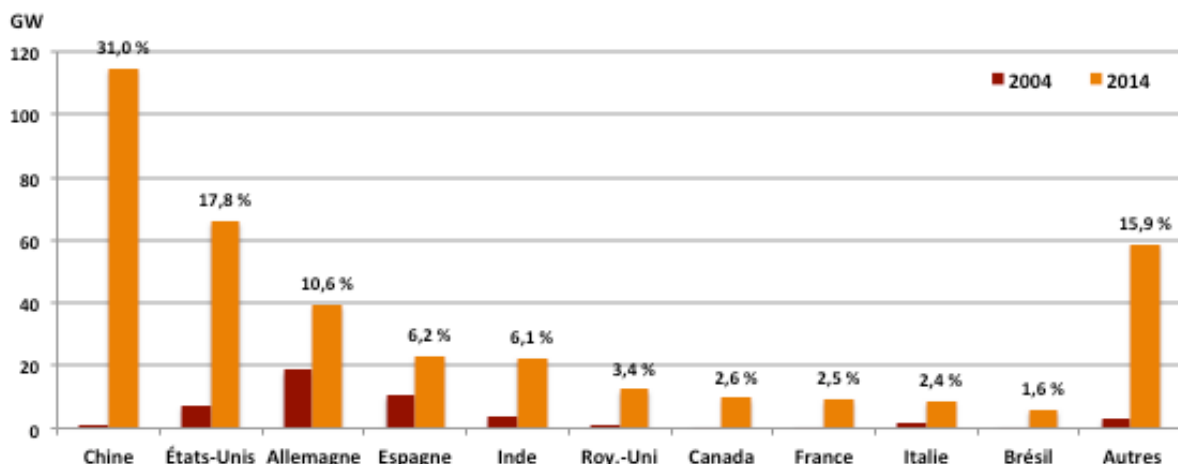
La capacité de production hydroélectrique par de grands barrages, dont l'implantation génère d'importants impacts, est pratiquement saturée dans certaines régions où celle-ci a historiquement été le plus développée, et notamment dans un pays comme la France. Son développement se poursuit toutefois dans d'autres régions, et il est particulièrement actif ces dernières années en Chine (qui représente 27 % de la capacité de production mondiale), au Brésil, au Canada, en Inde et en Russie. On distingue toutefois de plus en plus ce développement de celui de la petite hydroélectricité, qui ne représente aujourd'hui que 0,7 % de la capacité hydroélectrique installée, mais dont le potentiel est reconnu, particulièrement pour les pays du Sud.

● Éolien, le pivot de la transition

La filière éolienne présente aujourd'hui la plus grosse dynamique en termes de nouvelles capacités installées. Grâce à un investissement global moyen de 43 milliards de dollars par an entre 2000 et 2013, la capacité installée a connu un taux de croissance moyen de 25 % par an sur la période. Elle atteint 370 GW en 2014, en hausse de 16 % par rapport à 2013. La Chine, les États-Unis et l'Allemagne détiennent plus de la moitié de la capacité installée, mais le secteur connaît une forte dynamique dans de nombreux autres pays. L'Allemagne et le Danemark s'imposent sur le marché des fabricants d'éoliennes, en totalisant à eux deux plus du tiers du marché mondial. La filière éolienne représente aujourd'hui plus d'un million d'emplois dans le monde, dont 320 000 en Europe¹⁷.

Figure 2 Capacités éoliennes installées dans le monde, fin 2014

Évolution des capacités installées (GW) entre 2004 et 2014 dans les dix pays les plus équipés et dans le reste du monde, et part par pays de la capacité installée totale fin 2014



Source : REN21, 2015

¹⁶ D'après Beyond Petroleum (BP), *Statistical Review of World Energy 2015*. En 2014, la consommation brute d'électricité hydraulique a atteint 3 884 TWh, contre 2 537 TWh d'électricité nucléaire. Le nucléaire s'est historiquement rapproché de la production hydraulique au début des années 2000, autour de 2 500 TWh, mais ne l'a jamais dépassée.

¹⁷ REN21, *op. cit.*

L'éolien apparaît aujourd'hui comme le véritable pivot de la transition des systèmes électriques vers une production plus renouvelable. Il représente 58,2 % de la nouvelle capacité électrique renouvelable installée dans le monde entre 2004 et 2014 hors hydroélectricité (et 38,9 % si celle-ci est incluse). Cette progression s'accompagne d'un coût de production de l'éolien terrestre divisé par 3 ou 4 depuis le début des années quatre-vingt-dix, ce qui en fait désormais dans bien des cas une filière réellement compétitive. Un potentiel supplémentaire de développement de l'éolien existe sans doute à terme avec l'implantation d'éolien offshore, qui ne représente encore qu'une part marginale de la capacité installée¹⁸.

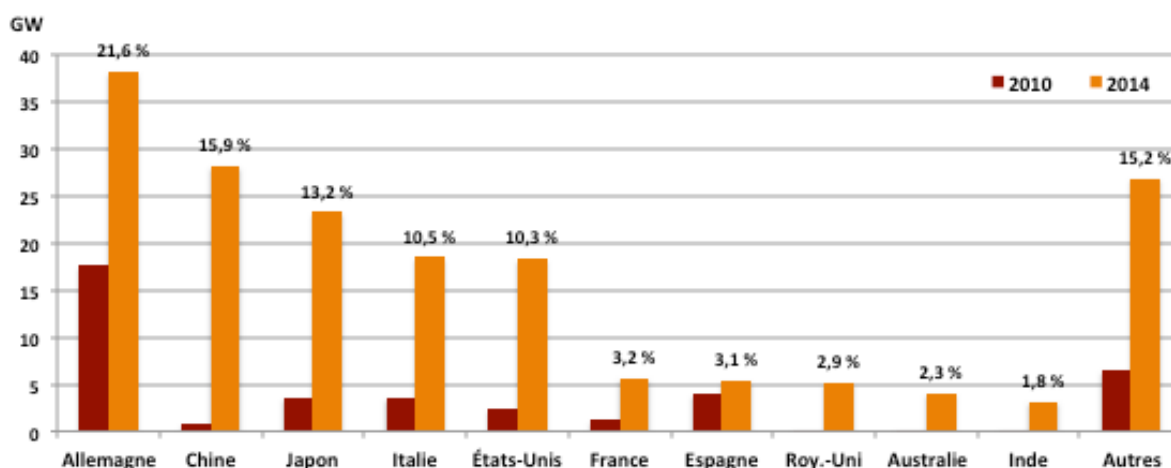
● Photovoltaïque, une expansion fulgurante

La filière **solaire** a été l'objet d'un investissement global de 37 milliards de dollars par an en moyenne entre 2000 et 2013. Après une multiplication par cent depuis le début des années 2000, la capacité photovoltaïque installée atteignait 177 GW fin 2014, en hausse de 27 % par rapport à fin 2013. La production de modules photovoltaïques s'élevait à 70 GW en 2014. La Chine est le principal producteur de modules avec près de deux tiers des parts de marchés, moins de 13 % de la fabrication mondiale venant désormais d'autres régions que l'Asie¹⁹.

L'Allemagne représente à elle seule plus du quart des puissances installées. Avec la Chine et l'Italie, ces trois pays comptent plus de la moitié de la capacité de production photovoltaïque mondiale. La filière photovoltaïque représente par ailleurs près de 2,5 millions d'emplois dans le monde, dont 164 000 dans l'Union Européenne.

Figure 3 Capacités photovoltaïques installées dans le monde, fin 2014

Évolution des capacités installées (GW) entre 2010²⁰ et 2014 dans les dix pays les plus équipés et dans le reste du monde, et part par pays de la capacité installée totale fin 2014



Source : REN21, 2015

Le développement du photovoltaïque a commencé plus tard que l'éolien mais son expansion apparaît encore plus rapide, et les prévisions convergent sur la poursuite de ce phénomène. L'explication tient essentiellement dans une baisse très rapide des coûts de production : le prix de fabrication des cellules a été divisé par cinq lors de la dernière décennie (et par plus de cent en quarante ans)²¹. Le photovoltaïque a remporté ces derniers mois plusieurs appels d'offre pour des unités de production de plusieurs centaines de MW dans des pays aussi divers que le Brésil, les États-Unis, l'Inde ou l'Afrique du Sud. Une étude récente a conclu que le photovoltaïque parviendrait d'ici 2017 à la « parité réseau »

¹⁸ En Europe par exemple, selon l'European Wind Energy Association (EWEA), l'éolien offshore représentait fin 2014 un total de 8 GW sur 128,8 GW éolien installé.

¹⁹ REN21, *op. cit.*

²⁰ Le développement du photovoltaïque étant plus récent que celui de l'éolien, l'année 2010 est préférée ici comme point de référence plutôt que l'année 2004 où, hormis en Allemagne, ce développement avait à peine commencé.

²¹ Ainsi, Bloomberg New Energy Finance estime que le coût moyen des cellules photovoltaïques aux États-Unis atteint 0,76 \$/Watt en 2013, contre 76,7 \$/Watt en 1977.

dans plus de 80 % des pays²². Ainsi émerge de plus en plus l'idée que cette énergie peut devenir la base d'un système électrique fondamentalement différent, basé sur la décentralisation, la mutualisation et la flexibilité des outils de production, dans lequel certains projettent déjà les centrales nucléaires comme de futurs « dinosaures »²³. Les perspectives de diffusion en masse à un prix compétitif de systèmes de batterie accessibles aux entreprises et aux ménages²⁴, même si elles doivent être considérées avec une grande prudence, renforcent cette vision.

● **Autres filières, un avenir prometteur**

Les trois filières précédentes – l'hydroélectricité qui fournit une base historique, et l'éolien et le photovoltaïque qui sont en pleine expansion – dominent actuellement le secteur : elles représentent fin 2014 près de 95 % de la capacité et ont fourni en 2014 plus de 90 % de la production électrique de toutes les filières renouvelables.

Sans avoir atteint le même niveau de maturité industrielle, d'autres filières apportent d'ores et déjà leur contribution et pourraient connaître un déploiement plus important dans l'avenir. Ainsi la production d'électricité à partir de biomasse connaît également, à son échelle, une croissance significative. Elle a fait l'objet en moyenne de 17 milliards de dollars par an d'investissement entre 2000 et 2013 pour voir sa capacité plus que doublée, atteignant 93 GW en 2014. Les autres filières, telles que la géothermie qui s'approche de 13 GW fin 2014, connaissent un développement réel mais moins soutenu. Il reste par ailleurs une large part de progression pour de nouvelles filières, telles par exemple que les énergies marines (hydroliennes, etc.).

C. L'efficacité énergétique, un potentiel majeur

Si le nucléaire et les énergies renouvelables constituent les deux options disponibles pour produire de l'énergie « décarbonée », les politiques énergétiques et climatiques ne sauraient se réduire à une alternative ou à une quelconque combinaison entre ces deux options. Le principal levier d'action qui s'offre aujourd'hui pour réduire les consommations d'énergies fossiles est en fait, en amont des choix sur la production, l'action sur les consommations d'énergie. Cette action, qui concerne à la fois un effort sur les usages de l'énergie et un travail sur le rendement des équipements qui la produisent et la transforment pour répondre à nos besoins, est regroupée au niveau international sous le terme d'efficacité énergétique²⁵..

Dès 2009, alors qu'elle venait d'alerter sur le caractère non soutenable de la trajectoire dessinée par son scénario tendanciel pour l'énergie dans le monde²⁶, l'Agence internationale de l'énergie (AIE) proposait des scénarios volontaristes montrant que l'efficacité énergétique représentait plus de la moitié du potentiel mondial de réduction des émissions entre 2010 et 2030²⁷..

Bien que la consommation d'énergie mondiale ne cesse de croître sous l'effet conjugué de la pression démographique, de la croissance économique et de l'évolution des modes de vie, on estime que l'efficacité énergétique contribue déjà significativement à amortir cette tendance. Cette part est évidemment difficile à calculer, puisqu'elle ne peut que s'estimer par rapport à une évolution de la consommation sans effort d'efficacité. Ainsi, l'AIE a estimé que les efforts d'efficacité énergétique

²² National Bank of Abu Dhabi (NBAD), *Financing the Future of Energy - The opportunity for the Gulf's financial services sectors*, rapport produit par PricewaterhouseCoopers et l'Université de Cambridge, mars 2015. La parité réseau désigne l'équivalence entre le coût de production local de l'électricité photovoltaïque et le prix au marché de la fourniture par le réseau de la même quantité d'électricité.

²³ UBS, *Will solar, batteries and electric cars re-shape the electricity system?*, note d'analyse, 20 août 2014.

²⁴ Voir notamment l'annonce de Tesla Motors, *Tesla Energy - press kit*, avril 2015.

²⁵ On distingue en fait de plus en plus, à l'instar de la terminologie introduite en France dans le projet de loi sur la transition énergétique pour la croissance verte, le champ des actions individuelles et collectives sur les usages, qualifié de « sobriété », l'« efficacité » recouvrant alors plus spécifiquement le champ des actions techniques sur les équipements.

²⁶ Agence internationale de l'énergie, *World Energy Outlook 2009*, mai 2009.

²⁷ Voir par exemple Agence internationale de l'énergie, *Energy Technology Perspectives 2010 – Scenarios & Strategies to 2050*, juillet 2010. Les différents exercices de ce type montrent, malgré des hypothèses très volontaristes sur ces technologies, que la contribution du nucléaire à la réduction des émissions n'atteindra au mieux que 10 %, et celle de la capture et séquestration du carbone 15 %, alors que les énergies renouvelables représenteraient 25 % de l'effort et l'efficacité plus de 50 %.

menés dans 11 de ses pays membres entre 1974, à la suite du premier choc pétrolier, et 2010 avaient permis d'économiser l'équivalent de 65 % de la consommation finale d'énergie qu'ils ont atteinte à cette date²⁸.

Le marché de l'efficacité énergétique est encore plus important que celui des énergies renouvelables en volume d'investissements, avec 300 milliards de dollars investis en 2011²⁹. On estime qu'environ la moitié aux deux-tiers sont dépensés dans le secteur des transports, un quart à un tiers dans le secteur du bâtiment, et un dixième dans le secteur de l'industrie. Il est toutefois très difficile en pratique, compte tenu du caractère extrêmement diffus de l'efficacité énergétique et de la difficulté à séparer l'électricité d'autres formes d'énergie consommées dans certains usages, d'identifier la part de cet investissement qui est consacrée à l'efficacité sur la consommation d'électricité.

d. Nucléaire et nouvelles énergies renouvelables, des dynamiques durablement opposées

La réalité des secteurs du nucléaire, des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique contraste avec l'image qui est souvent donnée de l'importance respective de ces secteurs.

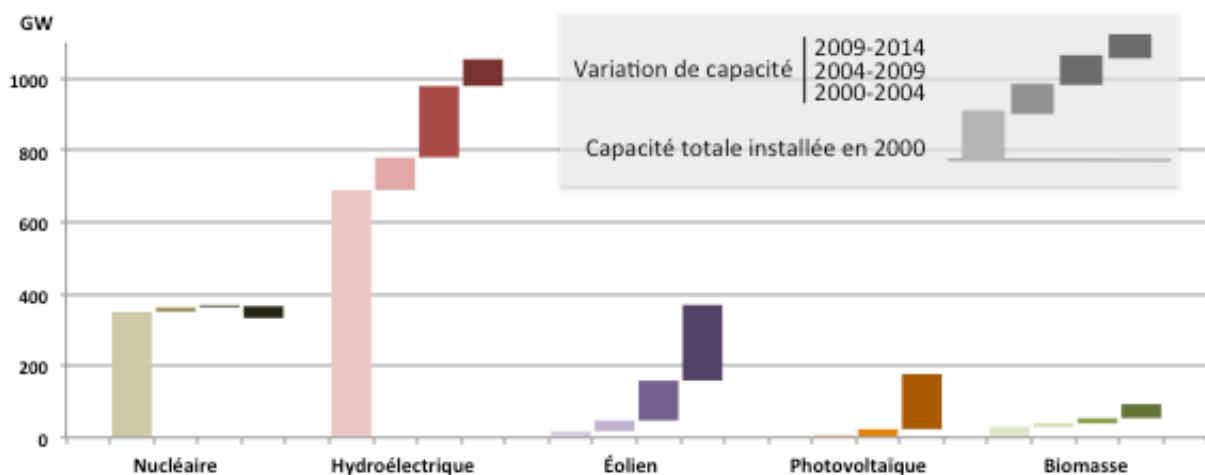
Le marché du nucléaire est un marché très restreint, globalement très concentré dans quelques pays et aux mains de quelques acteurs, et peu dynamique. Le marché des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique, beaucoup plus diffus et répandu dans un nombre plus important de pays, est au contraire en pleine expansion.

Le marché du nucléaire, autrefois plus développé que les énergies renouvelables (hors hydroélectricité), est actuellement en perte de vitesse, en absolu comme en relatif. Les renouvelables au contraire, en particulier l'éolien et le solaire, connaissent depuis une dizaine d'années une croissance comparable, voire supérieure, à celle qu'a connue le nucléaire dans les années 1970 et 1980.

Les capacités de production d'électricité des énergies renouvelables, hors hydroélectricité, ont déjà atteint fin 2014 plus de 1,7 fois celles du nucléaire. Avec l'hydroélectricité, les énergies renouvelables représentent aujourd'hui dans le monde près de 5 fois plus de puissance installée que le nucléaire. Elles ont généré en 2014 plus de 2 fois plus d'électricité que le parc de réacteurs nucléaires.

Figure 4 Variation des capacités installées par filière de 2000 à 2014

Capacité installée en 2000 et ajoutée ou retirée par période de cinq ans entre 2000 et 2014 (en GW)



Source : AIE, AIEA, 2014 ; REN21, 2015

²⁸ Autrement dit, leur consommation finale d'énergie aurait été tendanciellement 65 % plus élevée en 2010 sans ces gains d'efficacité énergétique accumulés depuis 1973. Les 11 pays sont ceux dont les données statistiques étaient suffisamment fines pour mener cette étude : Allemagne, Australie, Danemark, États-Unis, Finlande, France, Italie, Japon, Pays-Bas, Royaume-Uni, Suède. Voir : Agence internationale de l'énergie, *Energy efficiency market report 2013 – Market Trends and Medium-Term Prospects*, 2013.

²⁹ Agence internationale de l'énergie, 2013, *op. cit.*

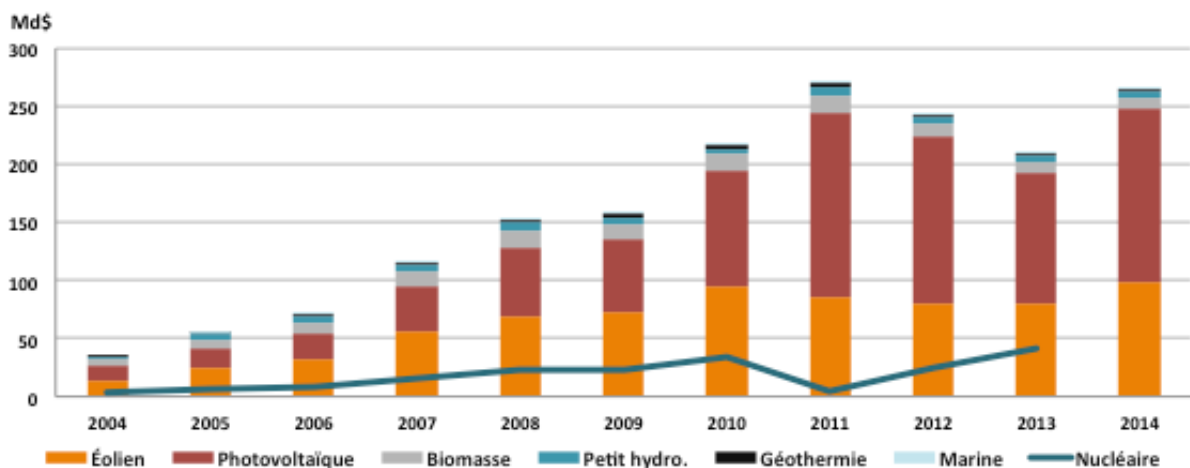
Si le parc nucléaire et le parc de production en énergies renouvelables représentent aujourd’hui des poids relativement comparables en termes de chiffre d’affaires généré par la production d’électricité, l’écart considérable entre les dynamiques de ces deux secteurs se reflète dans les investissements. Bien que les chiffres agrégés dans ce domaine doivent être interprétés avec une certaine prudence, les ordres de grandeur sont extrêmement clairs.

Alors que l’investissement dans la construction de réacteurs stagnait autour de 8 milliards d’euros par an, l’investissement global dans les énergies renouvelables a été multiplié par 5,3 à l’échelle mondiale ces dix dernières années, grimpa de 40 milliards de dollars en 2004 à 214 milliards de dollars en 2013³⁰. Avec 153 milliards de dollars d’investissements par an en moyenne entre 2000 et 2013³¹, **les énergies renouvelables électriques ont concentré pratiquement 20 fois plus d’investissements que la construction de réacteurs depuis le début du XXI^{ème} siècle**. À l’échelle de l’Union européenne, le rapport s’accroît puisque ce sont 53 milliards de dollars qui y ont été investis en moyenne chaque année entre 2000 et 2013, contre un à deux milliards par an dans les nouveaux réacteurs.

Cette poussée s’exerce principalement au profit des nouvelles énergies renouvelables, alors que les investissements dans l’hydroélectricité, tout en restant beaucoup plus soutenus que dans le nucléaire, connaissent un recul important depuis quelques années. Ainsi, les investissements dans le développement des seuls parcs éolien et photovoltaïque représentent environ 80 milliards de dollars par an en moyenne depuis le début du siècle, soit 10 fois plus que dans le nucléaire.

Figure 5 Investissements par filière de 2000 à 2014

Investissements annuels (en milliards de dollars, Md\$) réalisés dans le monde de 2000 et 2014 dans le nucléaire³² et dans les principales nouvelles filières électriques renouvelables³³,



Source : WNISR, AIE, AIEA, 2014 ; REN21, 2015

2.2. Le pari nucléaire de la France

La France maintient dans ce paysage international un choix singulier, marqué par un niveau de développement sans équivalent de son programme nucléaire et par une stratégie assumée de soutien institutionnel à cette industrie. Elle a fait de longue date du nucléaire la priorité de sa politique

³⁰ Frankfurt School–UNEP Collaborating Centre for Climate & Sustainable Energy Finance (FS-UNEP) and Bloomberg New Energy Finance (BNEF), *Global Trends in Renewable Energy Investment 2014*, 2014.

³¹ Agence internationale de l’énergie, 2014, *op. cit.*

³² La chronique annuelle des investissements dans le nucléaire représentée ici est reconstituée par WNISR à partir de données sur les mises en construction. Elle diffère des données fournies par l’AIE, essentiellement du fait d’une règle de comptage différente : ici l’investissement dans un réacteur est comptabilisé en une fois à la date de sa mise en construction au lieu d’être lissé sur la durée totale de construction.

³³ Hors investissements dans les grands ouvrages hydroélectriques.

énergétique, et de sa politique énergétique le levier d'une politique industrielle de soutien au secteur nucléaire.

Une inflexion importante est en cours. Après la catastrophe nucléaire de Fukushima-Daiichi, et les réflexions qu'elle a provoquées sur la dépendance de l'économie et de la société françaises à la technologie nucléaire, sur laquelle elle s'appuie pour produire plus de 75 % de son électricité, l'orientation retenue est désormais celle d'un rééquilibrage. L'objectif fixé est de réduire la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50 % en 2025. Toutefois, malgré les implications majeures de cette décision sur la gestion du parc nucléaire³⁴, aucune évolution stratégique n'est perceptible sur le plan industriel.

a. Priorités et évolutions de la politique énergétique

L'évolution du système électrique français illustre, par comparaison avec la tendance observée précédemment en Europe ou au niveau mondial, les priorités industrielles sous-jacentes à la politique énergétique française.

● Un parc nucléaire surdimensionné

La France dispose d'un parc de réacteurs nucléaires d'une puissance de 63,2 GW, qui représente presque la moitié de sa capacité de production installée, et fournit entre 75 % et 80 % de sa production d'électricité depuis de nombreuses années. Ces niveaux sont inégalés dans les autres pays nucléaires, que ce soit en Europe où le nucléaire représente moins de 15 % de la capacité et 27 % de la production électrique, ou dans le monde où ces chiffres tombent respectivement à 6 % et 11 %. De plus, alors que la capacité nucléaire installée a diminué de 11 % lors de la dernière décennie dans l'Union, la France a non seulement maintenu sa capacité mais elle est le seul État membre, avec la Finlande, à avoir engagé la construction d'un nouveau réacteur.

Le niveau de capacité nucléaire installée en France dépasse significativement les besoins de production dite « en base », c'est-à-dire correspondant à la puissance appelée par la consommation d'électricité en France de manière continue pendant l'année. Ce niveau de base, qui représente de l'ordre de 50 % de la consommation totale d'électricité, est celui qui permet aux réacteurs, qui ne sont pas conçus pour faire varier leur production, de fonctionner en continu. C'est pourquoi les réacteurs français fonctionnent souvent au delà de cette base, en suivi de charge, et ne produisent globalement qu'avec un facteur de charge de 75 % environ³⁵. Cette situation, qui nuit à la rentabilité de la production du parc nucléaire, réduit également la capacité du système électrique français à absorber le développement d'énergies renouvelables à la production elles-mêmes variables.

● Des énergies renouvelables freinées

Le recours aux énergies renouvelables pour la production d'électricité s'est trouvé historiquement relativement haut, grâce au développement au cours du siècle dernier d'un important parc hydroélectrique. Ce niveau est cependant inférieur aux tendances actuelles et aux objectifs que l'Union européenne et la France se sont fixés. Ainsi, la France a perdu son avance. Elle se trouve depuis 2011 en dessous de la moyenne européenne en termes de part de l'ensemble des énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie. En 2013, cette part atteignait en France 14,2 %, restant très éloignée des 23 % que le pays s'est engagé à atteindre en 2020 dans le cadre des objectifs

³⁴ Dans sa prévision de référence sur l'évolution de la consommation d'électricité à l'horizon 2030 en France, RTE observe que les gains associés aux mesures engagées en termes d'efficacité compensent les effets de la croissance économique ou démographique et de nouveaux usages (notamment le véhicule électrique) pour aboutir à une consommation d'électricité quasiment stable, ce qui impliquerait qu'environ un tiers des réacteurs en service, soit une vingtaine, soient arrêtés d'ici à l'échéance de 2025. Voir RTE, *Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France*, édition 2014.

³⁵ Le facteur de charge du parc nucléaire désigne le ratio entre sa production réelle et sa production théorique (à pleine puissance sur l'année, soit 8 760 heures). Lorsqu'il fonctionne en base, comme c'est le cas partout ailleurs dans les pays disposant de réacteurs nucléaires, le parc atteint typiquement un facteur de charge supérieur à 85 %.

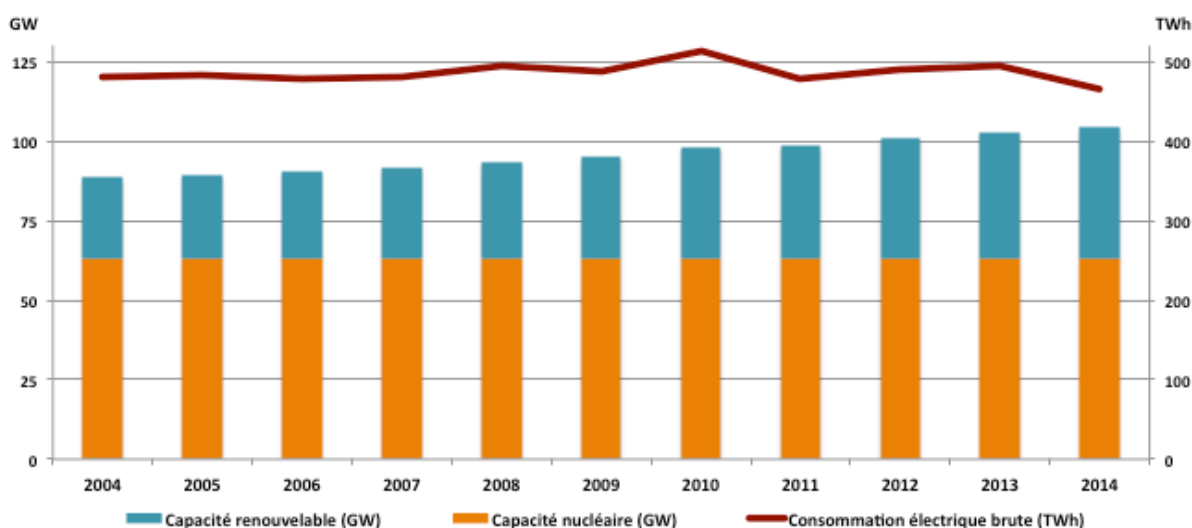
européens³⁶. La France était d'ailleurs, fin 2013, le pays de l'Union Européenne le plus éloigné de son objectif en énergies renouvelables après le Royaume-Uni et les Pays-Bas³⁷.

Dans le secteur électrique, la part des énergies renouvelables dans la production d'électricité a légèrement progressé en 2014 pour atteindre 17,7 %³⁸. En 2013, la contribution des énergies renouvelables à la consommation brute finale d'électricité s'est établie à 17,1 %³⁹. La France ne se trouve pas sur la bonne trajectoire pour atteindre son objectif de 27 % à l'horizon 2020, qui constitue la déclinaison pour l'électricité de son objectif global sur les énergies renouvelables.

Le développement des capacités de production, sans être nul, apparaît ainsi très lent en France par rapport à la dynamique européenne ou mondiale. Les capacités de production renouvelables ont augmenté de 56 % en France entre 2003 et 2013, contre 143 % sur la même période dans l'Union Européenne. Depuis 2000, un pays en pointe comme l'Allemagne a installé plus de 26 GW d'éolien et 35 GW de photovoltaïque. La France, qui dispose pourtant d'un meilleur potentiel dans ces deux domaines, n'a installé sur la même période que 8 GW d'éolien et moins de 5 GW de photovoltaïque.

Figure 6 Nucléaire et énergies renouvelables en France

Évolution des capacités de production nucléaire et renouvelables électriques installées (GW) et de la consommation totale d'électricité (TWh) en France entre 2004 et 2014



Source : DGEC, RTE, 2015

● Une efficacité électrique négligée

Une autre conséquence importante de la surcapacité du parc nucléaire est l'absence historique d'incitation à la maîtrise de la consommation d'électricité. Ainsi, la France consomme près d'un quart d'électricité de plus par habitant que la moyenne de l'Union Européenne. Elle a notamment développé dès les années soixante-dix, dans le cadre de son programme « tout nucléaire, tout électrique », un recours massif au chauffage électrique⁴⁰, que seule la mise en œuvre récente de la réglementation thermique RT2012 pour les logements neufs est venue infléchir. Cet effet, ainsi que l'impact des réglementations européennes sur l'étiquetage énergétique de nombreux équipements, entraînent un ralentissement mesurable de la consommation d'électricité. Mais en l'absence de mesures supplémentaires spécifiques, la France connaît une évolution singulière de sa consommation

³⁶ Commissariat général au développement durable (CGDD), *Bilan énergétique de la France pour 2013*, Service de l'observation et des statistiques du Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie, juillet 2014.

³⁷ Ce constat porte sur l'écart restant à combler pour chaque pays entre la part atteinte par les énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale et la part fixée par son objectif à 2020. Cet écart est mesuré à partir d'Eurostat, « *Énergies renouvelables dans l'UE - La part des énergies renouvelables dans la consommation énergétique en hausse à 15% en 2013* », communiqué du 10 mars 2015.

³⁸ RTE, *Bilan électrique 2014*, février 2015.

³⁹ CGDD, *op. cit.*

⁴⁰ Qui représente aujourd'hui, selon le bilan prévisionnel de RTE, environ la moitié de la puissance en chauffage électrique installée sur le réseau électrique interconnecté européen.

d'électricité. Ainsi, après une baisse due à la crise, cette consommation a par exemple augmenté de 4 % sur les années 2012 et 2013, alors que l'ensemble de la consommation d'énergie marquait une légère diminution.

L'absence de politique forte d'efficacité sur la consommation d'électricité s'observe aussi bien sur les ménages que chez les plus gros consommateurs. Ainsi, par exemple, alors que la consommation d'électricité spécifique par habitant était la même en Allemagne et en France au début des années 1990, un ménage français consommait en 2008 plus de 20 % de plus qu'un ménage allemand, bien que le taux d'équipements du second soit supérieur⁴¹. De même, le cabinet de conseil Roland Berger⁴² estime que si les industriels « électro-intensifs » français étaient désavantagés en 2013 par le prix de l'électricité par rapport à leurs concurrents allemands, ce désavantage est aussi dû à la moindre efficacité énergétique des usines françaises : la consommation spécifique apparaît en effet supérieure selon les secteurs de 13 % (ciment) à 38 % (papier) à celle observée en Allemagne.

b. Priorités d'investissement

L'analyse des investissements réalisés dans le système énergétique français illustre sous un autre angle la hiérarchie des priorités industrielles de la France entre nucléaire, énergies renouvelables et efficacité énergétique. Les différences de périmètre, l'hétérogénéité des dépenses à considérer et l'écart entre les sources rendent toute comparaison très délicate. De plus, la situation peut évoluer fortement d'une année sur l'autre. On peut toutefois dégager quelques ordres de grandeur sur les efforts d'investissement moyens au cours des années.

○ Des investissements soutenus dans le nucléaire

La France investit dans le secteur nucléaire à la fois dans son parc de réacteurs et dans les installations du « cycle » du combustible, c'est-à-dire dans les usines nécessaires à la préparation du combustible nucléaire avant son utilisation en réacteur, et dans sa gestion après son irradiation.

La France investit tout d'abord 8,5 milliards d'euros au moins⁴³ dans la construction d'un nouveau réacteur de type EPR (European Pressurized water Reactor) à Flamanville. Commencée en 2006, cette construction devait initialement s'achever après cinq ans de chantier, en 2012. Le démarrage de l'EPR est aujourd'hui reporté à 2017 au plus tôt, ce qui représenterait un investissement moyen de 0,9 milliard d'euros par an sur la durée du chantier.

Il n'existe pour l'instant pas d'autre projet de nouveau réacteur EPR. La France s'apprête en revanche à investir principalement dans la prolongation d'exploitation du parc existant au-delà de 40 ans de fonctionnement. Même si le montant global dépendra non seulement des exigences de sûreté retenues, mais également du nombre de réacteurs qu'EDF exploitera après 40 ans, ce programme représentera probablement plusieurs milliards d'euros d'investissement annuel pendant de nombreuses années.

EDF réalise d'ailleurs d'ores et déjà d'importants investissements de maintenance dans le parc existant. Ceux-ci se sont élevés sur les dix dernières années à 16 milliards d'euros⁴⁴, soit 1,6 milliards par an en moyenne. La Cour des Comptes estime que ces investissements de maintenance pourraient grimper pour atteindre 4,3 milliards d'euros annuels entre 2011 et 2025.

Les principaux investissements réalisés ces dernières années dans les usines nécessaires à la préparation du combustible nucléaire ont porté sur le renouvellement de gros outils industriels. Ils s'élèvent à 610 millions d'euros pour le projet Comurhex II⁴⁵ pour la conversion de l'uranium et 3 milliards d'euros⁴⁶ pour la mise en service de l'usine d'enrichissement par centrifugation Georges

⁴¹ Chappoz, L., *Les politiques d'efficacité énergétique en France et en Allemagne : quand deux voisins empruntent des chemins différents*, IDDRI, mars 2013.

⁴² Roland Berger, *Compétitivité des industriels électro-intensifs en France*, février 2014.

⁴³ Selon la dernière estimation officielle produite par EDF, fin 2013.

⁴⁴ Cour des Comptes, *Le coût de production de l'électricité nucléaire, actualisation 2014*, mai 2014.

⁴⁵ Areva, « Areva investit 610 millions d'euros dans de nouvelles usines de conversion de l'uranium », communiqué de presse, 21 mai 2007.

⁴⁶ Areva, « Enrichissement : inauguration de l'usine Georges Besse II », communiqué de presse, 14 décembre 2010.

Besse II. Compte tenu des durées de construction de ces deux nouvelles usines, ces investissements ont représenté une moyenne de 0,6 milliard d'euros par an.

Ainsi, si on lisse ces principales dépenses d'investissement sur les dernières années, le montant des principaux investissements dans le secteur nucléaire en France s'est élevé en moyenne à 3,1 milliards d'euros par an, bien au-delà des investissements consacrés à la construction du seul réacteur EPR. Et même si aucune nouvelle construction n'est à ce jour prévue, ce niveau d'investissement est appelé à augmenter dans les années qui viennent pour les besoins d'entretien du parc existant, qu'il s'agisse des réacteurs en service ou d'autres usines à moderniser.

En complément, d'importants besoins d'investissement sont aussi prévisibles pour les décennies à venir dans le domaine de la gestion des déchets – sans compter les dépenses engendrées par le démantèlement. Le montant du projet de stockage géologique des déchets haute et moyenne activité à vie longue, CIGEO, n'est pas encore arrêté, mais il a été estimé à 35 milliards d'euros par l'Agence nationale de gestion des déchets radioactifs (ANDRA) en 2009.

● **Un effort modéré dans les énergies renouvelables**

Si le soutien au nucléaire ne se dément pas, l'effort financier de la France en faveur des énergies renouvelables électriques est toutefois bien réel. Il se mesure notamment à travers l'accroissement très important ces dernières années du mécanisme de soutien que constitue la part consacrée aux tarifs d'achat des énergies renouvelables dans la Contribution au service public de l'électricité (CSPE)⁴⁷. Cette part a considérablement augmenté, tant en pourcentage de la CSPE qu'en volume. Ainsi, les contrats d'achats d'énergie renouvelable en métropole ont représenté en 2013 une charge constatée de 2,9 milliards d'euros, contre 146 millions d'euros en 2003⁴⁸. La Commission de régulation de l'énergie a prévu pour 2014 et 2015 de nouvelles augmentations, pour atteindre respectivement 3,5 et 3,7 milliards d'euros⁴⁹. L'essentiel de cette progression est imputable au photovoltaïque, et dans une moindre mesure à l'éolien.

Cet indicateur témoigne toutefois davantage d'une évolution des volumes de capacité installée agrégés au fil des années et de leurs conditions de production que de l'évolution des investissements réalisés chaque année dans les énergies renouvelables, qui ne semble pas suivre le même rythme de progression.

En 2007, l'ADEME estimait déjà à 5,9 milliards d'euros les dépenses d'équipement des ménages et les dépenses d'investissement réalisées sur l'année en France pour les énergies renouvelables – dont la production génère par ailleurs des ventes de 3,5 milliards d'euros⁵⁰. Ces dépenses incluaient environ 2,2 milliards d'euros consacrés à la production d'électricité d'origine renouvelable, dont plus de 75 % sur l'éolien, soit 1,7 milliards d'euros par an, et le reste essentiellement sur le photovoltaïque.

La tendance n'a pas fortement évolué : la France n'a pas suivi l'explosion des investissements dans les renouvelables mesurée en Europe ou dans le monde. Ainsi, la France a investi en moyenne 3,1 milliards d'euros par an entre 2010 et 2012 dans les énergies renouvelables⁵¹. L'augmentation est en grande partie due à la progression du photovoltaïque, qui a représenté 40 % des investissements soit 1,2 milliards d'euros par an en moyenne, alors que l'éolien marquait le pas avec 47 % et 1,5 milliards d'euros par an en moyenne. Ces chiffres offrent, en regard des estimations précédentes sur le nucléaire une base de comparaison raisonnable des ordres de grandeur des investissements moyens réalisés dans les filières nucléaire et renouvelables dans cette période.

⁴⁷ La CSPE prélève auprès des différents consommateurs d'électricité la contribution nécessaire pour compenser les surcoûts supportés par les opérateurs au titre de différentes obligations de service public. Parmi celles-ci figurent, au même titre que l'application du tarif métropolitain dans les zones non interconnectées ou des tarifs sociaux pour les plus démunis, les obligations d'achat de l'électricité produite en cogénération et de différentes énergies renouvelables, au premier rang desquelles le photovoltaïque.

⁴⁸ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 9 octobre 2013 portant proposition relative aux charges de service public de l'électricité et à la contribution unitaire pour 2014, annexe 6.

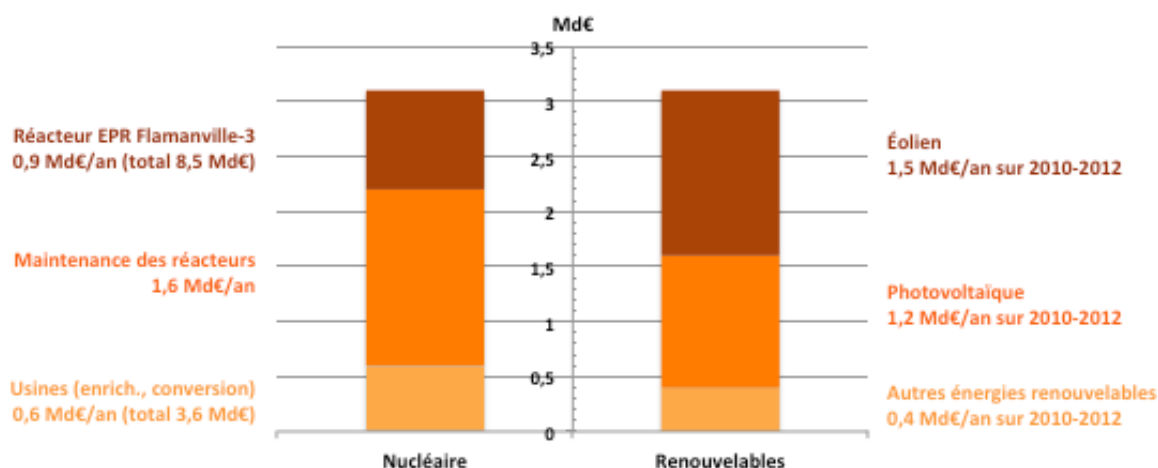
⁴⁹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 15 octobre 2014 portant proposition relative aux charges de service public de l'électricité et à la contribution unitaire pour 2015.

⁵⁰ ADEME, « Maîtrise de l'énergie et développement des énergies renouvelables », in *Stratégies et études*, n° 13, juillet 2008.

⁵¹ Pew Research Center, *Who's Winning the Clean Energy Race?*, rapports 2010, 2011 et 2012.

Figure 7 Investissement moyen dans le nucléaire et les renouvelables en France

Valeurs lissées d'investissement en cours ou récents dans les installations nucléaires existantes ou nouvelles, valeurs moyennes d'investissement dans la production d'électricité renouvelable entre 2010 et 2012



Source : WISE-Paris d'après Areva, EDF, ObsErv'ER, 2014

Alors que sur la scène internationale, la stagnation et l'amorce de déclin du nucléaire et l'expansion des nouvelles énergies renouvelables se traduisent par un fossé croissant entre les niveaux d'investissement dans ces deux secteurs, la France se singularise au contraire par un niveau sensiblement équivalent d'effort entre les deux branches.

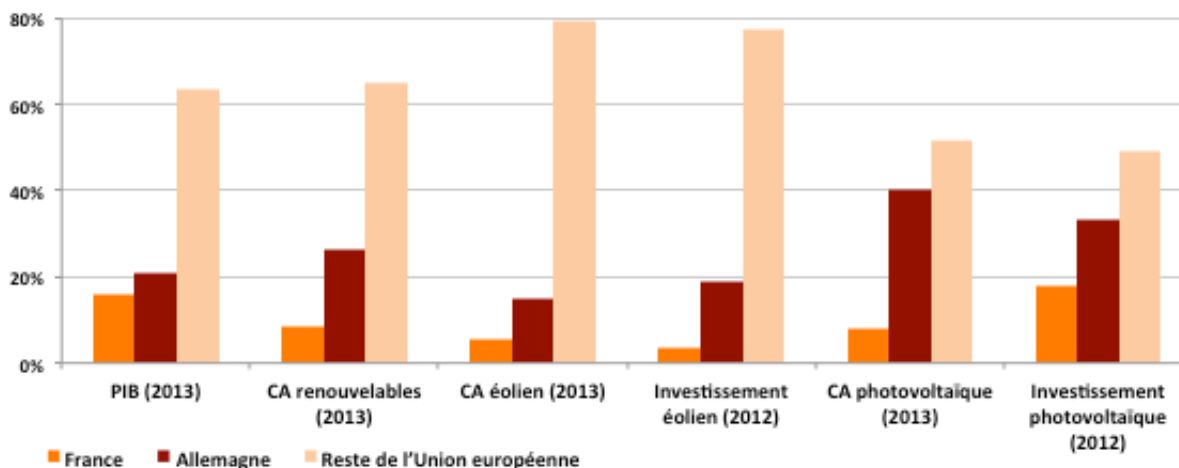
La base de comparaison n'est toutefois pas ici la même que celle retenue précédemment au niveau international, qui n'intégrait ni les investissements de maintenance dans les réacteurs existants, ni les dépenses consacrées aux installations nucléaires autres que les réacteurs. Si l'on compare ses investissements en matière de nouvelle production nucléaire et renouvelable, le rapport observé en France est de l'ordre de un peu moins d'un milliard d'euros par an pour le projet de réacteur EPR contre plus de trois milliards par an pour les renouvelables électriques. Ainsi, tout en restant prudent sur cette évaluation, avec un ratio inférieur à 4, on peut considérer que **la France soutient 5 fois moins les énergies renouvelables par rapport au nucléaire que la moyenne européenne ou mondiale.**

On peut d'ailleurs observer, en complément, que le chiffre d'affaires des énergies renouvelables se développe moins vite en France que dans le monde ou dans le reste de l'Union européenne. Il est à ce titre intéressant de mesurer la part de la France dans le secteur des énergies renouvelables dans l'Union, en chiffre d'affaires ou en investissement, rapportée à son poids économique global. Alors que la France représentait 15,7 % du produit intérieur brut de l'Union en 2012, les énergies renouvelables n'y représentaient, avec un chiffre d'affaires de 11,3 milliards d'euros au total, que 8,7 % du chiffre d'affaires des renouvelables dans l'ensemble de l'Union. Ce pourcentage tombe à 7,9 % pour le photovoltaïque, avec 2,4 milliards d'euros de chiffre d'affaires, et même à 5,6 % pour l'éolien, avec 1,9 milliards d'euros de chiffre d'affaires. Ces chiffres, même si la tendance s'est améliorée depuis, témoignent notamment du retard pris et du décalage dans le niveau d'effort consacré aux énergies renouvelables par rapport au leader européen dans ce secteur que constitue l'Allemagne⁵².

⁵² EurObsErv'ER, *The State of Renewable Energies in Europe – 2013 Edition*, 2014. Par comparaison, l'Allemagne qui représentait 20,6 % du PIB européen de l'Union a réalisé en 2012 un chiffre d'affaires dans les renouvelables de 34,3 milliards d'euros, dont 5,2 milliards dans l'éolien et 12,4 milliards dans le photovoltaïque, soit respectivement 26,5 %, 15 % et 40,4 % du chiffre d'affaires européen.

Figure 8 Part de la France et de l'Allemagne dans les énergies renouvelables en Europe

Parts respectives de la France, de l'Allemagne et des autres pays dans le produit intérieur brut, le chiffre d'affaires et les investissements dans les renouvelables dans l'Union européenne en 2012-2013



Source : EurObserv'ER, 2014

2.3. Conclusion

La préférence industrielle que la France accorde depuis des décennies à sa filière nucléaire crée aujourd'hui encore un effet de verrou sur la politique énergétique nationale, mesurable dans le retard important qu'observe le développement des alternatives par rapport à d'autres pays. Cette situation empêche en retour l'industrie française de développer une stratégie aussi performante dans le domaine des énergies renouvelables.

Campant sur l'idée fausse que le nucléaire est massif et les énergies renouvelables marginales, la France s'est de plus en plus démarquée au fil des années des dynamiques internationales. À mesure que les énergies renouvelables émergent de plus en plus comme le socle du nouveau système électrique en train de se construire en Europe et dans de nombreuses régions du monde, la France court le risque croissant de rater, sur le plan énergétique mais aussi industriel, ce virage majeur de l'évolution énergétique mondiale.

3. Positions industrielles et bilan à l'international

La stratégie industrielle pro-nucléaire de la France repose sur l'idée que ce choix industriel lui procure d'importants avantages au niveau domestique et lui ouvre d'importants débouchés au niveau international. Il est toutefois intéressant de mesurer, en regard de cet objectif, ce que sont réellement ses positions industrielles.

Un niveau de concentration plus ou moins élevé se retrouve dans tous les secteurs de l'industrie nucléaire, qui connaissent des variations par rapport à cette image globale. On distingue en général, outre l'exploitation des réacteurs pour la production d'électricité et la construction de nouveaux réacteurs, quatre grands secteurs de soutien à ces réacteurs : les mines, l'amont du cycle du combustible, les services et la maintenance des réacteurs, et l'aval du cycle du combustible.

L'objectif de cette partie, après avoir caractérisé le positionnement respectif d'EDF et d'Areva sur ces différents segments d'activité, est de mettre ces positions en regard d'un bilan en termes d'exportations et d'importations, non seulement dans le domaine nucléaire mais également dans celui des énergies renouvelables.

3.1. Positions de l'industrie nucléaire française

L'industrie nucléaire française, même si elle engage de très nombreuses entreprises sous-traitantes, repose essentiellement sur les deux entreprises de taille mondiale sur ce secteur que sont EDF pour la production d'électricité d'origine nucléaire, et Areva pour l'ensemble des fournitures et services associés à cette production.

Le groupe EDF constitue incontestablement un acteur majeur de la production d'électricité, dont la stratégie française et internationale repose fortement sur le nucléaire. Outre son rôle prédominant comme exploitant de réacteurs nucléaires, EDF se singularise par sa stratégie originale d'opérateur-constructeur, dans le sens où il est l'un des rares électriciens dans le monde – et en tous cas le seul dans les économies occidentales – à assurer lui-même la maîtrise d'œuvre de la construction de ses réacteurs, au lieu de les faire construire par leur fabricant.

Le groupe Areva s'est pour sa part construit sur un modèle unique – dont les difficultés actuelles marquent sans doute la fin prochaine – d'intégration de l'ensemble des services de la chaîne nucléaire. Il s'occupe ainsi de l'extraction de l'uranium nécessaire au combustible nucléaire en amont jusqu'au traitement de ce combustible et des déchets qu'il génère en aval, en passant par la construction de réacteurs et leur maintenance.

Les deux groupes forment ce que les promoteurs de la filière nucléaire française appellent souvent « l'équipe de France du nucléaire ». La synergie théorique de leurs activités en France et la complémentarité supposées de leur expérience et de leurs compétences à l'international sont présentées comme des facteurs irrésistibles de succès de l'industrie nucléaire française à l'exportation.

a. Secteur « amont »

Le premier ensemble à considérer est celui de l'amont, qui regroupe toutes les opérations nécessaires à la production du combustible nucléaire utilisé dans les réacteurs, depuis l'extraction minière de l'uranium naturel jusqu'aux étapes de conversion chimique et d'enrichissement de cette uranium, et enfin de fabrication des assemblages combustibles à proprement parler. Contrairement à d'autres

secteurs du nucléaire, dans lesquels la France a choisi et promeut dans sa stratégie internationale des options techniques singulières, la filière nucléaire française se place dans ce secteur en concurrence avec d'autres compagnies sur des activités de plus en plus mondialisées⁵³.

● Production d'uranium

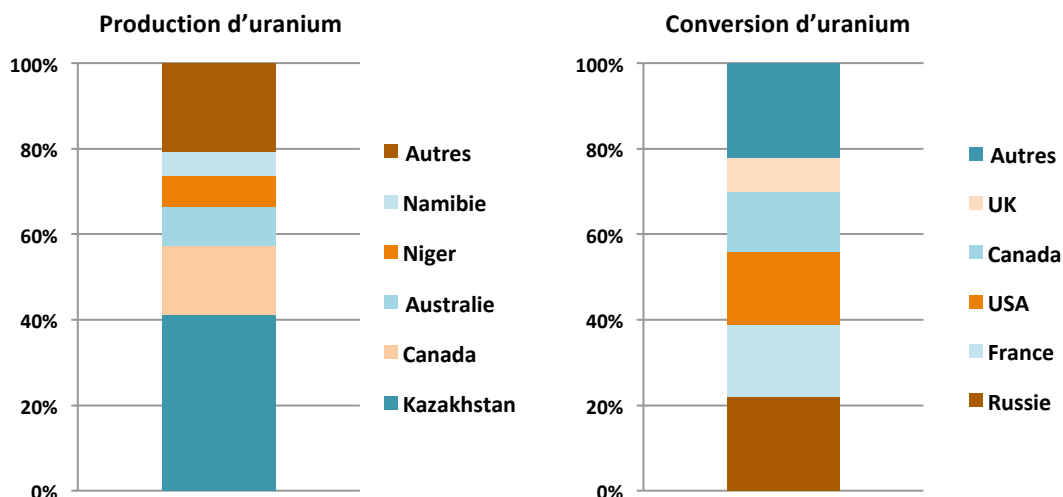
Le premier secteur d'activité est celui des **mines**⁵⁴, qui pèse économiquement 10 milliards de dollars environ au niveau mondial. Les ressources connues d'uranium se trouvent principalement en Australie, au Kazakhstan, en Russie, au Canada et au Niger. Seulement quatre compagnies se partagent 60 % du secteur, et les cinq plus gros pays producteurs concentrent près de 80 % de la production. La production minière d'uranium a connu son pic vers 1980 avec près de 67 000 tonnes d'uranium produites. La demande mondiale en uranium⁵⁵ n'excédait pourtant pas à l'époque 40 000 tonnes par an. Elle a progressé régulièrement pour se stabiliser davantage depuis le milieu des années 2000 autour de 70 000 tonnes. Du fait du stock accumulé par une production excédentaire jusqu'en 1989, puis d'effets de déstockage d'uranium hautement enrichi militaire, la production s'est pourtant effondrée vers 30 000 tonnes au début des années 1990. Elle s'est redressée depuis pour atteindre 56 217 tonnes en 2014.

Ainsi, la production a augmenté de 36 % entre 2007 et 2014, alors que la demande est pratiquement la même : elle en couvre 85 % aujourd'hui contre 64 % il y a sept ans. Le secteur a fortement anticipé une augmentation des besoins liée à une « renaissance » du nucléaire qui ne se manifeste pas. Au contraire, les perspectives d'évolution du parc à court et moyen terme n'étant plus orientées à la hausse, de nombreux projets de mines sont aujourd'hui gelés voire abandonnés.

La production d'uranium est pratiquement abandonnée dans l'Union européenne où seules quelques centaines de tonnes sont extraites en République tchèque et en Roumanie. La production nucléaire européenne, qui représentait en 2013 plus de 26 % de la demande mondiale avec 17 000 tonnes, est ainsi dépendante à plus de 97 % d'importations hors de l'Union.

Figure 9 Principaux pays dans la production et la conversion d'uranium

Part des principaux pays dans la production d'uranium naturel en 2014 (en tonnes d'uranium) et des principaux pays dans la conversion de l'uranium en 2013 (en tonnes d'uranium)



Source : WNA, 2014-2015

⁵³ On peut toutefois mentionner la singularité longtemps entretenue par la France en matière d'enrichissement de l'uranium : l'industrie nucléaire française s'était écartée de la technologie de centrifugation, développée par Urenco et utilisée partout ailleurs dans le monde, pour développer dans son usine Georges Besse I sa propre technologie d'enrichissement par diffusion gazeuse, avant d'y renoncer pour adopter à son tour la centrifugation à l'occasion du remplacement de cette usine.

⁵⁴ World Nuclear Association, Information Library, consultée en août 2014.

⁵⁵ Celle-ci inclut essentiellement deux utilisations : le besoin en uranium pour le combustible des réacteurs de production électronucléaire, et le besoin des réacteurs de propulsion navale pour les sous-marins et navires militaires.

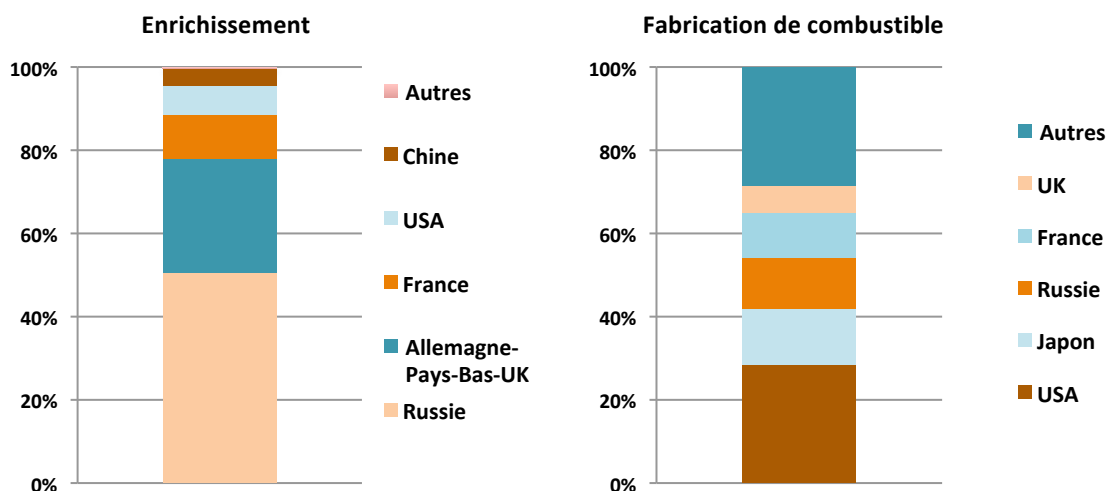
Avec 12 % de l'extraction d'uranium en 2014, Areva se place au 3^{ème} rang mondial. Cette activité a représenté en 2014 environ 16 % de son chiffre d'affaires de 8,3 milliards d'euros au total. La mise en service du site d'Imouraren au Niger pourrait lui permettre d'augmenter son volume d'activité, mais dans un contexte de prix faibles de l'uranium, son exploitation n'est pas rentable à l'heure actuelle. Malgré un contrat d'exploitation obtenu par Areva en 2009 et un investissement initial de 1,2 milliards d'euros⁵⁶, le début d'exploitation prévu initialement pour 2013⁵⁷ a été repoussé à plusieurs reprises. À ce jour, Areva et l'Etat Nigérien ne se prononcent plus sur une date de début d'exploitation, en attendant « l'amélioration des conditions du marché international »⁵⁸. Par ailleurs, Areva a passé en 2011 une perte de 1,5 milliards d'euros sur la valeur d'Uramin, société acquise en 2007 pour 1,8 milliards d'euros⁵⁹ dans des conditions qui font par ailleurs l'objet d'une enquête. Le projet d'exploitation de Trekkopje, en Namibie, visé par cette acquisition est aujourd'hui gelé.

○ Conversion, enrichissement et fabrication du combustible

L'amont⁶⁰ du cycle du combustible, qui représente environ 15 à 20 milliards de dollars, se divise en trois grandes activités : la conversion de l'uranium, l'enrichissement et la fabrication d'assemblages. Le marché de la conversion et celui de l'enrichissement sont particulièrement concentrés aux mains de quelques acteurs américain, canadien, russe et français pour le premier, et britannique, américain, russe et français pour le second. Le marché de la fabrication du combustible est économiquement et géographiquement un peu plus dispersé. Néanmoins, cinq pays concentrent plus de 70 % des capacités de fabrication du combustible des réacteurs à eau légère (qui équipent plus de 90 % du parc nucléaire mondial). Les capacités de production sont globalement, dans tous ces secteurs, durablement supérieures aux besoins annuels du parc : elles ont notamment été renforcées par anticipation de l'augmentation des puissances installées attendues avec la « renaissance ». Les besoins annuels de conversion, d'enrichissement et de fabrication, globalement proportionnels à la production électrique du parc nucléaire, sont au contraire plutôt stagnants voire orientés à la baisse.

Figure 10 Principaux pays dans l'enrichissement et dans la fabrication de combustible

Part des principaux pays dans l'enrichissement d'uranium naturel en 2013 (en capacité installée) et des principaux pays dans la fabrication de combustibles en 2013 (en capacité installée)⁶¹



Source : WNA, 2014

⁵⁶ Areva, « Niger : pose de la première pierre du site minier d'Imouraren », communiqué de presse, 4 mai 2009.

⁵⁷ Areva, « Areva et Kepco s'associent dans le développement de la mine d'Imouraren au Niger », communiqué de presse, 10 décembre 2009.

⁵⁸ *Le Monde*, « Areva signe un accord avec le Niger sur les mines d'uranium », 26 mai 2014.

⁵⁹ Areva, « Offre publique d'achat amicale d'Areva sur Uramin sur la base d'un prix de 7,75 US\$ par action », communiqué de presse, 15 juin 2007.

⁶⁰ World Nuclear Association, Information Library, consultée en août 2014.

⁶¹ Les capacités de fabrication prises en compte ici sont celles de combustible destinés aux réacteurs dits à eau légère (les réacteurs à eau pressurisée, ou REP comme les 58 réacteurs français, et les réacteurs à eau bouillante, ou REB), qui représentent environ 90 % de la puissance nucléaire installée dans le monde.

Areva est présent sur tous les secteurs de l'**amont** du cycle du combustible, qui a représenté 26,8 % de son chiffre d'affaires en 2014.

Avec environ 20 % de la conversion en 2013 et 19 % de la capacité installée, Areva se situe au 2^{ème} rang mondial pour ce secteur d'activité. Ses performances sont moins bonnes pour le secteur de l'enrichissement puisque l'entreprise française, au 3^{ème} rang mondial, possède seulement 11 % des capacités mondiales d'enrichissement, marché largement dominé par le groupe russe Tenex et par le consortium britannique, néerlandais et allemand Urenco (respectivement 50 % et 28 % des capacités). Après avoir pendant plusieurs décennies développé ses propres technologies, avec le choix de la diffusion gazeuse pour sa première grande usine d'enrichissement, Eurodif, et la recherche sur l'enrichissement par laser, Areva a par ailleurs dû se résoudre pour sa nouvelle usine à acheter à Urenco sa technologie de centrifugation.

Areva se place en revanche au 1^{er} rang mondial pour la fabrication des assemblages de combustibles, avec 26 % des capacités mondiales⁶² – grâce à ses usines non seulement en France, mais également en Allemagne et aux États-Unis. Cependant, sur les 131 réacteurs alimentés par l'entreprise en 2009, les deux tiers étaient des réacteurs d'EDF ou construits par Framatome ou Siemens⁶³. Bien qu'il s'ouvre, le marché de la fabrication d'assemblage reste assez lié à celui de la construction. Ainsi, l'évolution des contrats pour la fabrication de combustible sera probablement influencée par les attributions des contrats de nouvelles constructions.

b. Secteur des réacteurs

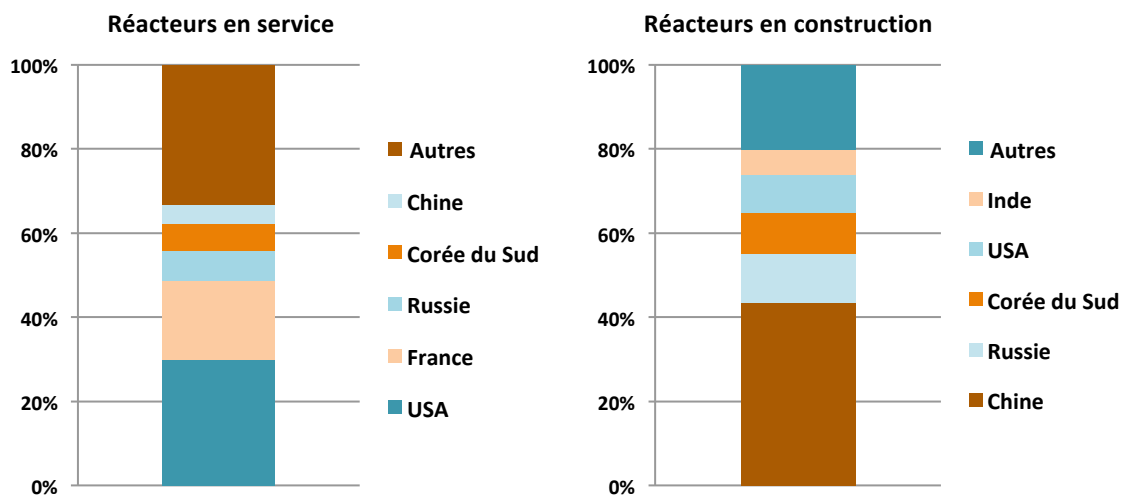
Les réacteurs, qui constituent le cœur de l'activité nucléaire, génèrent différentes activités qui font parfois appel à des entreprises de nature très diverses. On distingue l'exploitation des réacteurs pour la production d'électricité, la construction de nouveaux réacteurs et l'entretien des réacteurs existants.

● Parc en exploitation, une forte contribution

La répartition des réacteurs en exploitation dans le monde, avec 31 pays producteurs, est très inégale. Si l'on écarte le cas particulier du Japon, la moitié de la capacité de production installée se trouve dans deux pays – les États-Unis et la France –, et deux tiers du total sont partagés entre seulement cinq pays – s'ajoutent la Russie, la Corée du Sud et la Chine.

Figure 11 Principaux parcs nucléaires en exploitation et en construction

Part des principaux pays dans l'exploitation de réacteurs mi-2014 (en puissance installée) et des principaux pays dans la construction de réacteurs⁶⁴ mi-2014 (en puissance nominale projetée)



Source : WNISR 2014

⁶² World Nuclear Association, Information Library, consultée en août 2014.

⁶³ Marignac, Y., « Une présence internationale forte mais fragilisée », in *Cahiers de Global Chance*, n° 29, avril 2011.

⁶⁴ Pays engagés dans des projets de nouveaux réacteurs sur leur territoire, qui n'en sont pas nécessairement les constructeurs.

EDF participait fin 2013 à l'exploitation de 79 réacteurs dans le monde, dont 58 en France, et 21 à titre d'exploitant principal ou via des participations au Royaume-Uni, en Belgique, en Suisse et aux États-Unis. Cette position en fait, de très loin, le premier exploitant nucléaire mondial.

● Construction de réacteurs, une faible capacité à l'export

La répartition des réacteurs en construction est tout aussi inégale, même si elle recouvre une dynamique très différente. L'Asie est le principal marché de construction de réacteurs : ainsi 60 % des nouvelles capacités en construction se trouvent en Inde, en Corée du Sud et en Chine, dont plus de 40 % dans ce seul pays.

L'exportation de réacteurs est l'un des principaux débouchés avancés pour soutenir l'industrie nucléaire française. Celle-ci présente aujourd'hui la particularité de ne proposer pratiquement qu'un seul modèle de réacteur à l'exportation : l'EPR, développé par Areva et adopté par EDF. L'autre réacteur actuellement développé par Areva, le modèle Atmea, reste en effet aujourd'hui, bien qu'Engie se soit déjà engagé sur une future exportation vers la Turquie, au stade d'un avant-projet sur papier. L'autre particularité est de disposer de deux exportateurs :

- Areva, fort logiquement, se positionne à l'exportation comme le constructeur de réacteurs EPR pour des électriciens souhaitant une livraison « clés en mains ». C'est une commande de ce type qu'Areva a passée en 2003 avec l'exploitant finlandais TVO pour le premier EPR mis en construction au monde, Olkiluoto-3. Aucune autre commande d'EPR à l'étranger n'est venue depuis pour Areva, malgré les ambitions répétées du groupe. Pas plus tard qu'en 2011, lors de son arrivée à la tête du groupe, Luc Oursel s'était donné pour objectif de vendre 10 réacteurs EPR avant 2016. On peut aujourd'hui douter que même une seule vente sera finalisée dans ce délai ;
- EDF propose quant à lui d'exporter des réacteurs selon son modèle de constructeur-opérateur. Il s'appuie alors sur Areva comme fabricant et fournisseur de réacteurs EPR qu'il construit pour les exploiter. Fin 2008, EDF se donnait comme objectif de développer et d'exploiter huit à dix réacteurs EPR dans le monde à l'horizon 2020⁶⁵. C'est sept de plus que les trois qu'EDF construit actuellement, soit Flamanville-3 en France (commandé en 2005) ou contribue à construire, soit Taishan-1 et 2 en Chine (commandés en 2008).

L'affirmation de l'ambition française à l'exportation a sans doute connu un point culminant en 2010. EDF et Areva venaient pourtant de subir un échec cuisant aux Émirats Arabes Unis, dont le choix s'était porté sur l'importation de réacteurs coréens. Le rapport sur l'avenir du nucléaire civil remis suite à cet échec par François Roussely, Président d'honneur d'EDF, au Président de la République, fixait un cap pour la filière nucléaire française : considérant que « les marchés auxquels elle peut concourir sont essentiellement situés à l'exportation » et prédisant un rythme de 20 à 30 GW de mise en construction par an à moyen terme, il lui donnait, comme « acteur déterminé de ce marché, (...) l'ambition d'en prendre le quart »⁶⁶.

L'industrie nucléaire n'a pourtant jamais atteint une telle performance. La France n'a jusqu'ici fourni que 11 réacteurs (8,5 GW) à l'étranger sur l'ensemble du parc actuellement en service⁶⁷, et elle n'y construit donc actuellement que 3 unités de plus (5 GW). Elle se place néanmoins comme le 3^{ème} exportateur historique, derrière les États-Unis et la Russie, et le 2^{ème} exportateur actuel : ce rang doit être fortement relativisé, dans la mesure où près de 80 % des constructions ont en fait été historiquement réalisées par des constructeurs domestiques (et encore près de 70 % actuellement). La France a d'ailleurs construit la totalité des réacteurs arrêtés ou encore exploités sur son territoire.

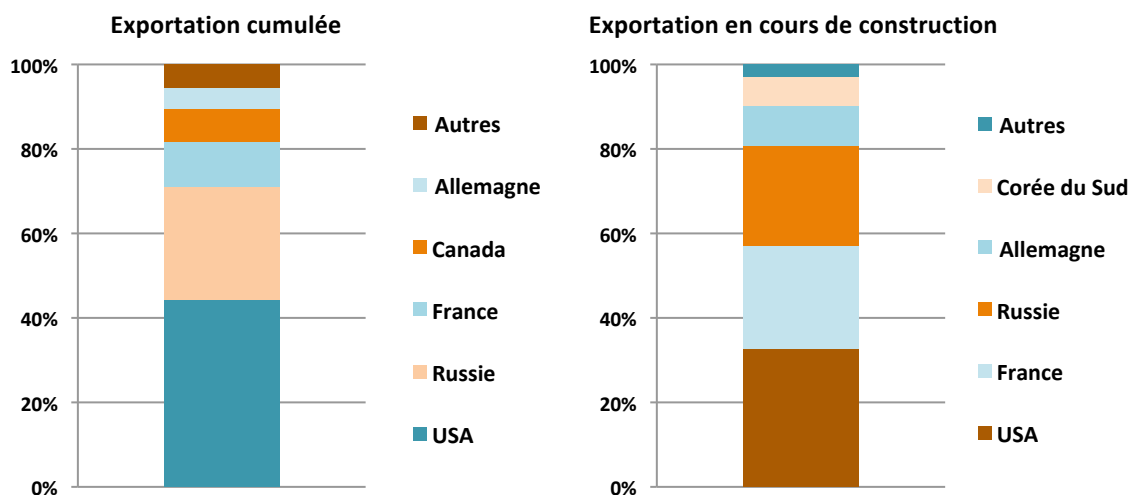
⁶⁵ EDF, *Investor Day*, Londres, 4 décembre 2008.

⁶⁶ Roussely, F., *Synthèse du rapport - Avenir de la filière française du nucléaire civil*, rapport au Président de la République, 16 juin 2010.

⁶⁷ Trois réacteurs 900 à 1 000 MW en Belgique, deux en Afrique du Sud, deux en Corée du Sud, et deux en Chine.

Figure 12 Principaux pays exportateurs de réacteurs

Part des principaux pays dans l'exportation de réacteurs achevés fin 2012 (en puissance connectée) et dans l'exportation de réacteurs en cours de construction fin 2012 (en puissance nominale projetée)

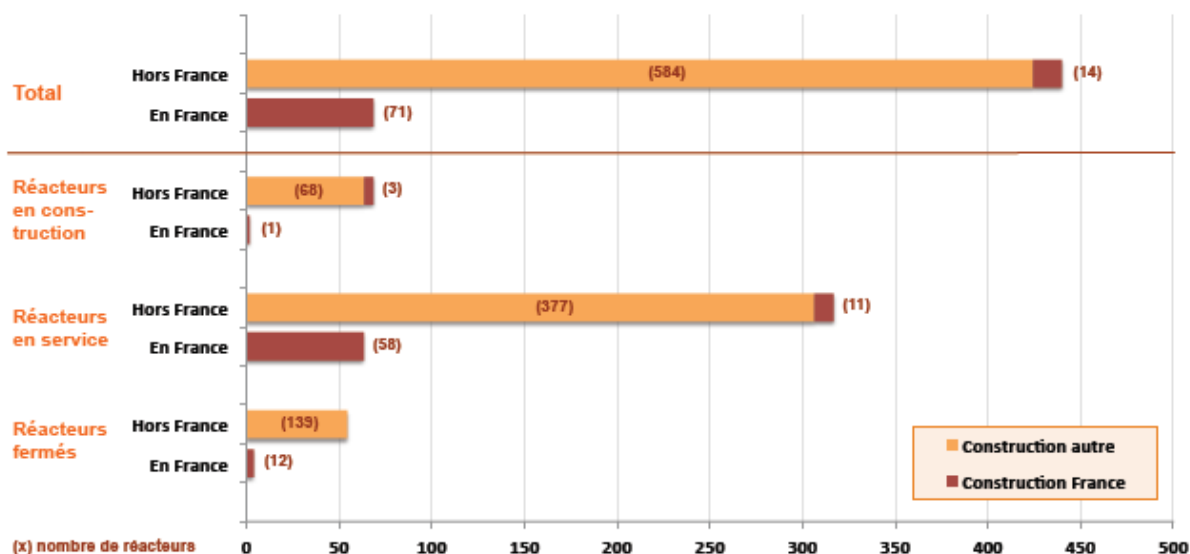


Source : WISE-Paris, d'après Elecnucl, 2014

Ainsi, à la fin 2014, la part de marché remportée par la France à l'exportation s'élève à 4,2 % des réacteurs en construction à cette date (7,3 % de la capacité en construction). Mais sur l'ensemble des 596 réacteurs construits, arrêtés, encore en service ou en construction hors de France **depuis les débuts du nucléaire, l'industrie nucléaire française n'a remporté, avec 14 commandes, que 2 % du marché théoriquement accessible à l'exportation** (3,1 % en capacité). En supposant l'achèvement avant 2020 des EPR en construction en Finlande et en Chine, la France n'aura réalisé à l'exportation que 5 GW sur la décennie 2010-2020, soit 0,5 GW par an et dix fois moins que l'objectif fixé par François Roussely.

Figure 13 Exportation de réacteurs nucléaires par la France

Part cumulée fin 2014 des réacteurs construits par la France sur son territoire et à l'exportation, sur les réacteurs fermés, en service et en construction



Source : WISE-Paris, d'après Elecnucl, 2014

Aucune autre commande n'est en vue pour l'industrie nucléaire française ni sur le principal marché que constitue la Chine, ni sur ceux de la Russie et de la Corée du Sud qui sont fermés, ni sur le marché américain – soit 75 % du marché de nouvelles constructions actuel. Hormis le marché des pays « entrants » (s'engageant dans leur premier projet nucléaire), qui reste très restreint et pour lequel

l'EPR est globalement un produit trop gros, trop complexe et trop cher, les seules perspectives concrètes de commande concernent le Royaume-Uni et l'Inde.

● Services aux réacteurs et maintenance

Le marché des services aux réacteurs et de la maintenance, qui pèse 10 à 15 milliards de dollars, obéit naturellement à une dispersion conforme à celle du parc de réacteurs en exploitation. Les cinq plus gros prestataires de ces services et de cette maintenance, respectivement nippon-américain, français, japonais, américain et russe, se partagent deux tiers du marché. L'activité de services et de maintenance connaît d'une manière générale une évolution comparable à celle du parc installé. Le secteur observe toutefois une certaine dynamique, liée à l'augmentation des besoins de maintenance due au vieillissement du parc.

Areva est relativement bien positionné, avec environ 20 % de part de marché, sur le secteur des services aux réacteurs et de la maintenance. Au total, l'ensemble services et réacteurs a représenté 37 % de son chiffre d'affaires en 2014. Le marché des services est moins captif que celui des combustibles, mais celui de la maintenance peut l'être également, en ce qui concerne notamment les gros composants (tels que les générateurs de vapeur). Globalement, la répartition des marchés entre fournisseurs de services auprès des différents opérateurs des réacteurs reste relativement stable dans le temps.

C. Secteur « aval »

Le troisième grand ensemble d'activités du secteur nucléaire regroupe l'ensemble des services associés à la gestion des matières et des installations après leur utilisation.

Le premier volet de cette activité concerne la gestion du combustible irradié après son utilisation en réacteur. La France est dans ce registre le leader mondial de l'option dite du « traitement-recyclage » du combustible. Il s'agit, contrairement à la stratégie consistant à considérer le combustible irradié sorti de réacteur comme un déchet laissé en l'état et entreposé en vue de son stockage, de procéder à son retraitement : l'uranium qu'il contient encore et le plutonium qui s'y est formé sont alors séparés, en vue de leur réutilisation, les autres matières étant laissées ensemble comme déchet. Le plutonium peut être réutilisé dans les réacteurs sous forme de combustible MOX⁶⁸, l'ensemble du retraitement et de la fabrication de MOX constituant ce que l'on appelle parfois « l'industrie du plutonium ».

Le second volet concerne, au-delà de cette stratégie spécifique à la gestion des matières dites valorisables, d'une part la gestion de l'ensemble des déchets radioactifs, depuis leur conditionnement jusqu'à leur éventuel entreposage (provisoire) puis stockage (définitif), et d'autre part le démantèlement de l'ensemble des installations – réacteurs en premier lieu, mais aussi usines et laboratoires – une fois leur exploitation terminée.

● Retraitement, une niche commerciale en voie d'épuisement

L'**aval** du « cycle » du combustible consiste à gérer les combustibles usés, qui peuvent être directement considérés comme des déchets ou retraités pour en extraire les matières nucléaires réutilisables. **L'activité générée par le retraitement et la réutilisation de matières représente moins de 5 milliards de dollars par an.** Le marché du retraitement est très limité : historiquement, moins de 20 % seulement du combustible déchargé accumulé a été retraité⁶⁹, et cette proportion tend à diminuer.

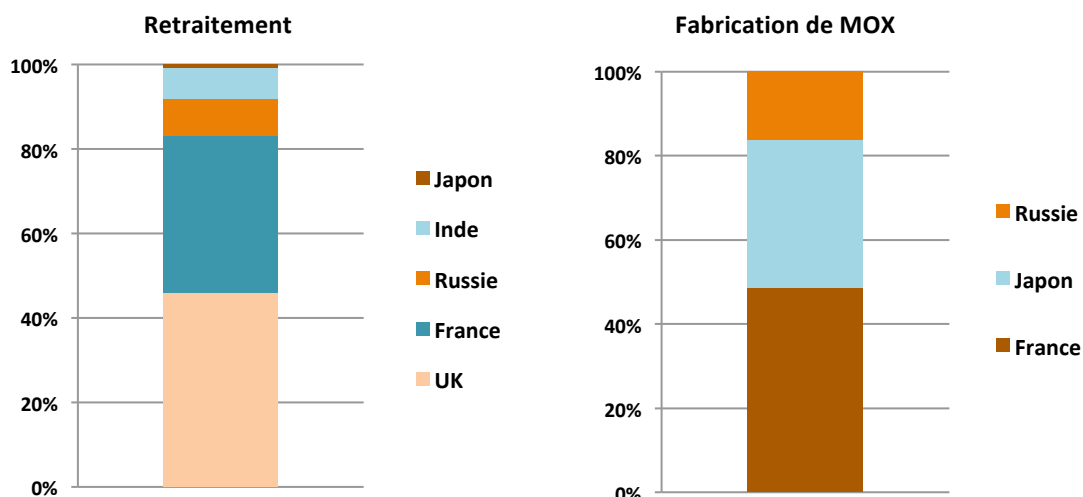
Cette baisse est particulièrement significative en Europe, où seule la France, parmi les principaux pays producteurs, maintient une politique de retraitement de l'ensemble de son combustible. La France possède d'ailleurs à La Hague près de 40 % de la capacité de retraitement en service dans le monde (et même plus si l'on retire la capacité de production de l'usine britannique de Sellafield), et même plus de 60 % si l'on ne considère que le combustible des réacteurs à eau légère.

⁶⁸ Combustible contenant du plutonium, extrait des combustibles usés lors du retraitement.

⁶⁹ Marnigac, Y., « Une présence internationale forte mais fragilisée », in *Cahiers de Global Chance*, n° 29, avril 2011.

Figure 14 Principaux pays dans l'industrie civile du plutonium

Part des principaux pays dans le retraitement de combustible irradié fin 2013 (en capacité installée) et part des principaux pays dans la fabrication de combustible MOX⁷⁰ fin 2013 (en capacité installée)



Source : WNA, 2014-2015

De même, la France domine largement le marché du combustible MOX, qui réutilise le plutonium issu du retraitement. Elle exploite, avec son usine MELOX à Marcoule, près de 50 % de la capacité nominale des usines listées comme en fonctionnement⁷¹. Cette usine représente même en réalité plus de 80 % de la capacité de production réellement opérationnelle et plus de 90 % de la production mondiale. Ce marché reste toutefois très marginal – il représente moins de 200 tonnes par an, contre plus de 8 000 tonnes de combustible issu de l'uranium –, et sans perspectives de développement, hors des besoins du parc nucléaire français.

Le marché nucléaire sur lequel la France est la mieux placée au niveau international, celui de l'industrie du plutonium, est aussi le marché le plus restreint. Areva occupe plus de 80 % de part de marché sur ce secteur qui a représenté 18 % de son chiffre d'affaires en 2014. Le **retraitement** du combustible, qui concerne moins d'un quart du parc, présente des volumes en diminution sur les dernières années et peu de perspectives de reprise à court et moyen terme. La France a retraité historiquement plus de 80 % du combustible concerné, mais ses grands contrats avec le Japon, l'Allemagne, la Belgique ou la Suisse sont aujourd'hui achevés.

Au 31 décembre 2013, les Pays-Bas, avec une puissance installée de 0,5 GW sont le seul pays étranger exploitant des réacteurs à avoir encore un contrat de retraitement avec Areva⁷². Les autres pays ayant recours au retraitement le font sur leur territoire. La France dépend donc presque exclusivement de son marché intérieur pour la poursuite de cette activité. EDF et Areva ont signé en 2014, pour un montant de 5,5 milliards d'euros, un accord de « traitement-recyclage » pour la période 2013-2020 qui prévoit une baisse des prix mais une augmentation des volumes retraités⁷³. Les premières centrales utilisant le combustible MOX en France atteindront l'âge de 40 ans à la fin de cette période. Par ailleurs, la production de MOX d'Areva pour des clients étrangers est appelée à se réduire à mesure que les stocks de plutonium issus de leurs contrats de retraitement terminés sont utilisés.

⁷⁰ On comptabilise ici la capacité de fabrication de combustible MOX pour les réacteurs à eau légère. Les capacités de production de combustible RNR pour les réacteurs à neutron rapide, plus réduites et moins exploitées encore, ne sont ainsi pas incluses.

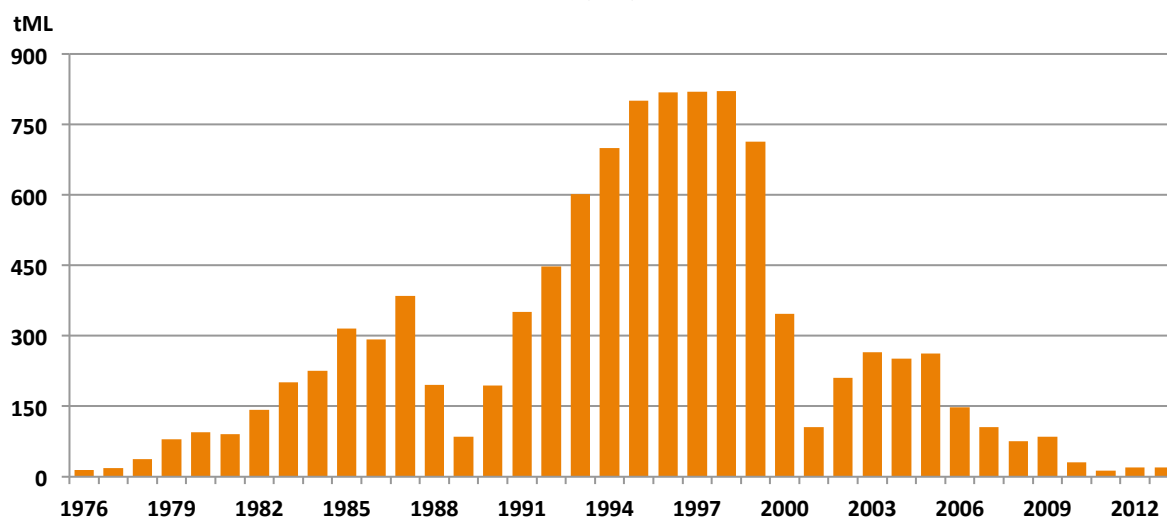
⁷¹ Cette capacité a été réduite récemment avec l'arrêt définitif de l'usine de combustible MOX qu'exploitait le Royaume-Uni à Sellafield, laissant la France comme seul pays d'Europe occidentale à poursuivre la fabrication de ce combustible.

⁷² En plus du contrat italien, qui n'a pas de perspective d'avenir puisque l'Italie n'a plus de réacteurs nucléaires en exploitation et que l'opposition au nucléaire du pays a été massivement réaffirmée par référendum après Fukushima. Il reste par ailleurs à traiter quelques centaines de kilogrammes de combustibles usés australiens, belges et suisses issus de contrats marginaux portant sur du combustible de réacteurs de recherche.

⁷³ Areva, « Résultats semestriels 2014 », communiqué de presse, 2014.

Figure 15 Retraitement de combustible étranger en France

Quantités annuelles de combustible d'origine étrangère retraité dans les usines de La Hague entre 1976 et 2013, en tonnes de métal lourd (tML)



Source : WISE-Paris d'après OPECST, Areva, 2014

● Gestion des déchets et démantèlement

Finalement, la poursuite de l'exploitation nucléaire produit des stocks croissants de déchets radioactifs et de nombreuses installations arrivent en fin de vie. Les activités dédiées à leur gestion se développent donc partout où des programmes nucléaires existent, mais elles restent difficiles à évaluer de manière agrégée. De plus, si différents pays ont mis en place des solutions de stockage pour les déchets les plus faiblement actifs et à la durée de vie la plus courte, ces solutions n'existent pas encore pour les déchets les plus radioactifs et les déchets à vie longue. Ce secteur est donc appelé à fortement se développer.

De même, plus d'un demi siècle après le début du développement du secteur nucléaire, de nombreux sites ne sont plus en exploitation et doivent être démantelés. Sur les 149 réacteurs (hors réacteurs de recherche) arrêtés dans le monde, une quinzaine seulement a été démantelée, un cinquantaine est en cours de démantèlement, autant sont en attente de démantèlement suivant une stratégie de démantèlement différé, trois ne seront pas démantelés. Pour les autres, aucune stratégie n'a encore été arrêtée⁷⁴. Les États-Unis et l'Allemagne représentent près de la moitié de la puissance arrêtée. **La Commission Européenne prévoit l'arrêt de 107 réacteurs d'ici 2030 au sein de l'Union Européenne**⁷⁵. Il faut y ajouter l'ensemble des usines arrêtées au fil du temps. Le démantèlement est un marché déjà important et en croissance.

Areva reste peu présente dans le secteur de la gestion définitive des déchets radioactifs et surtout du démantèlement, pourtant promis à fortement se développer dans les années qui viennent. Ses plus gros chantiers se situent sur le territoire français : les usines de retraitement UPI à Marcoule et UP2-400 à La Hague, l'usine de combustible MOX ATPu de Cadarache, plusieurs réacteurs dont le surgénérateur Superphénix à Creys-Malville, et les sites d'Annecy et du Veurey. Les principales activités d'Areva dans le domaine du démantèlement concernent ainsi ses propres installations ou celles du Commissariat à l'énergie atomique, et leur volume réel en chiffre d'affaires reste dans ce cadre difficile à caractériser.

d. Bilan global

Forte d'un marché domestique qui représente fin 2013, en capacité installée, près d'un cinquième du parc mondial – et donc de l'ensemble des besoins associés –, l'industrie nucléaire française est active à

⁷⁴ World Nuclear Association, Information Library, consultée en août 2014.

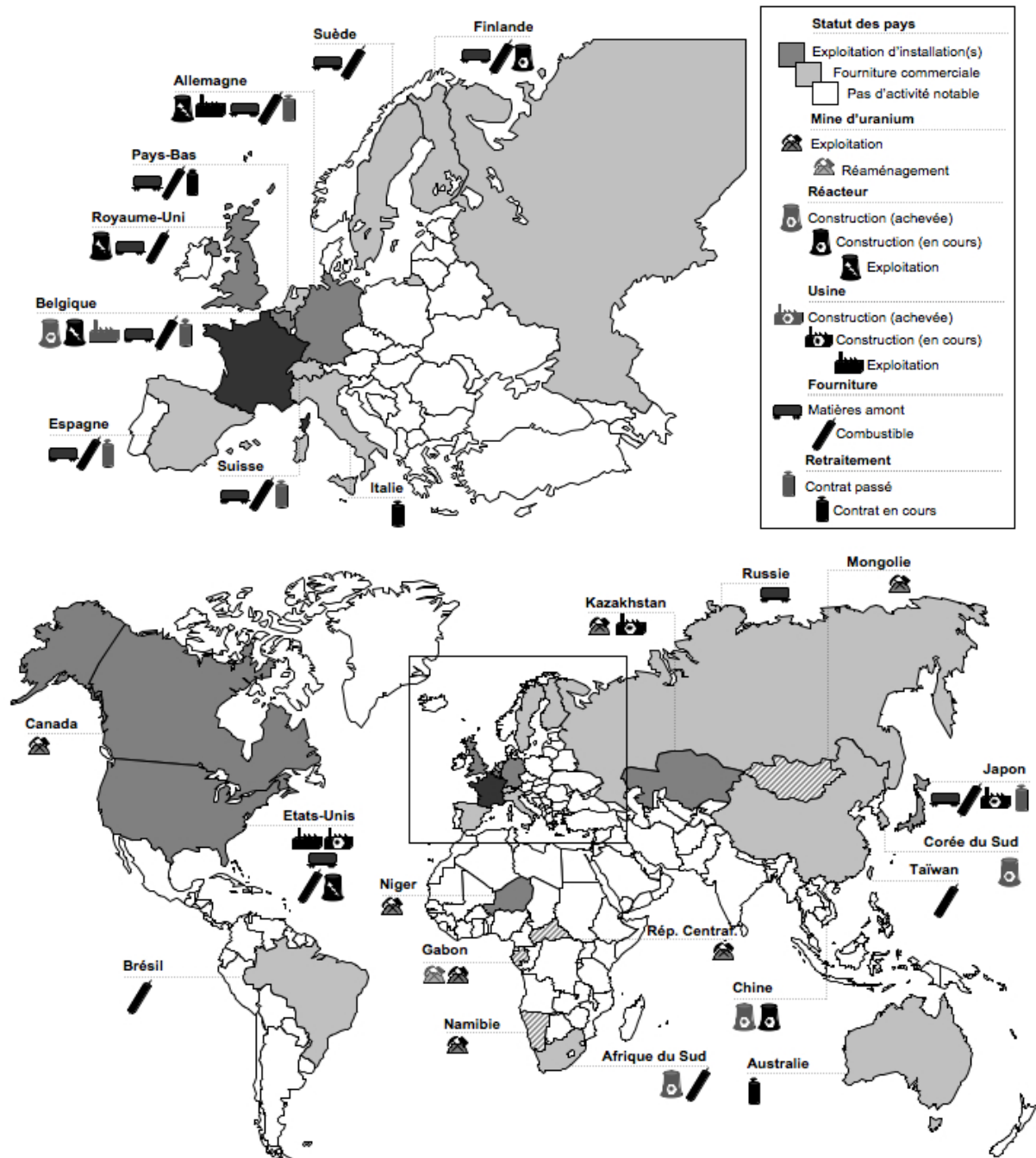
⁷⁵ Commission Européenne, « Forum européen pour la science et l'industrie », Tour de table, Bruxelles, 11 septembre 2012.

l'international. Entre des marchés souvent dominés par des logiques protectionnistes de sécurité nationale, et des choix stratégiques hasardeux, sa place n'y est pas toujours conforme à ses ambitions. Ses positions à l'international ne sont pas aussi poussées que son niveau de développement et sa promotion sur la scène domestique le laissent penser.

L'industrie nucléaire française est certes présente dans au moins une centaine de pays dans le monde, et commercialement dans une quarantaine d'entre eux. Ses principales activités se sont néanmoins concentrées, au fil du temps, dans une vingtaine de pays, pour moitié en Europe et hors d'Europe, dont 6 pays où elle exploite, directement ou via des participations, des installations nucléaires.

Figure 16 Implantation internationale du nucléaire français

Principales activités de production, de services et de construction passées et présentes de l'industrie nucléaire dans le monde, à fin 2013



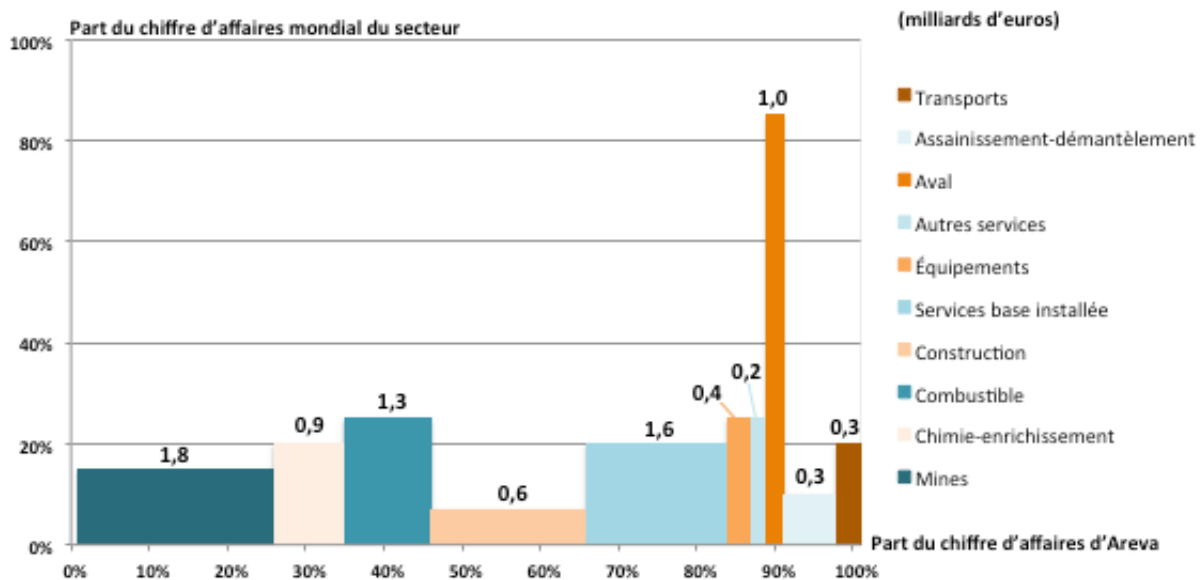
Source : WISE-Paris, d'après Areva, EDF, 2014

Si EDF peut s'appuyer sur son parc de 58 réacteurs nucléaires en France, sa stratégie d'expansion par l'exportation à l'étranger de son modèle de constructeur-opérateur a pour l'instant peu fonctionné : les réacteurs dont EDF a acquis l'exploitation aux États-Unis et au Royaume-Uni n'ont pas permis la réalisation des projets de construction dans ces pays de nouveaux réacteurs de type EPR.

De même, le groupe Areva connaît une position variable selon les segments d'activité mais globalement assez figée. Sa part de marché peut généralement s'estimer entre 15 % et 25 %, à un niveau relativement peu supérieur au périmètre du parc nucléaire national. Il existe toutefois deux exceptions marquées : la construction de nouveaux réacteurs, secteur important où son activité reste faible, et le retraitement et la fabrication de MOX, secteur marginal où sa position ultradominante correspond en fait à l'exception de la stratégie française, sans forte perspective à l'international.

Figure 17 Répartition et part de marché mondiale de l'activité d'Areva

Répartition du chiffre d'affaires réalisé par Areva en 2013 par secteur d'activité, en part du chiffre d'affaires mondial par secteur (estimation) et en part du chiffre d'affaires total d'Areva



Source : WISE-Paris, d'après Pwc, 2013, Areva, 2014, et div.

Enfin, malgré un fort développement à l'international, le chiffre d'affaire d'Areva restait en 2014 réalisé 43% en France, le reste se répartissant essentiellement entre le reste de l'Europe avec 19 %, la zone Asie-Pacifique avec 16 %, l'Amérique du Nord et du Sud avec 20 %, et l'Afrique et le Moyen-Orient avec 1%. La dynamique internationale ne permet pas d'envisager une inversion de cette tendance. Comme l'a rappelé le Président du Directoire d'Areva fin juillet 2014, loin du renouveau annoncé, on observe au contraire « une conjoncture du marché nucléaire encore dégradée »⁷⁶.

Au total, on estime que l'industrie nucléaire française a généré en 2012 un total de 46 milliards d'euros de chiffre d'affaires, dont 5,6 milliards d'euros à l'exportation de biens et de services nucléaires – hors exportations d'électricité, principalement nucléaire, par EDF qui ont représenté 2 milliards d'euros de chiffre supplémentaire.

3.2. Mise en perspective

L'enjeu sous-tendu par le soutien plus ou moins marqué aux différentes filières industrielles de l'énergie en France est bien sûr, outre le bénéfice attendu sur le plan domestique, celui de marchés remportés à l'international. Il convient donc, en regard des priorités observées en termes

⁷⁶ Areva, « Résultats semestriels 2014 », communiqué de presse, 1^{er} août 2014.

d'investissement sur le territoire national, de s'interroger sur les gains et les pertes associés à ce choix stratégique.

L'exercice qui consiste à établir un véritable bilan économique pour la France des choix industriels qui sous-tendent sa politique énergétique est par nature trop complexe pour la portée de la présente étude. On peut néanmoins apporter un éclairage intéressant en comparant dans leurs grandes lignes les principaux éléments de ce bilan : outre les positions de l'industrie nucléaire dans le domaine nucléaire, détaillées ci-dessus, il s'agit d'abord d'observer également les positions de l'industrie française dans les énergies renouvelables, puis d'identifier les principaux gains ou pertes associés aux exportations, mais aussi aux besoins d'importations dans ces différents domaines.

a. Marché des énergies renouvelables à l'international

En comparaison du secteur nucléaire, le bilan est plus rapide à tirer concernant le positionnement des entreprises françaises sur les marchés des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique dans les secteurs de la production et de la consommation d'électricité.

● Éolien, un secteur sans champion français

Ainsi, aucune entreprise française n'apparaît dans le Top 10 des constructeurs d'éoliennes, ni en cumul historique ni en 2013. Alstom, avec 5 GW installés dans le monde au total, dont 2,7 GW dans l'Union Européenne – soit 1,6 % des parts de marché cumulé mondial, et 2,5 % au niveau européen –, est le premier constructeur français. Les principaux marchés d'Areva dans l'éolien, qui représentent moins d'un gigawatt installé, sont portés par l'éolien offshore, marché émergent. Areva a créé avec Gamesa une coentreprise dans l'objectif de devenir un « acteur majeur » de l'éolien en mer et de « contribuer au développement de ce secteur en pleine croissance »⁷⁷. Avec le deuxième potentiel en Europe⁷⁸, soit au moins 30 GW exploitables, la France a l'occasion de combler une partie de son retard en développant son industrie sur ce secteur.

Le marché français de l'éolien est en effet très en retard sur ses voisins. Il ne représente que 7 % de la capacité installée européenne. La progression de la puissance installée en France accuse, pour un potentiel relativement comparable, plus de dix années de retard sur celle de l'Allemagne⁷⁹. Or, les pays dont l'industrie éolienne se porte le mieux sont aussi ceux qui développent l'éolien sur leur territoire : celui-ci représente en 2013 environ 27 % du mix électrique pour le Danemark, 16 % pour l'Espagne, et 11 % pour l'Allemagne, contre 3 % en France.

● Photovoltaïque, une filière abandonnée

Le même type de constat peut être tiré dans le domaine du **solare**. Aucune entreprise française ne se détache sur le marché international de la fabrication de cellules photovoltaïques, largement dominé par la Chine. Les capacités de production françaises étaient estimées en 2011 à 800 MW pour les modules et 300 MW pour les cellules, mais une partie a fermé depuis. La France ne dépasse pas 3 % de la capacité installée mondiale et 6 % de la capacité européenne, contre plus du quart de la capacité mondiale pour l'Allemagne qui présente pourtant un potentiel moins favorable en termes d'ensoleillement.

On mesure mieux l'écart industriel lorsqu'on compare les performances des leaders mondiaux de ces deux filières avec celle de l'industrie nucléaire française sur leurs marchés respectifs de nouvelles capacités. Entre son EPR de Flamanville et ceux qu'elle construit à l'étranger, la France aura dans le meilleur des cas mis en service 6,5 GW de nouvelle capacité nucléaire dans le monde sur la décennie 2010-2020. En comparaison, l'entreprise danoise Vestas, numéro deux mondial de l'éolien, a mis en service 6,2 GW de capacités éoliennes pour la seule année 2012. De même, en 2013, l'industrie chinoise a produit plus de 12 GW de cellules de panneaux photovoltaïques.

⁷⁷ Areva, *Document de référence 2013*, 2014.

⁷⁸ ADEME, *Le savoir-faire français dans le domaine des énergies renouvelables*, 2012

⁷⁹ Syndicat des énergies renouvelables, *op. cit.*

La place de l'industrie française dans l'efficacité énergétique sur l'électricité, secteur plus diffus par excellence, est très difficile à mesurer. On peut cependant relever qu'elle possède avec Schneider Electric ou encore Saint-Gobain des acteurs importants de ce secteur, dont ce n'est toutefois qu'un des nombreux domaines d'activité. Cette activité ne s'appuie pourtant pas, ou très peu, sur la France : avec 1,7 milliards d'euros, le groupe Schneider n'y a par exemple réalisé que 7 %, tous secteurs confondus, de son chiffre d'affaires global de 23,6 milliards d'euros en 2013⁸⁰.

b. Bénéfice économique associé aux exportations

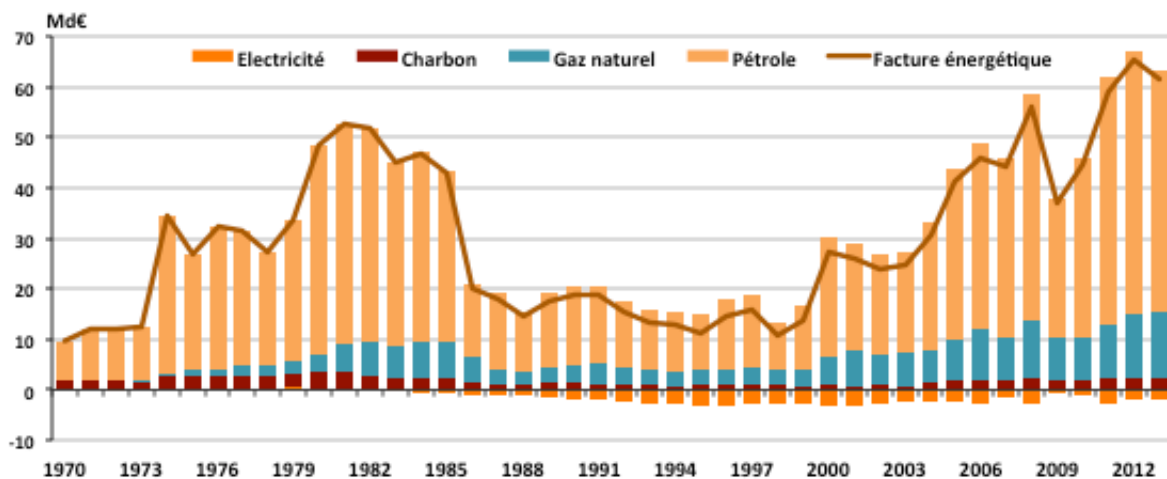
Sans prétendre constituer un véritable bilan en termes d'exportations des activités associées aux programmes énergétiques et industriels décrits ici, on peut en discuter quelques points clés.

○ Vente d'électricité

Un poste particulier d'exportation associé au choix nucléaire français concerne les exportations d'électricité générées par la forte capacité nucléaire installée. Elles ont ainsi rapporté à la France, déduction faite des importations d'électricité, près de 1 milliard d'euros en 2013. Ce bénéfice tend à diminuer, pour deux raisons. D'une part, le solde exportateur s'est globalement réduit au cours des années deux-mille, après un record de 76 TWh en 2002, du fait notamment de l'augmentation des importations pour couvrir les périodes de pointe, généralement associées au recours au chauffage électrique – même s'il est remonté à 47 TWh en 2013 et 651 TWh en 2014. D'autre part, le prix moyen des importations associées à ces pointes est sensiblement supérieur au prix auquel la France exporte son électricité excédentaire.

Figure 18 Évolution de la facture énergétique de la France

Solde annuel en milliards d'euros des importations et exportations d'électricité, de charbon, de gaz naturel et de pétrole, et facture énergétique résultante, de 1970 à 2013



Source : SOeS, Bilan énergétique de la France pour 2013, 2014

Ce bénéfice doit par ailleurs être replacé dans le contexte plus large de la « facture énergétique » de la France, c'est-à-dire le solde de ses dépenses d'importation et d'exportation d'énergie. Au-delà du chiffre officiel et contestable de 53 % d'indépendance énergétique de la France⁸¹, sa consommation finale d'énergie dépend en fait toujours à plus des deux tiers d'énergies fossiles massivement importées : en 2013, environ 41 % de la consommation ont reposé sur le pétrole, 23 % sur le gaz

⁸⁰ Schneider Electric, *Rapport annuel financier et développement durable – Document de référence 2013, 2014*.

⁸¹ Le taux d'indépendance énergétique mesure la part couverte par la production domestique d'énergie dans la consommation d'énergie. Le taux de 53 % s'appuie sur un calcul en énergie primaire, qui valorise notamment les deux tiers de chaleur perdue du fait du mauvais rendement du parc nucléaire : un calcul en énergie finale reflète davantage la contribution des ressources nationales ou importées aux besoins énergétiques. D'autre part, ce calcul considère l'énergie nucléaire comme une production domestique bien qu'elle s'appuie sur de l'uranium intégralement importé. En énergie finale, déduction faite des importations d'uranium, le taux d'indépendance énergétique de la France n'est que de 15 % environ.

naturel, et 4 % sur le charbon. En conséquence, la facture énergétique de la France a atteint 65 milliards d'euros en 2013, après un record de près de 70 milliards en 2012⁸².

Il faut par ailleurs souligner que des efforts accrus en matière d'énergie renouvelable ne pourraient avoir bien sûr qu'un impact bénéfique sur cette facture énergétique. A fortiori, une politique plus active d'efficacité énergétique constitue aujourd'hui le principal levier d'action dont la France bénéficie pour réduire le poids majeur de cette facture sur son économie.

● **Exportation de biens et de services nucléaires, des gains très relatifs**

Les **gains attendus de l'industrie nucléaire** reposent donc moins sur les ventes d'électricité générées par le parc nucléaire installé que sur l'exportation de biens, d'équipements et de services pour les besoins de programmes nucléaires à l'étranger. Une note du Ministère des Affaires étrangères évaluait en 2013 à 5,6 milliards d'euros le chiffre d'affaires annuel du nucléaire à l'exportation, sur 46 milliards d'euros de chiffre d'affaires annuel total⁸³. Si ces gains sont bien réels, ils doivent toutefois être relativisés au vu de différents facteurs :

- En premier lieu, **la valeur ajoutée générée par l'activité nucléaire française à l'étranger reste limitée**. On peut ainsi l'estimer à 1,5 milliards d'euros environ. Cette évaluation s'appuie sur la valeur ajoutée totale estimée à 12,3 milliards d'euros en 2009 par PricewaterhouseCoopers⁸⁴, en tenant compte des évolutions observées depuis. Elle intègre la répartition de cette valeur ajoutée selon les différents secteurs de l'industrie nucléaire, et la part d'activité à l'étranger dans ces différents secteurs.
- **Cette valeur ajoutée créée reste pour une grande part à l'étranger**. En effet, une grande partie des activités concernées repose essentiellement sur des installations ou des emplois implantés dans les pays concernés. Ainsi par exemple, seuls 10 % des emplois attachés aux activités minières d'Areva sont situés en France⁸⁵. De même, les services de l'amont du combustible reposent en partie sur des usines de conversion, d'enrichissement et de fabrication exploitées par Areva en Allemagne ou aux États-Unis, même si les usines d'Areva en France fonctionnent en moyenne à hauteur de 20 à 30 % de leur capacité pour des services aux électriciens étrangers.

Les services aux réacteurs et leur maintenance sont réalisés sur les sites des centrales – sans parler de l'exploitation de réacteurs dans d'autres pays par EDF. La construction de réacteurs à l'étranger mobilise surtout la main d'œuvre, et en grande partie le tissu économique, locaux : ainsi, la construction de trois réacteurs à l'étranger ne représentait en 2009 qu'environ 1 000 emplois directs sur le territoire français⁸⁶. Finalement, seuls les contrats étrangers dans l'aval du cycle sont aujourd'hui exécutés intégralement en France, dans les usines de retraitement de La Hague (où ils ne représentent actuellement qu'environ 1 % des commandes) et de MOX de Marcoule (moins de 10 %).

- Enfin, **ces gains à l'exportation sont grévés par des pertes importantes** générées par une partie des activités correspondantes. Outre les questionnements que l'on peut avoir sur la rentabilité de certaines des activités considérées, l'aventurisme de certains projets et les paris engagés au nom des perspectives d'exportation envisagées constituent un poids très lourd. Ainsi les dépréciations d'actifs passées par EDF pour Constellation Energy aux États-Unis et par Areva pour UraMin, plus les provisions passées pour Olkiluoto-3 représentent à elles seules plus de 6 milliards d'euros, dont la moitié pour ce dernier.

La mise en service de l'EPR finlandais, dont la livraison était initialement prévue en 2009, est aujourd'hui repoussée à 2018 au mieux. Areva, qui avait vendu ce réacteur au prix fixe de 3 milliards d'euros pour en faire une vitrine à l'exportation, estime depuis fin 2012 le coût de construction final à 8,5 milliards d'euros, et a constitué une provision pour pertes correspondante qui s'élève fin 2014 à 3 milliards d'euros.

⁸² Commissariat général au développement durable, *Bilan énergétique de la France pour 2013*, juillet 2014.

⁸³ Ministère des Affaires étrangères, « Nuclear energy is a French industrial sector of excellence », in *France in News*, n° 33, août 2013.

⁸⁴ PricewaterhouseCoopers, *Le poids socio-économique de l'électronucléaire en France*, mai 2011.

⁸⁵ Areva, *Croissance responsable des activités minières d'AREVA*, rapport 2012.

⁸⁶ PricewaterhouseCoopers, *op. cit.*

● Exportation dans les énergies renouvelables, un potentiel négligé

Les **énergies renouvelables** ne connaissent pas le même soutien. En regard des efforts investis dans le nucléaire à l'exportation, les réalisations de l'industrie française dans le domaine de l'éolien, et surtout du photovoltaïque, sont modestes. Elles le sont surtout comparées à celles d'autres pays, qui illustrent le potentiel négligé par la France dans ce domaine. L'industrie des énergies renouvelables allemande a par exemple réalisé un chiffre d'affaires d'environ 5 milliards d'euros à l'exportation dans le photovoltaïque en 2012, ou d'environ 8 milliards d'euros à l'exportation dans l'éolien en 2013⁸⁷.

C. Perte économique associée aux importations

Les gains obtenus à l'exportation grâce à la présence de l'industrie française du nucléaire ou des renouvelables à l'international doivent évidemment être mis en regard des pertes liées aux importations nécessaires pour répondre aux besoins domestiques dans les mêmes secteurs.

● Importations pour le programme nucléaire domestique

Ces importations sont d'abord celles de **l'industrie nucléaire**. En effet, malgré le niveau très poussé et hautement intégré de son programme nucléaire, celui-ci n'est pas entièrement auto-suffisant. Et pour commencer, son parc nucléaire est totalement dépendant des importations d'uranium qui, même s'il provient essentiellement des pays où Areva participe à son extraction – Niger, Kazakhstan, Canada –, représentent quand même plus de 9 000 tonnes par an, dont 7 000 tonnes environ correspondent aux besoins domestiques. Le calcul officiel de la facture énergétique, présenté ci-dessus, ne prend pas en compte les importations d'uranium, car celui-ci constitue pour les statistiques une ressource minérale, et non pas énergétique. Ces importations représentent de l'ordre d'un demi milliard d'euros.

Areva importe également de l'uranium enrichi produit par ses concurrents américain, russe ou européen de SET, Tenex et Urenco, pour répondre aux besoins français et à ses ventes à l'international de fabrication de combustible au-delà de la production de sa propre usine.

Parallèlement, EDF poursuit une stratégie de diversification de ses fournitures, notamment sur l'amont du cycle, qui répond à la fois à sa volonté de ne pas dépendre totalement du groupe Areva et aux obligations d'ouverture du marché français sur lequel elle est le seul acheteur. Ainsi, par exemple, EDF a engagé dès 2002 un accord pour la fourniture de combustible avec l'américain Westinghouse, visant à terme 20 % des besoins d'EDF pour un montant d'environ 100 millions d'euros.

Le secteur de la maintenance des réacteurs est également concerné par ces importations. En 2011, EDF a notamment commandé à Westinghouse, pour un montant de 400 millions d'euros, 12 générateurs de vapeur sur les 44 nécessaires pour son programme de renouvellement sur les réacteurs du palier 1 300 MW, les autres étant fournis par Areva⁸⁸. Le japonais Mitsubishi a également fourni des générateurs de vapeur pour le parc français⁸⁹, et les commandes d'équipements à l'étranger pour le parc nucléaire français concernent également d'autres pièces.

Cet enjeu touche aussi la construction de nouveaux réacteurs. Faute de disposer à l'époque de la capacité de fonderie suffisante pour couler les plus grosses pièces nécessaires à la cuve du réacteur EPR, l'industrie nucléaire française a dû sous-traiter leur fabrication au japonais Mitsubishi Heavy Industries. Ainsi, une importante partie du réacteur EPR construit en France comme de celui exporté en Finlande repose en fait sur des importations. Au total, ce sont 20 % environ des emplois générés par la construction de l'EPR de Flamanville qui sont situés à l'étranger, sur des activités ne pouvant pas « être effectuées par des entreprises françaises dans des conditions économiques compétitives »⁹⁰. Il convient d'ajouter à cela que les emplois générés localement par le chantier, estimés à 2 000

⁸⁷ Voir notamment : Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, *Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland im Jahr 2013-eine erste Abschätzung*, mai 2014, et Morris, C., Pehnt, M., *Energy Transition - The German Energiewende*, Heinrich Böll Stiftung, janvier 2014.

⁸⁸ EDF, communiqué de presse, 28 septembre 2011.

⁸⁹ Xerfi, *La filière nucléaire française*, avril 2014.

⁹⁰ PricewaterhouseCoopers, *op. cit.*

environ, font en fait en grande partie appel à de la main d'œuvre étrangère, essentiellement européenne.

Enfin, même les activités d'assainissement et de démantèlement sont aujourd'hui concernées par les importations. Par exemple, le marché du démantèlement de la cuve du réacteur Chooz-A a été attribué à Toshiba-Westinghouse au détriment d'Areva. Or ce réacteur prototype est le premier de la filière à eau pressurisée à être démantelé en France et aurait pu permettre à Areva d'acquérir de l'expérience pour les futurs démantèlements des réacteurs du parc actuel, qui constituent un marché très important.

● **Importations dans le secteur des énergies renouvelables**

De leur côté, les programmes de **développement des énergies renouvelables** en France, faute d'avoir impulsé une dynamique suffisante et apporté un soutien plus constant aux filières industrielles françaises, sont fortement dépendants des importations. Le programme éolien, en particulier, l'est devenu presque exclusivement puisque fin 2013, environ 95 % de la capacité éolienne installée sur le territoire provenaient de fournisseurs étrangers, principalement allemands et danois. Avec environ 1 GW importé au rythme annuel actuel, ce développement représente de l'ordre de 1,5 milliard d'euros. Comme pour l'éolien, la filière solaire est majoritairement dépendante des importations pour la fabrication des cellules et modules photovoltaïques. Le déficit commercial de la France sur l'activité photovoltaïque était estimé en 2010 à 1,5 milliard d'euros⁹¹.

Il faut enfin noter que même si ces marchés domestiques pourraient idéalement être assurés en partie au moins par des fournisseurs nationaux de moyens de production éoliens ou photovoltaïques, le recours aux importations génère malgré tout une activité importante en France. En effet, une partie importante de la valeur ajoutée liée à l'installation de nouvelles capacités renouvelables, pouvant atteindre par exemple 80 % dans le cas de panneaux photovoltaïques, est créée dans le territoire concerné. De plus, l'exploitation et l'entretien des parcs génèrent eux-mêmes une activité durable. Avec un ratio d'environ 1,4 emploi direct par MW installé⁹², le parc éolien français installé fin 2013 représente ainsi plus de 11 000 emplois. Le parc photovoltaïque installé générant quant à lui fin 2012, selon l'ADEME, environ 19 500 emplois directs sur le territoire national.

Ces chiffres illustrent le potentiel des énergies renouvelables pour créer de l'emploi en France, en termes d'installation et d'exploitation et plus encore si une relance industrielle des filières concernées permettait de fournir les équipements et s'étendait même à l'exportation. L'Allemagne, où la politique de soutien aux énergies renouvelables a conduit à un volume d'emplois estimé fin 2012 à 380 000 dans l'ensemble du secteur, dont 220 000 dans les seules filières éolienne et photovoltaïque, illustre ce potentiel, qui peut être comparé aux 125 000 emplois directs comptabilisés en 2009 dans l'industrie nucléaire en France⁹³.

3.3. Conclusion

La stratégie de conquête par l'industrie française d'un marché nucléaire mondialisé et florissant n'est pas traduite dans les faits. Celle-ci connaît une forte présence dans le monde mais elle peine en réalité à y accroître significativement et durablement ses positions au-delà du poids d'environ 20 % de son propre parc dans le parc nucléaire mondial. Elle se trouve même particulièrement en difficulté sur les deux secteurs qu'elle présente traditionnellement comme ses forces.

Dans le domaine de la construction de réacteurs, les commandes obtenues par Areva, qui se propose comme constructeur pour des électriciens ne possédant pas cette compétence et par EDF, qui exporte

⁹¹ Direction générale de l'énergie et du climat, *op. cit.*

⁹² Institut pour l'innovation et la compétitivité, *Quelle place pour l'énergie éolienne dans la transition énergétique ?*, 14 mai 2013.

⁹³ PricewaterhouseCoopers, *op. cit.*

son modèle domestique de constructeur-opérateur, ne concernent que quelques unités, très loin des ambitions affichées. Les difficultés rencontrées par l'EPR assombrissent encore plus cette perspective.

Dans le domaine de l'industrie du plutonium, Areva reste le seul grand opérateur mondial mais après la perte de la quasi-totalité de ses clients étrangers, son seul partenaire pour le retraitement reste actuellement EDF.

Malgré ce constat, le soutien aux positions du nucléaire français a fait l'objet et continue à nourrir des efforts importants. Ceux-ci se paient aujourd'hui parfois par de lourdes pertes, comme sur le contrat de l'EPR d'Olkiluoto-3, en même temps que par un déficit de soutien à l'industrie des énergies renouvelables. L'industrie nucléaire française est aujourd'hui, par rapport à la taille économique du pays, particulièrement mal placée sur ces secteurs à l'international.

Le bilan global des gains réels associés pour l'économie française aux exportations nucléaires, déduction faite des pertes engendrées par certaines activités à l'international et des importations nécessaires au fonctionnement du programme nucléaire français, apparaît au final bien modeste. Il l'est d'autant plus lorsqu'on le met en perspective avec les besoins d'importation et les opportunités perdues à l'international du fait de la faiblesse de l'industrie française sur les énergies renouvelables.

4. Situation industrielle et perspectives du nucléaire français

Les positions occupées par EDF et Areva à l'international ne reflètent pas la dynamique d'expansion revendiquée par l'industrie nucléaire française. Parallèlement au constat des opportunités perdues sur d'autres marchés, cette situation doit également s'analyser du point de vue de ses conséquences pour EDF et Areva elles-mêmes. Les difficultés qu'elles rencontrent à l'international ont en effet d'autant plus d'impact sur leur santé économique et financière que c'est justement là qu'elles devaient trouver les relais nécessaires pour compenser leurs perspectives d'activité en France.

Derrière les bilans et résultats produits par ces deux groupes, l'analyse des principaux déterminants industriels de leur situation économique apporte un éclairage indispensable sur leurs perspectives d'évolution. On s'attache dans cette partie à donner une lecture industrielle des éléments financiers les plus révélateurs de la situation des deux groupes. Il s'agit bien, au-delà de leur santé financière, d'interroger leurs priorités industrielles, la vision stratégique dans laquelle celles-ci s'inscrivent et les perspectives vers lesquelles cette vision les entraîne.

Si les résultats publiés pour 2014 par Areva ont achevé de révéler la crise dans laquelle se trouve le fournisseur de réacteurs, de combustible et de services du nucléaire français, la situation d'EDF est généralement moins commentée. C'est pourtant sur elle qu'il convient, compte tenu du poids économique respectif des deux groupes et de l'imbrication de leurs choix industriels avec la politique énergétique nationale, de se pencher en premier.

4.1. Perspectives d'EDF

EDF est incontestablement un géant du secteur de l'électricité, à la fois premier électricien et premier producteur nucléaire dans le monde. Si ce statut s'appuie en partie sur son développement à l'international, il reste essentiellement adossé à l'exploitation du parc de 58 réacteurs qui assure l'essentiel de la production d'EDF en France. Cette situation confère à la fois une grande stabilité au groupe, et un manque évident de flexibilité par rapport à ses perspectives. La question de la dépendance d'EDF à la plus ou moins grande rentabilité du parc nucléaire français, et par conséquent de la manière dont cette dépendance et cette rentabilité peuvent évoluer, est inévitablement au centre des réflexions sur l'avenir du groupe.

a. Situation financière

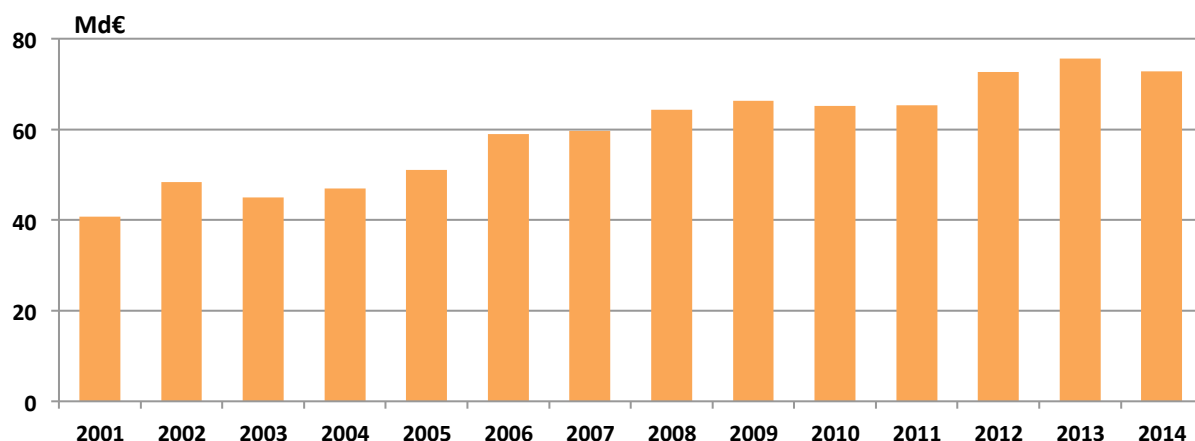
La situation actuelle d'EDF doit s'analyser en regard de son statut, à la fois formel et politique. Si la dégradation des performances financières du groupe est bien réelle et sanctionnée comme telle par les marchés, il bénéficie en même temps d'une relative bienveillance liée à la confiance qu'inspire la solidité apportée par l'État.

● Des résultats positifs en trompe-l'œil

Les résultats d'EDF sont à première vue positifs. Le groupe présente ainsi, dans la durée, une croissance régulière de son chiffre d'affaires, qui atteint 72,9 milliards d'euros pour l'année 2014, ainsi qu'un résultat net consolidé toujours bénéficiaire, malgré des variations importantes d'une année sur l'autre. Le bénéfice net dégagé par EDF en 2014 s'élève ainsi à 3,7 milliards d'euros, en hausse de plus de 5 % par rapport à 2013. Le résultat net d'exploitation s'établit à 17,3 milliards d'euros.

Figure 19 Chiffre d'affaires du groupe EDF

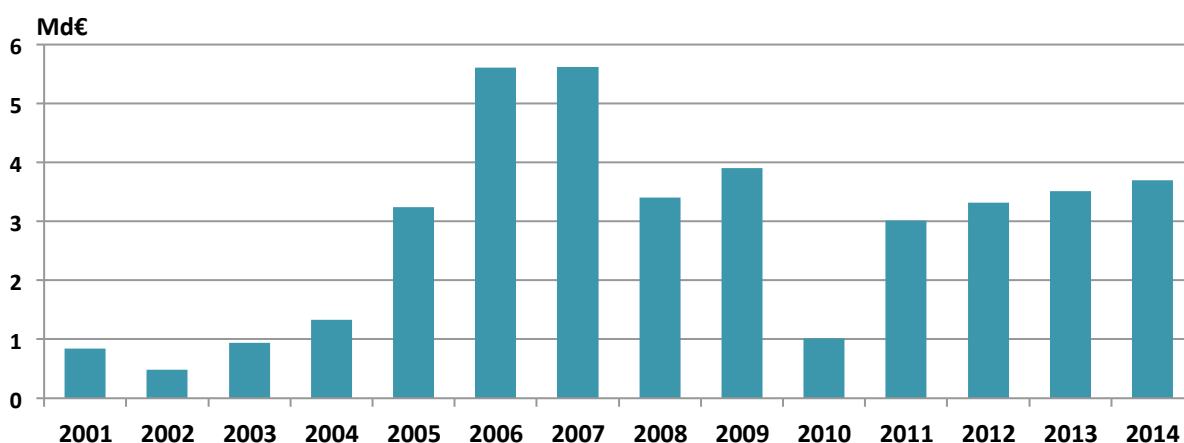
Évolution du chiffre d'affaires annuel d'EDF en milliards d'euros, de 2001 à 2014



Source : EDF, 2015

Figure 20 Résultat annuel du groupe EDF

Évolution du résultat net consolidé annuel d'EDF en milliards d'euros, de 2001 à 2014



Source : EDF, 2015

Ces résultats, liés à l'assise confortable que représente pour EDF son parc de production, en grande partie amorti, son volume de clientèle et son accès à un marché régulé et captif historiquement cachent toutefois une situation plus difficile.

Tout d'abord, **l'endettement du groupe augmente régulièrement pour atteindre des proportions inquiétantes**. La dette s'est encore alourdie de 800 millions d'euros en 2014 pour atteindre un volume de 34,2 milliards d'euros. Le montant de cette dette a doublé depuis l'introduction en bourse en 2005 : cette année là, la dette s'établissait à 18,6 milliards pour un chiffre d'affaires de 51,1 milliards d'euros. Avec un Ebitda de 13,0 milliards d'euros, le ratio de la dette à l'Ebitda était de 1,4 contre 2,0 en 2014.

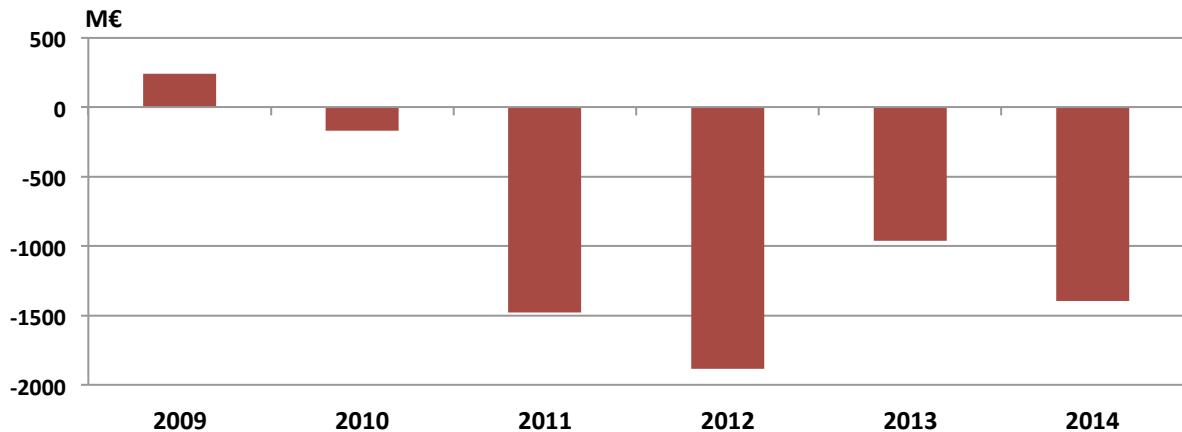
Au delà de cette dérive, **l'indicateur le plus fort de la dégradation de la situation d'EDF est sans doute l'apparition depuis quelques années d'un flux de trésorerie massivement négatif**. Ainsi le cash flow du groupe après dividendes s'affiche en 2014 en négatif pour 4 milliards d'euros. Deux principaux facteurs expliquent ce phénomène, qui se produit en fait de manière récurrente depuis plusieurs années.

Le premier, particulièrement inquiétant car structurel, est le caractère systématiquement négatif du cash flow après investissements nets, qui marque une incapacité récurrente d'EDF à couvrir par son résultat opérationnel ses besoins d'investissement. Ainsi 2014 constitue la 5ème année consécutive de cash flow après investissement net négatif, le cumul sur 2010-2014 atteignant -5,9 milliards d'euros. Les nouveaux investissements prévus pour 2015 s'inscrivent dans la continuité, avec un pic annoncé de 13 milliards d'euros.

Le second facteur d'explication est également inquiétant en regard du rôle de stratège attendu de l'État actionnaire. Celui-ci impose en effet, dans le cadre de l'établissement de son propre budget, un versement de dividendes à hauteur de plus de 2 milliards d'euros chaque année. Le versement de dividendes s'établit ainsi à 2,5 milliards en 2014, malgré un cash flow avant dividendes négatif pour 1 milliard d'euros : en d'autres termes, EDF se trouve dans la situation absurde d'accroître en partie sa dette pour financer les dividendes attendus.

Figure 21 Cash flow du groupe EDF

Évolution du cash flow après investissements nets annuel d'EDF en millions d'euros, de 2009 à 2014



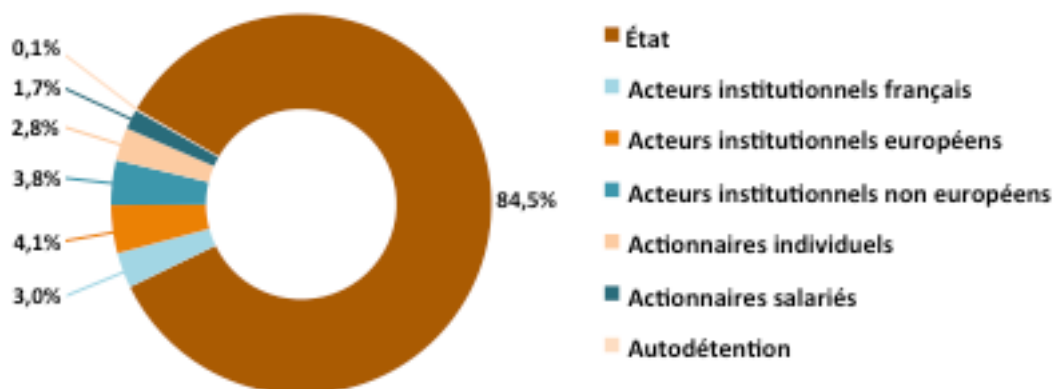
Source : EDF, 2015

● Un État actionnaire sans stratégie

L'État reste en effet en théorie le décideur de la stratégie d'EDF, mais son rôle a fortement changé. Historiquement issue de la nationalisation, le 8 avril 1946, de 1 450 entreprises de production, de transport et de distribution de l'électricité sur le territoire français, Électricité de France (EDF) est resté un établissement public à caractère industriel et commercial (EPIC) jusqu'à son changement de statut le 19 novembre 2004, devenant une société anonyme (SA) à capitaux publics. Ce changement a ouvert la voie à l'introduction le 21 novembre 2005 de 15 % du capital d'EDF à la Bourse de Paris. La participation de l'État reste toutefois statutairement supérieure à 70 %, et le capital du groupe EDF reste détenu directement par l'État à hauteur de 84,5 %.

Figure 22 Structure du capital du groupe EDF

Répartition de l'actionnariat d'EDF au 31 décembre 2014 (en part des 1 860 008 468 actions)



Source : EDF, 2015

Cette évolution soulève un problème de fond qui n'est aujourd'hui, politiquement au moins, pas complètement résolu. L'entreprise EDF s'est construite comme une entreprise intégralement publique dans une économie relativement planifiée et dans un environnement totalement régulé. Elle était alors, en quelque sorte, le « bras armé » de la mise en œuvre dans l'électricité de la politique énergétique

nationale, dont le déploiement du réseau électrique, le parc hydroélectrique et surtout le parc nucléaire ont été les grandes réalisations.

L'évolution de son statut et la dérégulation rompent avec cette logique, mais l'État se trouve dès lors enfermé dans une forme d'ambiguïté : comme actionnaire principal, la stratégie qu'il impose doit-elle d'abord être conforme aux intérêts de la politique énergétique ou de la rentabilité pour les actionnaires de l'entreprise ? Comment peut-il proposer au législateur de nouvelles orientations de politique énergétique au nom de l'intérêt général si celles-ci vont à l'encontre des intérêts immédiats d'EDF ?

Ce point reste très peu débattu, comme s'il était acquis que les deux coïncidaient en toutes circonstances. Aucune doctrine n'a véritablement émergé parmi les responsables politiques en charge d'apporter ces réponses, malgré les bouleversements observés depuis une décennie en matière d'ouverture des marchés et de régulation.

Cette dichotomie devient pourtant majeure dans un contexte où la politique énergétique nationale engage une mutation nécessaire, où les besoins de réinvestissement dans l'appareil de production d'EDF se font sentir de manière pressante, et où le budget de l'État ne peut se passer des importants dividendes versés par l'électricien. L'adaptation de l'outil industriel dont dispose EDF, hérité de cette histoire, aux nouveaux besoins concurrentiels de l'entreprise est au centre des enjeux.

● Une lente dégradation en bourse

Ces résultats sont du reste reflétés dans l'évolution de la valeur EDF. La capitalisation boursière d'EDF s'établissait au 21 avril 2015 à 42,55 milliards d'euros. La valeur de l'action est remontée depuis deux ans par rapport au minimum historique de 14 € enregistré entre décembre 2012 et janvier 2013, sous l'impulsion de quelques signaux positifs à court terme, notamment sur la hausse des tarifs régulés. Elle marque toutefois encore, à son niveau d'environ 23 € en avril 2015, une baisse de près de 75 % par rapport au maximum de 87,75 € enregistré le 22 novembre 2007.

Figure 23 Cours de l'action EDF

Évolution du cours de l'action EDF (en euros) depuis son introduction le 18 novembre 2005 jusqu'au 19 juin 2015, et comparaison avec l'indice CAC40 (valeur 100 au jour de l'introduction)



Source : EDF, 2015

La notation d'EDF est, malgré ces différents facteurs, restée globalement stable au cours des dernières années (par exemple A+, stable outlook pour Standard & Poors'). L'adossement du groupe EDF à la puissance publique à travers son caractère d'EPIC d'une part, et la nécessité pour l'État de garantir la

continuité de la fourniture d'électricité, génèrent une confiance importante dans la stabilité financière de l'entreprise : aux yeux des marchés, EDF est « too big to fail »... Cette confiance permet à la fois à EDF de bénéficier d'une notation plus favorable par les agences que ne le serait celle d'un groupe purement privé dans la même situation, et d'accéder grâce à cela à des facilités de financement, en termes de taux, de garanties et de souplesse. Il est en fait d'autant plus remarquable que la situation d'EDF, notamment sa capacité d'investissement, se dégrade malgré ces conditions favorables.

b. Une stratégie en panne

Il faut pour comprendre la situation actuelle d'EDF la replacer dans une perspective historique, en tenant compte principalement de quatre aspects très structurants :

- le groupe EDF a hérité de sa constitution en 1946 et de l'histoire de son développement un monopole presque total en France sur la production d'électricité, sur son réseau de transport et sur sa distribution, qui lui permet de s'appuyer largement en France sur un marché captif ;

- toutefois, le processus de déréglementation du secteur de l'énergie engagé à la fin des années quatre-vingt-dix, et encore en cours, est venu progressivement rompre les règles de ce monopole et faire évoluer la vision interne et externe d'EDF, y compris par rapport à son rôle historique de bras armé de la politique énergétique nationale ;

- parallèlement, EDF doit s'adapter à cette évolution en s'appuyant sur un outil industriel essentiellement hérité de cette période de monopole d'État et très peu flexible vis-à-vis des transformations de son environnement réglementaire et économique. Ainsi le parc nucléaire français de 58 réacteurs, dont le développement a obéi à une logique d'économie planifiée, représente encore en 2014 au total 65,2 % de la capacité de production installée d'EDF en France, et surtout 90,4 % de sa production d'électricité (soit respectivement 48,9 % et 77,0 % de l'ensemble de la capacité et de la production nationale) ;

- enfin, EDF doit aujourd'hui faire face à un vieillissement de cet outil industriel qui se traduit, après une phase de baisse de ses coûts courants de production liée à l'amortissement progressif de ses actifs de production qui lui a permis d'absorber les effets de cette déréglementation, par une tendance à la hausse des coûts courants de production liée aux besoins croissants de maintenance et de nouveaux investissements. En particulier, l'effet « falaise » que constitue la pyramide des âges du parc de 58 réacteurs, dont 80 % ont été mis en service en dix ans entre 1977 et 1987, représente une contrainte majeure pour les capacités d'adaptation d'EDF.

Dans ce contexte, les principaux déterminants de la situation d'EDF sont d'un côté l'évolution de la rentabilité de son activité sur le marché français, tenant compte à la fois de l'impact de la dérégulation sur sa part de clientèle, de l'évolution des tarifs et des prix, et de ses propres coûts de production et de fourniture, et de l'autre sa capacité à s'appuyer pour maîtriser cette transformation domestique sur son développement à l'international

● Échec de la stratégie de relais à l'international

On a souligné précédemment l'importance de son adossement à la puissance publique dans l'accès d'EDF à des sources de financement. À l'inverse, c'est la modification en 2004 et 2005 du statut et de l'actionnariat d'EDF qui a permis à EDF d'accéder au financement d'une stratégie de développement à l'international, qui n'aurait pas pu être couvert par les pouvoirs publics. Cette stratégie de développement à l'international était parallèlement présentée comme nécessaire pour permettre une croissance du groupe en compensant ses pertes de marché sur son activité domestique.

Après les aventures peu réussies du début des années deux mille, marquées par des acquisitions en Argentine ou au Brésil, EDF opte quelques années plus tard, en même temps que le lancement de son projet de réacteur EPR à Flamanville, pour une stratégie d'exportation de son modèle d'architecte-ensemblier de ses propres réacteurs. Les acquisitions d'EDF aux États-Unis, au Royaume-Uni et en Italie, s'accompagnent toutes de projets de construction de réacteurs dans les pays concernés.

En 2008, l'ambition affichée par EDF auprès des investisseurs est encore de construire et d'exploiter, outre Flamanville-3 dont l'achèvement est alors prévu en 2012, et en incluant Taishan dont

l'achèvement est alors prévu en 2013 et 2014, un total de 10 réacteurs EPR à l'international à l'horizon 2020⁹⁴. Outre la Chine avec les projets de Taishan-1 et 2, les priorités stratégiques ciblées à cette date par EDF à l'international sont les États-Unis, le Royaume-Uni, l'Afrique du Sud et l'Italie⁹⁵.

Parmi ces projets, seuls les développements prévus avec la Chine se sont aujourd'hui concrétisés, sans toutefois trouver pour l'instant de suite. Les projets de construction de réacteurs au Royaume-Uni ont fait l'objet d'un accord de principe, dont la finalisation a pris un énorme retard et se heurte encore à d'importants obstacles. Les projets en Afrique du Sud peuvent au mieux être considérés comme durablement reportés, tandis que ceux aux États-Unis et en Italie peuvent être considérés comme abandonnés. Ainsi, la stratégie engagée dans la seconde moitié des années deux mille par EDF à l'international a largement échoué.

Pays	Ambition EDF (2008)	Situation actuelle
Chine	Partenaire à 30 % dans le projet de 2 EPR à Taishan, objectif : - commande 2009 - mise en service 2013 et 2014 Ambition non chiffrée de poursuivre ce partenariat sur d'autres réacteurs EPR	Construction de Taishan-1 et 2 en cours, retard d'au moins 2 ans par rapport aux prévisions de 2008 Pas d'autres projets concrets
États-Unis	Achat de 50% des actifs nucléaires de Constellation Energy, création d'Unistar 2 réacteurs EPR - commande 2011/2012 - démarrage 2015/2016 À terme, série d'au moins 4 réacteurs EPR	Projets mis sous cocon, aucune commande, processus de certification de l'EPR abandonné, actifs cédés
Royaume-Uni	OPA sur British Energy 4 réacteurs EPR à l'horizon 2020 - commande 2012-2017 - démarrage 2017-2022	Accord de principe sur 2 réacteurs (plus 2 optionnels) non finalisé et restant suspendu à de nombreuses conditions
Afrique du Sud	2 réacteurs, appel d'offre en cours Objectif de démarrage avant 2020	Appel d'offre abandonné, pas de nouveau projet en cours
Italie	Pas d'objectif chiffré avant 2020, mais ambition de participer au renouveau du programme nucléaire Etude de faisabilité en cours	Programme abandonné par accord des deux parties en 2012, aucun projet en perspective

L'échec de cette stratégie a laissé des traces durables. L'achat pour 4,5 milliards de dollars des actifs nucléaires de Constellation Energy, en 2009, visait à développer la construction par EDF de réacteurs EPR aux États-Unis. Ce projet a échoué, et un accord de désengagement a été passé entre EDF et Exelon en juillet 2013, sanctionnant une perte estimée à 2,7 milliards de dollars pour l'électricien français. C'est également pour soutenir le développement de réacteurs au Royaume-Uni qu'EDF a acheté pour 15,6 milliards d'euros le groupe British Energy en 2008, avec l'objectif à l'époque de construire 4 réacteurs EPR pour une première mise en service en 2017⁹⁶. Le retard et l'incertitude auxquels se trouve confronté ce projet font peser aujourd'hui un risque de même nature sur cette acquisition.

⁹⁴ EDF, *Investor Day*, présentation aux investisseurs, Londres, 4 décembre 2008.

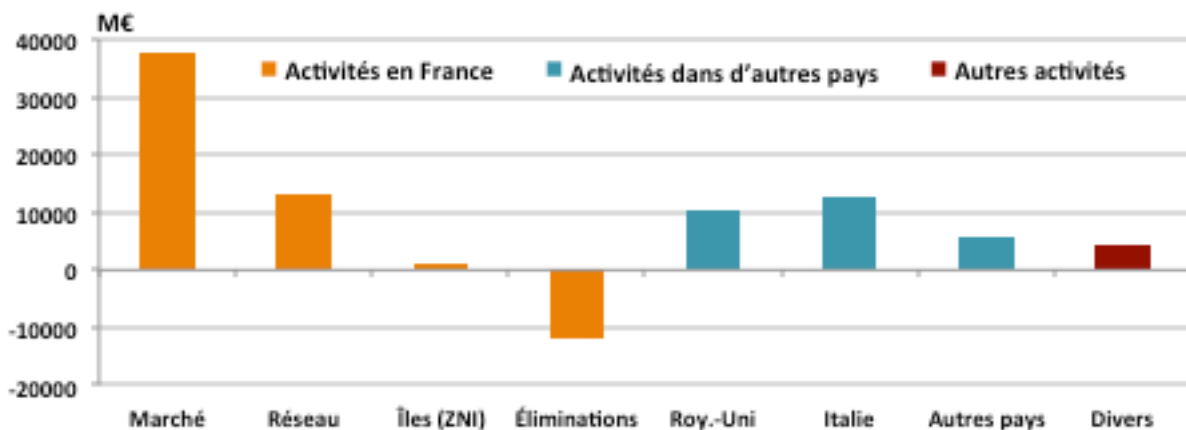
⁹⁵ Ainsi l'électricien italien ENEL était initialement entré en 2007 comme partenaire dans le projet d'EPR de Flamanville à hauteur de 12,5%, dans le cadre d'un accord préfigurant le déploiement de plusieurs EPR en Italie, avant de se retirer. La rupture de la « coopération globale dans le nucléaire » entre EDF et ENEL, annoncée en décembre 2012, implique qu'EDF a dû rembourser 613 millions d'euros plus des intérêts pour la participation qu'ENEL avait prise dans Flamanville-3.

⁹⁶ EDF, *Investor Day*, Londres, 4 décembre 2008.

Il reste néanmoins à EDF de nombreux actifs en exploitation à l'étranger. Le chiffre d'affaires d'EDF se répartit en 2014 à 54,8 % en France et 45,2 % à l'international, toutes activités confondues (production et vente d'électricité, vente de gaz, services, trading et énergies renouvelables). La contribution des différents segments à l'Ebitda du groupe reste cependant largement dominée par les activités en France : celles-ci en représentent environ les trois-quarts, avec un ratio chiffre d'affaires / Ebitda de 3,3 en moyenne pour les activités de fourniture d'énergie en France contre 8,3 en moyenne dans les autres pays. Les ventes sur le marché dérégulé en France représentent à elles seules 45,9 % de l'Ebitda en 2014, tandis que les ventes directes au tarif régulé n'en représentent que 20,6 %⁹⁷. L'importance de l'activité de fourniture d'énergie d'EDF en France apparaît également très grande au niveau du résultat opérationnel : en 2014, elle représente 70,6 % du bénéfice opérationnel avant dépréciation et amortissement, et 78,1 % du bénéfice opérationnel.

Figure 24 Répartition du chiffre d'affaires du groupe EDF

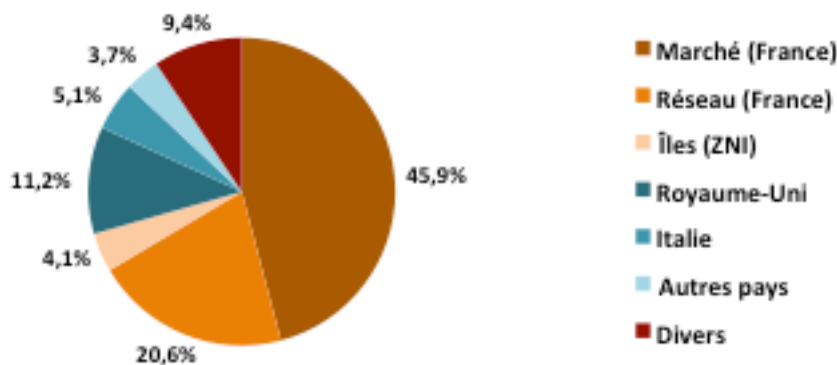
Répartition par segment d'activité⁹⁸ du chiffre d'affaires d'EDF pour l'année 2014, en millions d'euros



Source : EDF, 2015

Figure 25 EBITDA du groupe EDF

Répartition par segment d'activité des revenus d'EDF avant soustraction des intérêts, impôts, dotations aux amortissements et provisions, pour l'année 2014



Source : EDF, 2015

⁹⁷ On peut noter par ailleurs que l'activité de production et de vente d'électricité dans les îles françaises, qui obéit à une logique essentiellement autonome dans les opérations du groupe, présente un ratio chiffre d'affaires / Ebitda exceptionnel de 1,5, contre 4,2 en moyenne pour l'ensemble des activités du groupe.

⁹⁸ Les segments considérés sont les suivants :

- la fourniture d'électricité et de gaz en France, avec une part « marché » qui désigne la production et la fourniture sur le marché dérégulé, et une part « réseau » qui désigne l'activité sur le marché régulé, plus l'activité spécifique de fourniture sur les différentes îles, dont la Corse et les territoires d'outre-mer (les zones non inter-connectées, ou ZNI) ;
- la fourniture d'électricité et de gaz dans d'autres pays, qui inclut le Royaume-Uni (EDF Energy), l'Italie (Edison), et l'ensemble des autres pays (avec notamment la participation d'EDF à la production nucléaire en Belgique, et différentes activités en Europe de l'est et en Europe centrale, au Brésil et en Asie) ;
- les autres activités, qui incluent principalement les activités de service à travers Dalkia, le trading avec EDF Trading, et le développement des énergies renouvelables à travers EDF Énergies nouvelles.

● Tarifs régulés et marché domestique, une mutation à haut risque

Ainsi les résultats d'EDF restent aujourd'hui – et durablement – en grande partie conditionnés par les ventes d'électricité associées au parc de production exploité par EDF en France. Celles-ci ont historiquement été très maîtrisées par le biais du quasi-monopole d'EDF et de l'application de tarifs régulés. Cette base historique connaît aujourd'hui de nombreux facteurs de déséquilibre, qu'il s'agisse de la part de marché régulé ou de l'évolution des prix et des tarifs.

Les tarifs appliqués sur le marché régulé ont constitué, aux différentes étapes de l'évolution d'EDF, un instrument privilégié de régulation de sa situation financière. Ils ont ainsi constitué dans les années soixante-dix et quatre-vingt, parallèlement à des choix comptables favorisant la capacité d'auto-financement, une des clés de l'investissement d'EDF dans la construction du parc nucléaire puis dans les années quatre-vingt dix de son désendettement⁹⁹.

La situation est aujourd'hui différente, dans la mesure où les tarifs réglementés voient à la fois leur rôle reculer et leur mode de calcul évoluer pour être conforme aux obligations d'ouverture du marché.

La loi du 7 décembre 2010 relative à la nouvelle organisation du marché de l'électricité (loi NOME) a notamment mis en place un dispositif donnant droit, conformément à la demande de plus en plus pressante de la Commission européenne, à l'ouverture effective du marché de l'électricité pour de nouveaux opérateurs. Ce dispositif, dit « d'accès régulé à l'énergie nucléaire historique » (Arenh), comporte deux volets :

- d'une part une obligation faite à EDF de réserver sur sa production française, pour le proposer à la vente à ses concurrents, un volume pouvant aller jusqu'à 100 TWh par an d'électricité (soit environ un quart de la production moyenne de son parc nucléaire),

- et d'autre part la fixation d'un tarif régulé de cette électricité. Ce dispositif est introduit pour une période transitoire fixée à 15 ans.

Grâce à ce compromis politique, EDF a évité d'autres évolutions envisagées pour accélérer la mise en œuvre de l'obligation d'ouverture du marché, qui auraient consisté soit à contraindre EDF à céder à ses concurrents une partie de ses moyens de production, soit à renoncer à tout ou partie des tarifs réglementés de vente en vigueur. L'idée générale du dispositif Arenh reposait sur le constat que le coût de production du parc nucléaire d'EDF, largement amorti, était significativement inférieur aux prix moyens du marché, qui évoluaient à l'époque de cette discussion entre 60 et 80 €/MWh : cet écart conférait à EDF un avantage concurrentiel hérité de son histoire mais faisant barrière à l'entrée de nouveaux acteurs, sauf à leur donner accès à une partie de ce qui était considéré comme une rente.

Pour EDF, l'engagement que le tarif Arenh reflète a minima le coût de production offrait a priori la garantie de ne rien perdre, par rapport à la perte de marché que représentaient les autres solutions. Le tarif fixé dans un premier temps pour l'Arenh de 42 €/MWh a même été jugé lors de son introduction plutôt favorable à EDF. À partir de 2015, c'est la Commission de régulation de l'énergie (CRE) qui sera chargée chaque année de fixer ce tarif, selon une méthodologie fixée par un décret en cours de finalisation.

Ce dispositif se heurte toutefois à un problème majeur lié à l'évolution des prix de marché. Ceux-ci connaissent en effet un mouvement général de baisse, s'établissant désormais autour de 38 à 40 €/MWh. Même s'il faut rester prudent, cette évolution semble durable au vu des principaux mécanismes qui soutiennent à l'échelle européenne le rapport actuel entre capacité de production et besoins :

⁹⁹ Ainsi par exemple, la hausse des tarifs liée à l'augmentation générale des prix de l'énergie a contribué, dans les années soixante-dix, au financement d'une part importante de la construction du parc nucléaire français. Dans les années quatre-vingt, avec le second choc pétrolier a permis un mouvement similaire de hausse des tarifs. À l'inverse, lors du contre-choc pétrolier, la baisse des tarifs a permis à EDF de résister à la concurrence accrue du gaz naturel sur les usages non spécifiques (chauffage, cuisson...) à une époque où la baisse des besoins d'investissement permettait parallèlement à l'entreprise de se désendetter.

Parallèlement, le recours à différents mécanismes d'amortissement et de provision des charges a permis à la même époque de renforcer régulièrement les capacités d'auto-financement. L'un des éléments clés dans ce domaine a été le choix de retenir à l'époque une durée de vie comptable de 30 ans pour les réacteurs nucléaires, plus courte que leur durée d'exploitation réellement visée.

- l'orientation globale à la réduction de la consommation d'électricité en Europe, où partout s'opère le constat que les progrès de l'efficacité énergétique ont plus d'impact à la baisse que les facteurs pouvant jouer à la hausse (croissance économique, démographique, nouveaux usages de l'électricité...);

- la surcapacité liée notamment à la mauvaise anticipation par les opérateurs de la vitesse de déploiement des énergies renouvelables et de leur faculté à s'insérer de manière flexible dans le système, conduisant à un niveau plus élevé que nécessaire de capacités de production nucléaire et thermique sur la plaque européenne;

- la baisse rapide des coûts de production moyens des énergies renouvelables les plus avancées (éolien terrestre et photovoltaïque).

Sans discuter davantage une évolution énergétique qui sort du cadre de la présente étude, on peut souligner qu'au-delà de sa spécificité d'électricien essentiellement nucléaire, EDF n'est d'ailleurs pas la seule compagnie d'électricité à pâtir de cette évolution, qui touche avec plus ou moins d'ampleur tous les électriciens historiques, dont le modèle économique est basé sur la fourniture centralisée en base (et au premier chef les compagnies allemandes, dont les difficultés illustrent probablement les problèmes à venir d'EDF¹⁰⁰). L'émergence de nouveaux modèles, tels que la diffusion en masse de batteries proposée par Tesla, risque d'amplifier encore cet effet.

Avec des prix de marché inférieurs tombant sous la barre de l'Arenh, EDF ne parvient plus à écouler à ce tarif l'ensemble des 100 TWh réservés. Ses concurrents n'en ont acquis que 71 TWh en 2014, et la baisse semble s'accroître en 2015 : selon la CRE, La quantité totale de produit cédée au titre de l'Arenh à l'ensemble des fournisseurs est tombée à 12,3 TWh au premier semestre 2015 et s'annonce à 4 TWh au second semestre, soit 16 % seulement de la quantité réservée sur l'ensemble de l'année. Le reste est a priori vendu par EDF au prix du marché, c'est-à-dire à perte par rapport au coût estimé de production tel que calculé par l'Arenh.

Dès lors l'évolution du tarif Arenh en fonction de la nouvelle méthodologie va être cruciale pour EDF. Elle va l'être d'autant plus que depuis novembre 2014, le tarif de l'Arenh intervient également dans le calcul des tarifs réglementés de vente de l'électricité pour les petits consommateurs (sur la base d'une répartition moyenne entre 80 % aux conditions de production de l'Arenh et 20 % aux conditions de production du marché de l'électricité qui leur est fournie).

Or, ces consommateurs ont par ailleurs depuis plusieurs années la possibilité de quitter lorsqu'ils le souhaitent le système régulé pour contractualiser directement avec un fournisseur. Peu d'entre eux ont franchi ce pas jusqu'ici, puisque seuls 9,6 % des clients résidentiels et 8,8 % des clients non résidentiels achetaient leur électricité à d'autres fournisseurs qu'EDF au 31 décembre 2014, et leur mouvement semble peu sensible aux conditions tarifaires. Néanmoins une dynamique est susceptible de se créer si les écarts de prix deviennent plus sensibles et la capacité d'offre des concurrents d'EDF plus importante.

● Des coûts nucléaires en forte augmentation

La perturbation induite dans les mécanismes développés pour maîtriser l'impact de l'ouverture des marchés sur EDF est d'autant plus forte qu'elle s'inscrit dans un effet de ciseau : en effet, en même temps que les prix de marché connaissent la baisse décrite précédemment, les coûts de production d'EDF, et particulièrement ceux de son parc de production nucléaire historique, connaissent au contraire une hausse continue et soutenue.

Celle-ci trouve, entre autres facteurs, son origine dans la situation héritée du développement selon un mode d'économie planifiée de son appareil de production. On peut notamment identifier trois effets fondamentaux :

- la part occupée par le parc nucléaire dans le mix de production d'EDF, qui rend ses coûts globaux de production très sensibles à l'évolution des coûts de production des réacteurs ;

¹⁰⁰ Bontrup H.-J., Marquardt R.-M., *Die Zukunft der großen Energieversorger*, rapport commandé par Greenpeace Allemagne, Westphalian College in Recklinghausen, mars 2015.

- la surcapacité du parc nucléaire par rapport aux besoins de production d'électricité en base, dont le temps n'atténue pas les effets compte tenu de l'évolution plutôt orientée à la baisse de la consommation d'électricité, et qui se traduit par une perte de facteur de charge du parc¹⁰¹ ;

- la pyramide des âges du parc de réacteurs nucléaires, qui joue un double effet. D'une part, ces réacteurs ont aujourd'hui dépassé en moyenne 30 années de fonctionnement, ce qui pèse progressivement sur leurs coûts en termes de disponibilité et de frais de maintenance notamment. D'autre part, 80 % ont été mis en service entre 1977 et 1987, ce qui donne à ce phénomène d'augmentation des coûts un caractère massif plutôt que graduel.

Ainsi la Commission de régulation de l'électricité (CRE) comme la Cour des comptes ont chacune, bien qu'elles utilisent des méthodes de reconstitution des coûts de production différentes car obéissant à des objectifs d'analyse différents, constaté une hausse significative des coûts de production du parc nucléaire d'EDF au cours des dernières années, essentiellement portée par une hausse de plus de 5 % par an en moyenne des charges fixes et variables d'exploitation entre 2007 et 2012. La Cour des comptes a pour sa part constaté une hausse du « coût courant économique » du parc nucléaire, calculé selon sa méthode, de 20,6 % entre 2010 et 2013 en euros courants, portant ce coût à 59,8 €/MWh.

Il faut par ailleurs souligner, sans entrer ici dans le détail de cette analyse, que cette évolution à la hausse s'opère malgré un contexte favorable d'action de la puissance publique sur les coûts, que ce soit par l'intégration plus ou moins diluée de coûts indirects (recherche et développement, subventions diverses, etc.) ou à travers les hypothèses retenues dans les différents mécanismes réglementaires (provisions pour charges futures sur la gestion des déchets et le démantèlement, plafond de responsabilité civile des exploitants en regard d'un accident nucléaire, etc.).

Les coûts de démantèlement des réacteurs sont provisionnés sur la base d'une hypothèse de 15 % du montant de leur coût de construction, un pourcentage qui apparaît significativement sous-estimé en regard du retour d'expérience – certes encore limité – au niveau international. Les coûts de gestion des déchets intègrent notamment le devis de l'éventuel site de stockage géologique Cigéo, sur la base d'une estimation à 17 milliards d'euros datant de plusieurs années : la réévaluation officielle, annoncée pour fin 2014 et retardée, est attendue par les observateurs à plus de 30 milliards d'euros. Bien que tout relèvement des hypothèses dans ce domaine n'ait qu'un impact limité sur le coût du kWh, compte tenu de l'application d'un taux d'actualisation pour les dépenses à long terme, l'impact sur les finances d'EDF pourrait être significatif si des provisions s'avèrent en retard ou insuffisantes.

Contrairement à une obligation légale, le tarif réglementé ne reflète plus, selon la CRE, le coût réel de production d'EDF, calculé avant novembre 2014 selon une méthode d'empilement des coûts de production. Les hausses de 5 % et 2,5 % en moyenne apportées en 2013 et 2014 n'ont rattrapé qu'une partie de l'écart.

Le Gouvernement se heurte sur ce point à une double difficulté. La première est de nature politique : après des décennies de politique dans ce sens et de promotion de l'idée que le parc nucléaire français offre la garantie d'un prix bas de l'électricité, c'est un fait social installé que les tarifs réglementés sont parmi les prix au consommateur les plus bas en Europe. Toute hausse est dans ce contexte non seulement impopulaire, mais détrimentale pour l'image du programme nucléaire dans son ensemble.

La seconde est strictement économique. Toute hausse des tarifs, notamment à travers une réévaluation de l'Arenh, est susceptible de permettre à EDF de mieux recouvrer ses coûts de production mais risque également de lui faire perdre des ventes sur le volume réservé à l'Arenh comme auprès de sa clientèle au tarif réglementé. En d'autres termes, il semble désormais de plus en plus difficile pour EDF de vendre en France l'ensemble de sa production nucléaire à un tarif ou à un prix reflétant son coût de production.

¹⁰¹ Il convient de rappeler ici que le rythme de construction du parc nucléaire français a initialement été basé sur des prévisions de doublement tous les dix ans de la consommation d'électricité qui ne se sont jamais réalisées. Le fonctionnement d'un parc nucléaire en base, c'est-à-dire pour répondre à des besoins constants, correspond en général à 50 % environ de la production. Les réacteurs nucléaires français, pour fournir 75 % de la production, sont contraints à des ajustements aux besoins qui se traduisent par une perte de production par rapport à leur disponibilité à pleine charge.

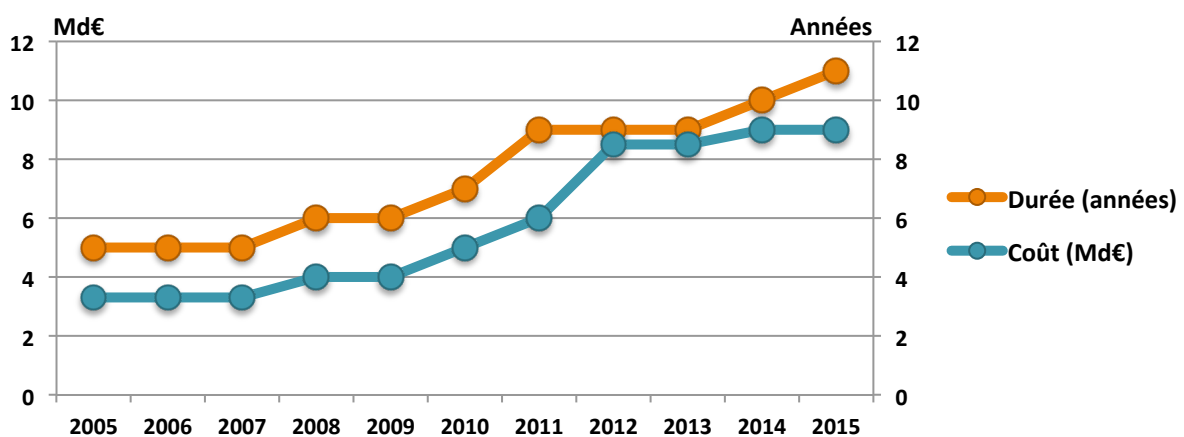
● La catastrophe de l'EPR

Dans ce contexte, la réalisation de l'EPR de Flamanville constitue un enjeu tout à fait particulier lorsqu'on se souvient qu'elle a été initialement décidée pour anticiper les besoins de renouvellement du parc nucléaire d'EDF et préparer d'éventuelles nouvelles commandes en démontrant la construction et quelques années d'exploitation d'une première tranche. À l'époque, en 2003, le coût complet de production de l'EPR était annoncé à 28 €/MWh, soit même moins cher que le coût de production du parc d'EDF en service.

Le réacteur EPR a connu de multiples problèmes qui ont conduit, au fil des ans, à des révisions successives de son coût final et de sa durée de construction. Le coût était lors de la dernière révision apportée par EDF estimé à 8,5 milliards d'euros, contre 3,3 milliards initialement, et la mise en service envisagée pour 2017, contre une prévision initiale de démarrage en 2011 ou 2012.

Figure 26 Coût et durée de construction de Flamanville-3

Évolution de l'estimation publique par EDF de la durée finale de construction et du coût total à terminaison (en milliard d'euros) du réacteur EPR de Flamanville-3



Source : WISE-Paris d'après EDF, 2005-2015

C. Un avenir difficile

Le paradoxe auquel doit faire face EDF aujourd'hui est pratiquement résumé dans les objectifs radicalement contradictoires que lui fixe son actionnaire majoritaire. Une lettre de mission signée des trois ministres de l'Économie, du Budget et de l'Écologie et de l'énergie a précisé en janvier 2015 au nouveau PDG d'EDF les orientations à suivre pendant son mandat de cinq ans. Si l'on en croit les fuites dans la presse¹⁰², les principaux axes fixés par le gouvernement sont les suivants :

- une première série d'objectifs, centrés sur le parc nucléaire, flèche un certain nombre de besoins d'investissement inévitablement lourds. Il s'agit dans ce registre :

- de « renforcer le parc nucléaire français » et notamment améliorer les performances des 58 réacteurs ;

- de « donner de la visibilité à la filière nucléaire française », et pour cela notamment définir « un projet industriel de long terme relatif à la maintenance, à la prolongation et au renouvellement du parc de production d'EDF, en conformité avec les dispositions et objectifs de la loi de transition énergétique », c'est-à-dire avant tout avec l'objectif de ramener la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50 % en 2025 – ce qui bien sûr implicitement suppose également pour EDF d'investir dans la diversification de ses moyens de production ;

- par ailleurs, le projet industriel d'EDF « reposera sur une mise en œuvre progressive du programme de grand carénage, en adaptant en conséquence la durée d'amortissement du parc électronucléaire » ;

¹⁰² « L'État demande à EDF de mieux maîtriser ses coûts », *Les Échos*, 20 mars 2015.

- dans le même temps, le gouvernement demande à EDF de « *viabiliser [sa] trajectoire financière* » et de « *remédier* » aux cash-flows négatifs dégagés par le groupe après dividendes. EDF est appelé pour cela à « *assurer une maîtrise renforcée des coûts de production, de commercialisation et de gestion* ». En d'autres termes, c'est en réduisant ses dépenses de production, et non pas en comptant sur une augmentation des tarifs régulés, qu'EDF devra chercher à retrouver un équilibre dans ce domaine ;
- enfin, EDF devra à la fois veiller à « *maintenir une rémunération appropriée de [ses] actionnaires* ». et assurer la maîtrise de son « *endettement financier* », un comble lorsque l'on observe que c'est justement pour maintenir le niveau de dividendes reversés à l'État qu'EDF a repoussé certains investissements tout en accumulant de la dette ces dernières années. Sur ce point, le PDG d'EDF a d'ores et déjà annoncé que la prochaine Assemblée générale votera le versement d'un dividende semblable à celui de 2014 en 2015

● **Une croissance internationale illusoire**

L'essentiel de cette feuille de route, on le voit, se joue autour du parc nucléaire français et des orientations stratégiques sur le plan domestique : la perspective internationale est en effet singulièrement absente. Avant d'analyser les perspectives qui s'offrent réellement à EDF sur le plan domestique, il convient de souligner que l'État entérine ainsi, implicitement, l'échec de la stratégie engagée au début des années deux mille et visant à trouver dans une exportation à l'étranger du modèle nucléaire français les moyens de soutenir celui-ci dans son propre pays.

C'est le simple constat de la réalité. Après l'échec aux États-Unis et devant les difficultés au Royaume-Uni, la seule perspective réelle pour EDF est, comme son PDG l'a d'ailleurs reconnu lors d'une audition parlementaire, de participer au développement qui se poursuit en Chine. Même les perspectives dans ce domaine paraissent cependant minces. Ce n'est donc en aucun cas de ce côté que viendront les solutions permettant à EDF de faire face à une situation domestique de plus en plus difficile.

Les pertes associées à la stratégie internationale d'EDF ne sont par ailleurs peut-être pas terminées. Un risque important pèse notamment sur le projet porté par EDF de construction de réacteurs EPR au Royaume-Uni, les deux premières unités devant être construites sur le site de la centrale de Hinkley Point-C. Un projet d'accord existe entre le Gouvernement britannique et le consortium mené par EDF, mais de nombreux obstacles demeurent avant la finalisation d'un véritable contrat commercial.

D'une part, les dispositifs d'aide proposés par le Gouvernement, qui portent essentiellement sur un « *contract for difference* » garantissant pendant 35 ans un montant indexé de 92,5 £/MWh et sur une garantie financière à hauteur de 10 milliards de livres, est mis en cause comme aide d'État faisant entorse aux règles de concurrence. La Commission européenne a publié en avril 2015, après près d'une année d'instruction, une décision favorable sur ce dispositif mais différentes parties prenantes, dont le Gouvernement autrichien, ont annoncé leur décision de contester cette décision devant la justice européenne. D'autre part, le tour de table financier et le partenariat au sein du consortium formé par EDF ne sont pas finalisés. La participation de partenaires chinois, prévue à hauteur de 30 à 40 %, a fait l'objet de négociations portant notamment sur la contribution des équipementiers chinois à la fourniture du chantier, et un accord semble avoir été finalisé sur ce point. Il reste néanmoins en suspens la question de la capacité d'Areva à entrer comme prévu dans ce tour de table à hauteur de 10 % environ, et les conditions à redéfinir entre les autres partenaires si cette participation s'avérait impossible.

Dans l'intervalle, EDF avait engagé différents travaux de préparation du site (suspendus en février 2015) et probablement passé auprès d'Areva et peut-être d'autres fournisseurs différentes commandes de gros équipements (dont au moins un couvercle de cuve qui va en fait devoir être sacrifié pour des tests destructifs dans le processus de caractérisation et qualification de la cuve de Flamanville-3). On estime qu'EDF a d'ores et déjà dépensé, fin avril 2015, environ 1,5 milliard d'euros sur ce projet, intégralement à ses propres risques dans la mesure où aucun accord engageant définitivement les parties n'a à cette date été signé. La décision publiée par la Commission européenne fait par ailleurs état d'une « *clause Flamanville* » prévue dans cet accord, qui conditionne l'accès du consortium aux meilleures conditions financières envisagées à la finalisation satisfaisante de l'ensemble des tests avant mise en service de l'EPR de Flamanville-3, au plus tard à la fin 2020.

● Une perspective domestique étroite

Or, sur le plan domestique, les perspectives d'EDF sont à l'aggravation des problèmes actuels. Tout d'abord, aucune croissance n'est à attendre du côté des volumes d'électricité vendus par EDF, au contraire. Tout d'abord, le volume global du marché est appelé à stagner, voire à se réduire : le Bilan prévisionnel établi par RTE prévoit ainsi, en tenant compte des mesures d'efficacité engagées (et sans présager de mesures supplémentaires), des prévisions de croissance économique et démographique, et du développement de nouveaux usages tels que la voiture électrique, une quasi stabilisation de la consommation domestique à l'horizon 2030.

Ensuite, EDF est bien davantage exposé au risque de perdre des parts de ce marché que de renforcer ses positions. Outre l'effet potentiel d'une augmentation de l'Arenh et des tarifs réglementés pour les petits consommateurs résidentiels et non résidentiels évoqué précédemment, EDF est confronté à la perspective de perdre de nouveaux clients avec l'arrêt au 1^{er} janvier 2016 des tarifs vert et jaune. L'enjeu pour EDF de rester concurrentiel sur ces segments, potentiellement beaucoup plus mobiles que celui des petits consommateurs, est majeur, car ces tarifs représentent aujourd'hui près d'un quart de la vente de l'électricité produite par son parc nucléaire sur le marché réglementé.

Si une politique commerciale agressive, combinée à sa position dominante, pourra lui permettre de conserver une partie de cette clientèle, il lui sera d'autant plus difficile de le faire, a fortiori en maintenant la rentabilité de cette activité, dans la mesure où ses coûts de production sont appelés à poursuivre leur hausse.

La Cour des comptes, appliquant sa méthode de calcul en coût courant économique, prévoit ainsi que le coût moyen de production du parc nucléaire continue à augmenter, s'établissant en moyenne à 61,6 €₂₀₁₂/MWh sur la période¹⁰³. Ce calcul tient pourtant compte d'une hypothèse extrêmement favorable d'extension de l'exploitation des réacteurs jusqu'à 50 ans, qui n'est en rien acquise.

● Un prolongation du parc nucléaire anticipée sans garantie

La durée de vie des réacteurs est actuellement fixée selon les unités à 20 ans, 30 ans et 40 ans sous réserve de réexamens décennaux de sûreté. La prolongation au-delà de 40 ans représente, selon les termes même de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN), une étape particulière dans la mesure où elle sort du « *domaine de dimensionnement initialement prévu* ». Elle demande des renforcements particuliers des réacteurs, d'autant plus qu'ils s'inscrivent dans un contexte générale d'intégration du retour d'expérience de la catastrophe de Fukushima-Daiichi, et que l'ASN a fixé comme objectif de se rapprocher autant que possible du niveau de sûreté exigé pour les nouveaux réacteurs, dits de troisième génération. Enfin, l'ASN a souligné à plusieurs reprises que l'extension visée par EDF ne pouvait aucunement être considérée à ce stade comme acquise.

Le plan de « grand carénage » sur lequel EDF communique correspond à un investissement supplémentaire de 55 milliards d'euros d'ici 2025, ce qui représente déjà un effort extrêmement lourd. Toutefois le montant global des investissements à prévoir est encore supérieur, puisqu'en intégrant l'ensemble des coûts et en considérant les investissements qui resteraient à réaliser après 2025 pour prolonger l'ensemble du parc, la Cour des comptes a évalué l'ensemble de ce programme à 110 milliards d'euros d'investissements à réaliser entre 2011 et 2013, soit 5 milliards d'euros par an en moyenne pour 58 réacteurs¹⁰⁴.

Le coût de la prolongation éventuelle du parc pourrait même s'avérer plus élevé que l'estimation produite par la Cour des comptes. Ainsi WISE-Paris a estimé, sur la base de scénarios contrastés d'exigence appliqués lors de cette prolongation, que le coût de renforcement de la seule partie nucléaire des réacteurs (auquel s'ajoute celui du renforcement de la partie conventionnelle, inclus dans le grand carénage d'EDF) pourrait atteindre de l'ordre de 4,4 milliards d'euros en moyenne par

¹⁰³ Cour des Comptes, 2014, *op. cit.* La Cour propose un calcul du coût courant économique basé sur une durée de vie économique de 50 ans appliquée dès l'origine (au démarrage des réacteurs), et signale que la méthode retenue par EDF, qui consiste à appliquer le passage de 40 ans à 50 ans à un calcul du coût courant économique seulement à partir de 2014, produit un résultat de 56,4 €₂₀₁₂/MWh en moyenne.

¹⁰⁴ Cour des Comptes, *Le coût de production de l'électricité nucléaire, actualisation 2014*, mai 2014.

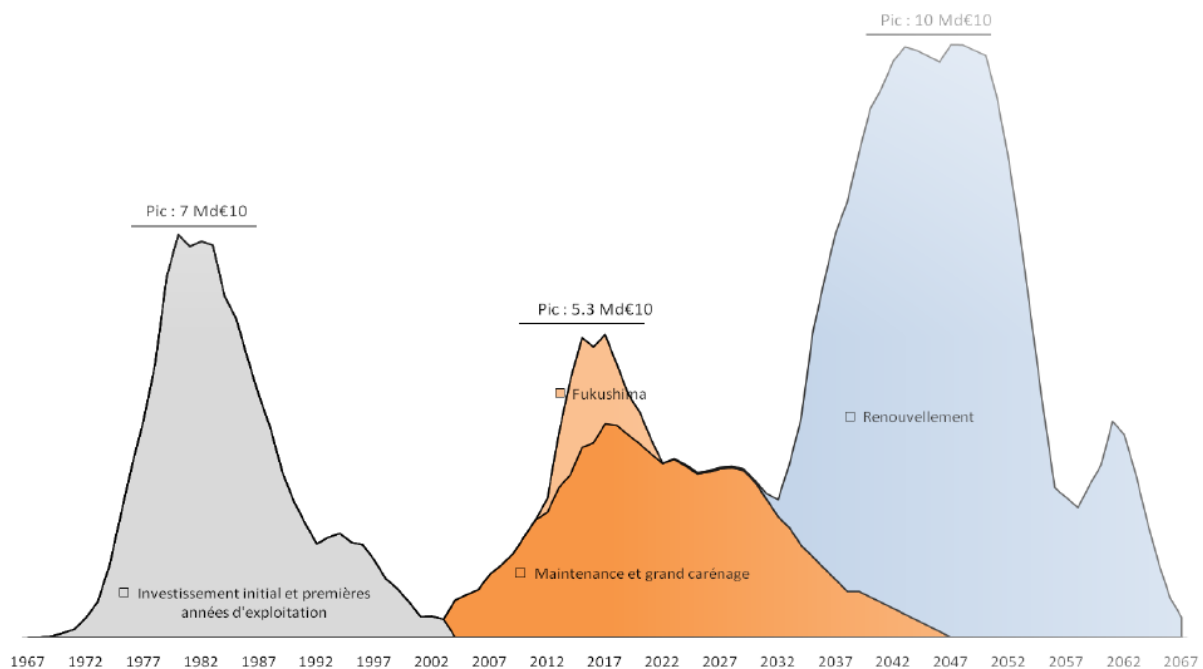
réacteur pour se rapprocher réellement de la sûreté d'un EPR, notamment en termes de « bunkérisation » de certains équipements¹⁰⁵.

○ Un renouvellement du parc nucléaire hors de portée

Au-delà, ou si les autorisations de prolongation ne devaient pas être obtenues, le coût d'un éventuel remplacement des réacteurs existants par des réacteurs de troisième génération tels que des EPR pourrait être encore plus élevé, et atteindre pour renouveler l'ensemble de la capacité installée un montant d'environ 270 milliards d'euros. Ceci sans compter que l'EPR, compte tenu des difficultés rencontrées par les premiers réacteurs construits, n'est probablement d'ores et déjà plus le réacteur sur lequel EDF pourrait fonder un programme de renouvellement. Les alternatives sont cependant encore plus hasardeuses. Le projet de réacteur ATMEA, notamment, reste aujourd'hui trop peu avancé pour conclure à la faisabilité technique et économique de cette option – et l'industrie nucléaire française n'en dispose tout simplement pas d'autre.

Figure 27 Coût d'investissement passé et futur du parc nucléaire

Chronique d'investissement réalisée par EDF dans la construction du parc actuel, et projetée pour la maintenance et le renforcement à venir de ce parc et pour son éventuel renouvellement



Source : EDF, 2014

Au total, cette analyse débouche sur deux constats qui, même s'ils heurtent fortement l'image construite au fil du temps par l'industrie nucléaire, semblent aujourd'hui irrémédiables. Le premier est qu'EDF ne disposera quoiqu'il arrive pas des facultés financières et industrielles pour maintenir, par un programme de prolongation de la durée de vie et a fortiori de renouvellement du parc, la capacité nucléaire installée en France à son niveau actuel.

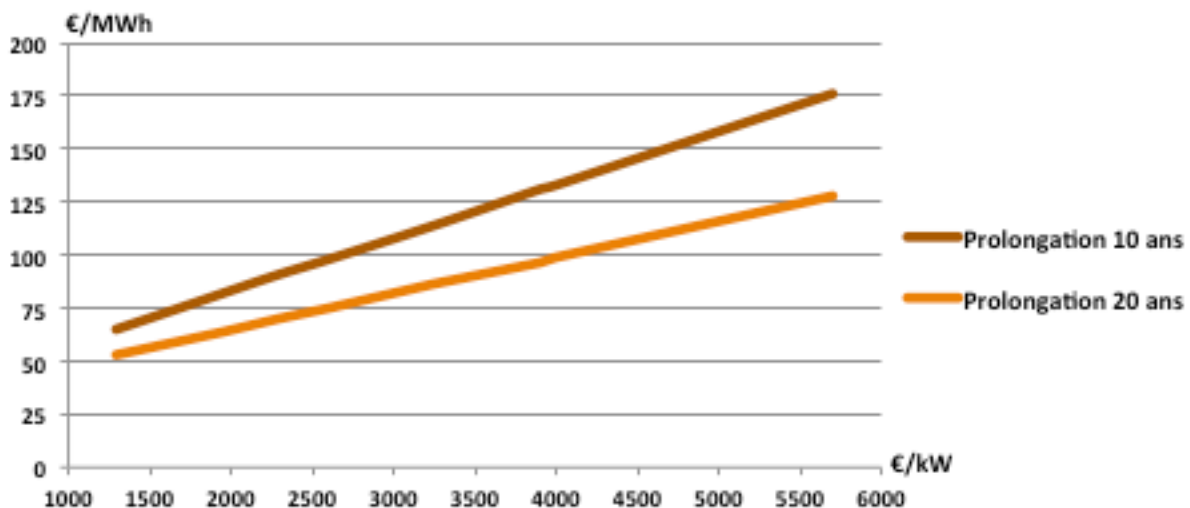
Le second est que **l'évolution des coûts de production des réacteurs est de manière certaine inscrite très durablement dans une hausse soutenue**, même si le niveau global de cette hausse reste dépendant de nombreux facteurs. Les principaux sont le montant des travaux de prolongation, l'obtention effective des autorisations de prolongation et la durée supplémentaire pendant laquelle des réacteurs seront, le cas échéant, autorisés à poursuivre leur exploitation. EDF envisage en effet d'ores et déjà, même si aucun retour d'expérience ne vient étayer cette hypothèse, une prolongation jusqu'à 60 ans.

¹⁰⁵ Marignac, Y., *L'échéance des 40 ans pour le parc nucléaire français*, WISE-Paris, rapport commandité par Greenpeace France, 22 février 2014.

La projection de l'impact des investissements envisagés sur les coûts de production du nucléaire aboutit à des résultats plus élevés encore que les calculs de la Cour des comptes. Selon les estimations développées par Global Chance avec la même méthode dite de coût courant économique, le coût pourrait varier entre 53 €/MWh selon les hypothèses les plus optimistes, et 130€/MWh dans les hypothèses de coût de renforcement et de durée de travaux les plus pénalisantes. En d'autres termes, **le parc nucléaire prolongé court un risque très important de produire à un coût supérieur aux prix moyens de marché**, privant EDF d'une large partie de ses ventes actuelles en base. Même en restant prudent, un niveau de 60 à 70 €/MWh, d'ores et déjà supérieur au coût de production des énergies renouvelables les plus compétitives, a de très grandes chances d'être atteint.

Figure 28 Impact du renforcement du parc sur son coût de production

Coût de production futur du parc nucléaire existant (€/MWh), en coût courant d'exploitation, selon le coût moyen de renforcement par kW installé et la durée de prolongation



Source : d'après Global Chance, 2014

Un problème nouveau mais majeur est apparu en avril 2015 avec la publication par l'Autorité de sûreté nucléaire d'un communiqué puis d'une note d'information décrivant une « anomalie » portant sur la qualité de composants de la cuve du réacteur EPR de Flamanville, et susceptible de remettre en cause sa tenue mécanique et donc l'éventuelle autorisation de mise en service du réacteur équipé de cette cuve¹⁰⁶.

4.2. Perspectives d'Areva

Le groupe Areva, après l'annonce de pertes record, est dans une situation très difficile dont la résolution passe par un examen, non seulement des causes réelles de cette situation mais aussi des perspectives réelles de son activité.

a. Situation financière

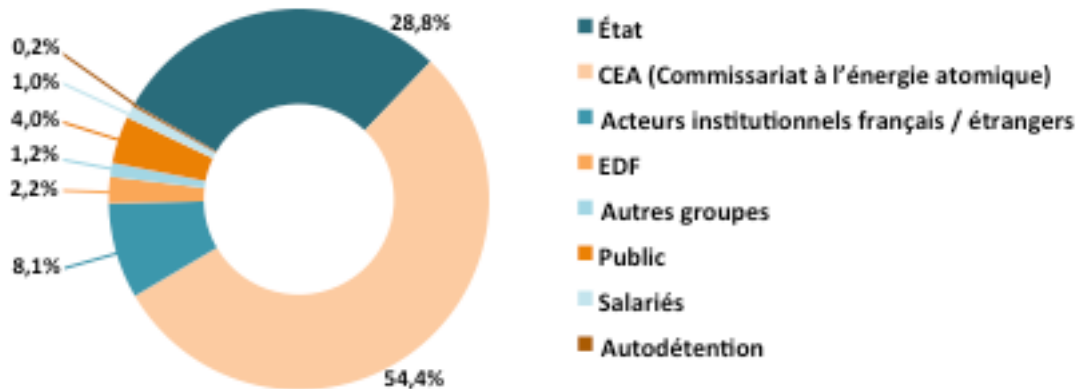
La société Areva est née de la transformation en septembre 2001 de la holding financière CEA-Industrie – qui regroupait depuis 1983 l'ensemble des parts du Commissariat à l'énergie atomique dans les groupes COGEMA, Framatome et Technicatome¹⁰⁷ – en un véritable groupe industriel¹⁰⁸.

¹⁰⁶ Voir à ce sujet l'analyse de WISE-Paris : Marignac, Y., *Défauts de fabrication sur la cuve du réacteur EPR de Flamanville-3*, briefing WISE-Paris, 13 avril 2015.

¹⁰⁷ Ces entreprises s'occupaient respectivement principalement des activités du « cycle » du combustible nucléaire, du développement et de la construction de réacteurs nucléaires pour la production d'électricité, et du développement et de la

L'entreprise a un statut de société anonyme mais reste contrôlée, comme EDF, par l'État français. Celui-ci détient directement ou indirectement 86,5 % du capital, essentiellement via une participation en propre portée récemment de 14,3 % à 28,8 % et via le CEA à hauteur de 54,4 % (contre 68,9 % auparavant). L'ouverture du capital avait été annoncée par le gouvernement dès 2003 puis suspendue et réenvisagée à plusieurs reprises avant d'être engagée à hauteur de 15 % en juin 2009.

Figure 29 Structure du capital du groupe Areva
Répartition de l'actionnariat d'Areva au 8 janvier 2015



Source : Areva, 2015

● Une situation technique de faillite

Soumis à des difficultés croissantes, le groupe Areva avait annoncé dès novembre 2014 la suspension de ses perspectives financières pour 2015 et 2016, en invoquant quatre causes principales : l'impact financier de l'évolution du planning d'achèvement de la construction du réacteur finlandais d'Olkiluoto-3, le « glissement de redémarrage des réacteurs japonais », la révision à la baisse des perspectives de commandes de réacteurs ainsi que de contrats étrangers dans le domaine du retraitement-recyclage, et « l'atonie persistante » du marché des services pour les réacteurs existants, à l'étranger mais aussi en France¹⁰⁹.

Même si tous ces facteurs contribuent effectivement aux difficultés du groupe, aucun d'entre eux ne constitue une réelle surprise. Ils doivent plutôt être considérés comme un retour à des prévisions plus prudentes, par rapport aux anticipations systématiquement optimistes du groupe. Du reste, cela fait plusieurs années qu'Areva connaît des résultats difficiles et non conformes à ses prévisions optimistes.

Les résultats d'Areva pour l'année 2014 ont été rendus publics début mars 2015¹¹⁰. Le groupe a alors confirmé une perte annuelle record de 4,8 milliards d'euros. Au total, le groupe Areva vient de connaître quatre années consécutives de perte, pour un total cumulé de 7,8 milliards d'euros. Cette perte cumulée est presque équivalente au chiffre d'affaire de 2014. Celui-ci connaît après plusieurs années de relative stagnation une baisse plus marquée de 7,2 %, pour s'établir à 8,3 milliards d'euros. Enfin, le groupe accumule une dette proportionnellement élevée, qui atteint 5,8 milliards d'euros fin 2014, en hausse de 1,3 milliard par rapport à fin 2013.

fourniture de réacteurs nucléaires pour la propulsion navale. Elles ont été renommées en 2006 Areva NC (nuclear cycle), Areva NP (nuclear power) et Areva TA. Deux autres filiales principales exercent également l'activité du groupe Areva dans des secteurs qui n'entraient pas directement auparavant dans le périmètre du CEA-Industrie : Areva Mines regroupe l'ensemble des activités minières, et Areva Renouvelables l'ensemble des activités dans les nouvelles énergies renouvelables. Toutes sont des filiales à 100 % d'Areva.

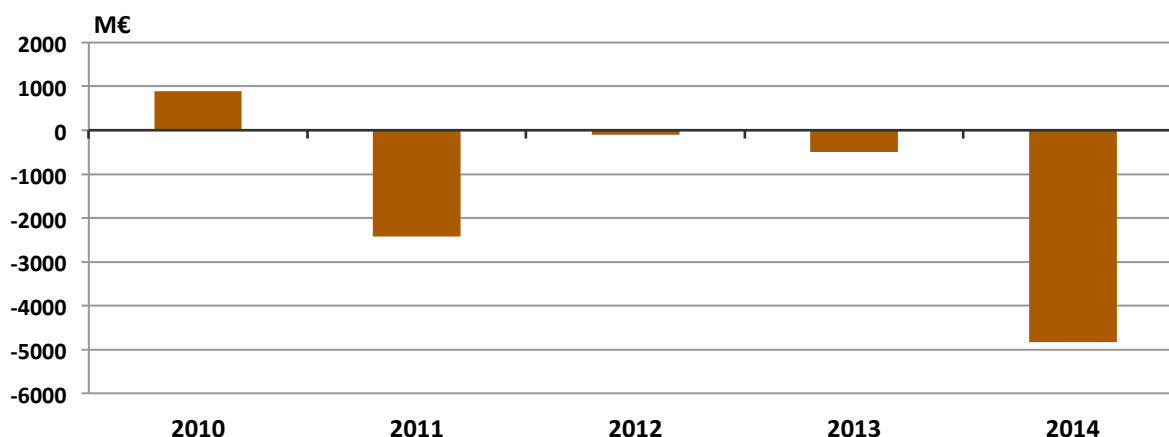
¹⁰⁸ Ce n'est toutefois qu'en septembre 2012 que la Société des participations du Commissariat à l'énergie atomique (dite CEA-Industrie) a formellement abandonné cette raison sociale pour adopter celle d'Areva.

¹⁰⁹ Areva, « AREVA suspend ses perspectives financières pour 2015 et 2016 », communiqué de presse, 18 novembre 2014.

¹¹⁰ Areva, « Résultats annuels 2014 », communiqué de presse, 4 mars 2015.

Figure 30 Résultat annuel du groupe Areva

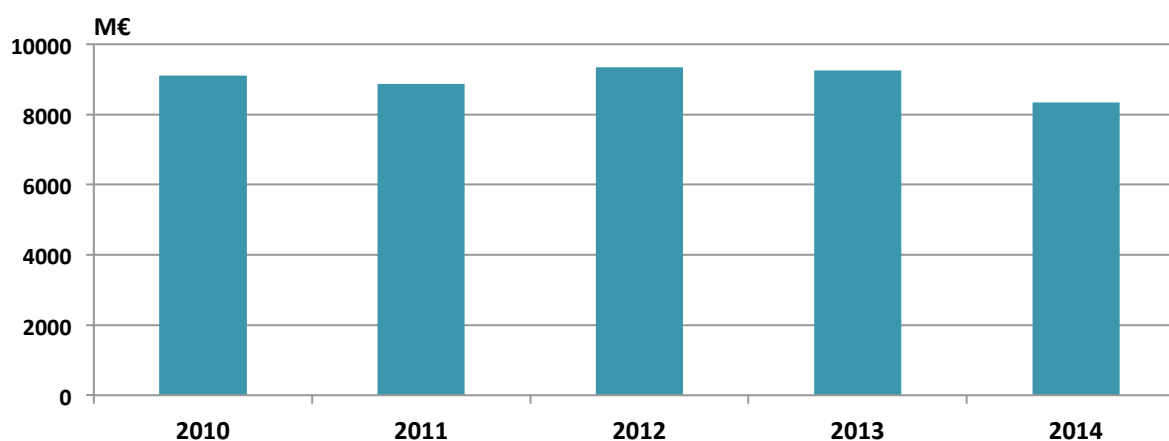
Évolution du résultat net consolidé annuel d'Areva en millions d'euros, de 2010 à 2014



Source : Areva, 2015

Figure 31 Chiffre d'affaires du groupe Areva

Évolution du chiffre d'affaires annuel d'Areva en millions d'euros, de 2010 à 2014



Source : Areva, 2015

Les facteurs d'explication comptable de la perte record de 2014 sont divers. Une part de 938 millions d'euros porte sur une dépréciation des impôts différés actifs, tandis que 557 millions d'euros sont des « provisions pour pertes de valeur, pertes à terminaison et risques dans les activités renouvelables destinées à être cédées », liées aux activités Énergie solaire et Énergie éolienne. L'essentiel du reste des pertes, soit 3 340 millions, est directement lié aux activités nucléaires. Ces pertes concernent principalement :

- des provisions pour pertes de valeur d'actifs des activités nucléaires impactant l'ensemble des activités de l'amont, des services et de l'aval, à hauteur de 1 460 millions d'euros (soit 300 millions d'actifs miniers, 599 millions de l'usine récemment achevée Comurhex II, 362 millions de frais de développement immobilisés sur l'EPR¹¹¹, et 105 millions liés au nouvel accord sur le retraitement du combustible et le MOX avec EDF¹¹²) ;

- des pertes additionnelles et provisions pour pertes à terminaison sur trois grands projets nucléaires, pour un total de 1 097 millions d'euros : 720 millions de provisions supplémentaires sur le projet Olkiluoto-3, portant le total des provisions passées sur ce projet à plus de 3 milliards d'euros, auxquels s'ajoutent 155 millions de pertes à terminaison pour le contrat de modernisation d'un réacteur de

¹¹¹ Il s'agit principalement de dépenses engagées en R&D pour le développement de la version américaine du réacteur EPR, « en l'absence de débouché identifié à horizon prévisible aux Etats-Unis ou à l'étranger pour ce modèle particulier ».

¹¹² Outre un impact négatif en termes de prix, cet accord conclu pour la période 2013-2020 entraîne en effet une « perte de valeur d'actifs industriels de la Hague et Melox compte tenu des modalités de financement des investissements réalisés depuis 2013 sur ces sites agréés avec EDF ».

Mochovce, et 187 millions de provisions pour risque sur la construction du réacteur de recherche Jules Horowitz ;

- enfin, 289 millions d'euros de provisions supplémentaires et 138 millions de couverture de risques identifiés sur des opérations de démantèlement et de repris et reconditionnement de déchets.

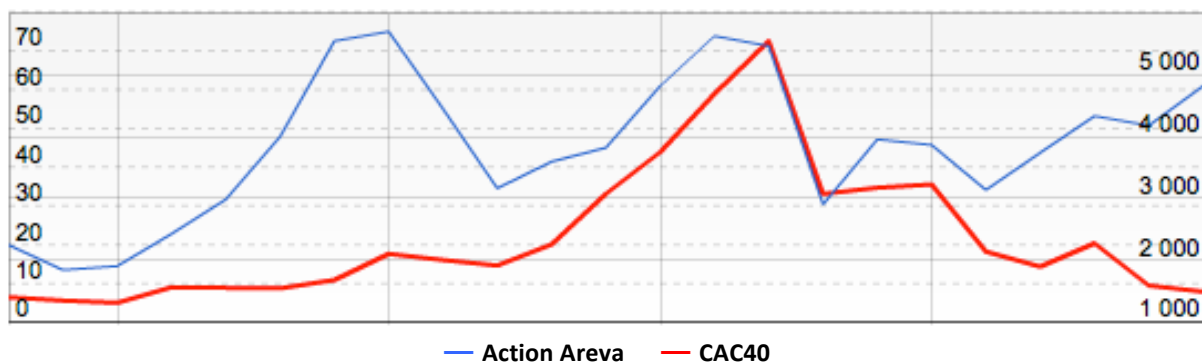
● Une évolution boursière catastrophique

La perte d'Areva en 2014 est significativement supérieure à sa capitalisation boursière. Avec 7,70 €, l'action d'Areva atteignait au 27 avril 2015 son plus bas niveau depuis la création du groupe en septembre 2001, et même depuis 20 ans¹¹³. Sa baisse par rapport à son maximum enregistré en 2007 atteint pratiquement 90 %. La capitalisation boursière d'Areva a chuté de plus de moitié en 2014, de 7,28 milliards d'euros au 31 décembre 2013 à 3,49 milliard au 31 décembre 2014. Le 27 avril 2015, elle s'établissait à un plancher historique de 2,95 milliard d'euros.

La note à long terme d'Areva a été abaissée par Standard & Poors' de BBB- à BB+, avec une perspective négative, en novembre 2014. Ce passage dans la catégorie des émetteurs spéculatifs est principalement justifié par l'agence par le risque d'une consommation de trésorerie supérieure à la capacité d'autofinancement. La capacité d'autofinancement après intérêts et impôts du groupe, qui restait de 488 millions d'euros en 2013, est devenue nulle et même légèrement négative, à - 10 millions, en 2014. En mars 2015, Standard & Poors' a de nouveau abaissé la note à long terme d'Areva pour la porter à BB-.

Figure 32 Cours de l'action Areva

Évolution du cours de l'action Areva¹¹⁴ (en euros) depuis son introduction le 1^{er} juin 1993 jusqu'au 25 mai 2015, et comparaison avec l'indice CAC40 (en points)



Source : Areva, 2015

b. Une faillite stratégique

Le groupe Areva se trouve incontestablement aujourd'hui, techniquement parlant, dans une situation de faillite. Si celle-ci n'est pas envisageable compte tenu de la nature stratégique d'une partie de ses activités et de la nécessité de maintenir la maîtrise des risques sur ses installations industrielles, les perspectives de redressement sont toutefois très incertaines. Au contraire, l'analyse de la situation indique que sans action massive et réorientation forte, la poursuite de la stratégie actuelle risque fort de conduire à une nouvelle dégradation de la situation.

L'essentiel de la stratégie d'Areva a reposé ces dernières années sur une anticipation très optimiste des perspectives de marché nucléaire à l'international, doublée de la certitude que l'offre intégrée du

¹¹³ La valeur de l'action Areva s'inscrit dans la continuité des certificats d'investissement du CEA (CI). Comme indiqué sur le site d'Areva : « Les actions ordinaires AREVA ont remplacé les certificats d'investissements (CI) suite à l'offre publique d'échange initiée par le CEA en avril 2011. L'historique du cours reprend donc le cours du CI jusqu'à sa suspension définitive le 23 mai 2011, puis le cours de l'action ordinaire depuis son admission aux négociations au 30 mai 2011. »

¹¹⁴ Ibidem. Par ailleurs il est tenu compte dans cette représentation sur une séquence longue de la division par 10 de la valeur nominale de l'action ordinaire, le 27 décembre 2010, dans le cadre de l'augmentation de capital réservée à l'État et à Koweït Investment Authority.

groupe et la qualité technologique de ses produits, symbolisée par le réacteur EPR, lui assurerait une part en croissance sur ce marché.

Dans cette optique, le groupe a pris un risque stratégique très important sur deux plans. D'abord, en réalisant une série d'investissements lourds, notamment pour développer ses actifs miniers, rénover sa capacité de production dans l'amont du « cycle » du combustible (usines Comurhex II, Georges Besse II...), et développer sa capacité de production de gros composants pour les nouveaux réacteurs (forges du Creusot). Ensuite, en engageant des projets majeurs sans en couvrir suffisamment les risques, au premier rang desquels la vente à prix fixe et clés en mains du premier réacteur EPR à la Finlande.

Les mauvais résultats de 2014, et notamment les lourdes pertes générées par les activités nucléaires, sont dès lors le reflet d'un triple mouvement.

● **Atonie durable des marchés nucléaires**

Le premier est effectivement une atonie du marché nucléaire international, qui n'apporte pas les relais de croissance espérés. Areva plaide sur ce point l'imprévisible et blâme l'impact sur le secteur nucléaire de la catastrophe de Fukushima-Daiichi. Toutefois, si celle-ci a incontestablement eu un impact fort sur les activités nucléaires au Japon, qui vient de connaître 19 mois consécutifs sans production d'un seul de ses 54 réacteurs nucléaires, elle n'explique pas l'évolution à si court terme du secteur au niveau international.

L'atonie des services à la base pour les réacteurs existants, par exemple, s'explique par des difficultés croissantes des exploitants nucléaires à financer et rentabiliser la maintenance de leurs réacteurs (donc une tendance à reporter les frais les plus importants) face à la concurrence de plus en plus vive des autres moyens de production. Au niveau des nouvelles commandes, leur nombre relativement limité par rapport aux besoins de renouvellement du parc dans les pays déjà dotés et aux attentes sur les projets de nouveaux entrants était déjà constaté avant 2011 : là encore, les facteurs liés aux difficultés de développement de ces projets d'installations nouvelles préexistaient à l'impact de la catastrophe de Fukushima-Daiichi, même si Areva se refusait à les reconnaître. Par ailleurs, l'argument avancé par Areva à l'époque de l'accident, selon lequel les leçons tirées de l'accident allaient favoriser les réacteurs les plus sûrs, dont l'EPR, sur le marché des nouvelles constructions, ne s'est pas matérialisé – pas plus qu'une croissance du marché de la modernisation et du renforcement des réacteurs existants qu'appellerait la mise en œuvre de nouvelles exigences de sûreté.

● **Perte de valeurs d'actifs stratégiques**

Le deuxième, et le plus visible, concerne les pertes sur les grands projets. Toutefois les importantes pertes enregistrées en 2014 ne soldent pas ce dossier.

- Olkiluoto-3

Tout d'abord, les provisions engagées pour pertes à terminaison sur le projet Olkiluoto-3 restent potentiellement très insuffisantes : avec 3 milliards d'euros, elles couvrent actuellement moins de 60 % de l'écart entre le prix « clés en mains » acté à la commande en 2005 de 3,3 milliards et le coût total estimé pour l'instant à terminaison, de 8,5 milliards, qui est encore susceptible d'augmenter. Cette différence est sans doute liée à la perspective visée par Areva de bénéficier d'une réparation de la part de son client, l'exploitant de la centrale d'Olkiluoto TVO. Une procédure d'arbitrage est en cours auprès de la Chambre de commerce internationale, et Areva a annoncé le 23 octobre 2014 avoir actualisé le montant de sa réclamation envers TVO à 3,5 milliards d'euros environ pour les événements se déroulant jusqu'à juin 2011¹¹⁵. Il faut toutefois souligner qu'Areva court également le risque de devoir à l'inverse indemniser TVO, qui a de son côté annoncé le 21 octobre 2014 que sa réclamation pourrait atteindre 2,3 milliards d'euros pour la période allant jusqu'à fin 2018.

- EPR Flamanville-3

¹¹⁵ Areva, « OL3 - Procédure d'arbitrage : actualisation de la demande en réparation du Consortium AREVA-Siemens », communiqué de presse, 27 octobre 2014.

Les informations publiées le 7 avril 2015 par l’Autorité de sûreté nucléaire française concernant les défauts de fabrication de la cuve de l’EPR de Flamanville pourraient également avoir des répercussions très lourdes pour Areva. Outre l’atteinte très forte à son image si la perte de compétence ou la tromperie que suggère la découverte tardive de ce problème devaient être avérées, Areva pourrait comme EDF être sévèrement impactée financièrement par les conséquences de cette affaire. D’une part, dans l’hypothèse où la cuve de l’EPR de Flamanville ne pourrait à l’issue des tests pas être qualifiée pour l’exploitation, EDF pourrait être amené à chercher réparation auprès d’Areva pour les lourds frais et délais supplémentaires associés à un possible changement du couvercle, à une éventuelle opération de remplacement ou de réparation de la cuve, voire pour le désastre financier que constituerait à ce stade un abandon du projet. D’autre part, le même risque pèse sur Areva concernant les défauts touchant les composants des cuves de Taishan, en Chine, en fonction des décisions que prendront les autorités chinoises à l’issue de l’examen du dossier. Enfin, Areva a sans doute fabriqué avant la découverte de ce défaut, sur la base de pré-commandes, des couvercles et fonds de cuve pour d’autres projets, notamment celui d’Hinkley Point-C, dont le remplacement en cas d’éventuel aboutissement des commandes reviendra donc à sa charge.

- Pertes de R&D sur l’EPR et Atmea

Par ailleurs, d’autres pertes de valeur d’actifs peuvent être envisagées. Il s’agit par exemple des investissements déjà consentis en recherche et développement autour du réacteur EPR, notamment pour son adaptation britannique ou son adaptation indienne au cas où les projets respectifs d’Hinkley Point-C et de Jaïtapur n’aboutiraient pas, voire des efforts de développement d’une version optimisée et moins coûteuse de l’EPR si cette filière devait être abandonnée, ou du modèle ATMEA si celui ne devait jamais voir le jour – tous risques qui ne peuvent pas être sérieusement écartés aujourd’hui. Hors réacteurs, les dépréciations d’actifs d’Areva dans les mines ou dans la partie amont du « cycle » pourraient se poursuivre si les perspectives de volume d’activité restent significativement inférieures aux capacités.

Enfin, d’autres dossiers qui n’apparaissent pas dans le bilan présenté par Areva fin 2014 devront également être soldés. C’est le cas notamment de l’usine de fabrication de combustible MOX destinée à l’élimination dans des réacteurs aux États-Unis de surplus de plutonium militaire, construite par une filiale d’Areva pour le Department of Energy (DOE) américain. Cette usine, dont la construction devait selon les déclarations au Congrès commencer en 2004 pour s’achever en 2007 et entrer en service en 2008, n’est pas achevée. Areva a demandé en 2014 une extension de 10 ans, soit pour une fin de construction pouvant aller jusqu’à 2025, de la validité de l’autorisation¹¹⁶. Le budget initial de 1,6 milliard de dollars atteignait officiellement en 2014 un montant de 7,7 milliards. Les crédits budgétaires alloués par le Congrès au projet ont été réduits et il est désormais très incertain que le projet aille à son terme.

● Difficultés sur les activités domestiques

Le troisième facteur majeur d’explication de la situation d’Areva trouve son origine dans la situation domestique. Le parc nucléaire français, incluant non seulement les réacteurs mais aussi l’ensemble des installations industrielles nécessaires à leur exploitation, et notamment les usines de l’amont et de l’aval du « cycle », a pour l’essentiel été développé et construit dans les années soixante-dix et quatre-vingt. Ce parc, une fois les investissements amortis, a fonctionné de façon de plus en plus rentable tant que ses frais d’exploitation restaient maîtrisés. Différents facteurs tels que le besoin de modernisation des outils industriels, de maintenance lourde, de renforcement de la sûreté, ou encore de pertes de contrats étrangers qui rémunéraient en partie ce fonctionnement conduisent globalement à une augmentation importante des coûts courants du nucléaire français. Ce facteur observé sur les réacteurs d’EDF pèse également sur les frais d’Areva.

La stratégie proactive d’expansion des activités de l’industrie nucléaire à l’étranger visait d’ailleurs en partie, en trouvant des relais de croissance sur ces marchés, à dégager les moyens nécessaires à la couverture de cette augmentation des besoins financiers du programme nucléaire domestique. L’échec

¹¹⁶ Shaw AREVA MOX Services - Mixed Oxide Fuel Fabrication Facility, Request for Extension of Construction Authorization (CAMOX-001), 12 mai 2014.

de cette stratégie par rapport aux résultats attendus conduit, en retour, à renforcer la pression sur la couverture des besoins domestiques. C'est ainsi qu'Areva subit indirectement les conséquences des difficultés rencontrées par EDF dans ce domaine, à trois niveaux au moins :

- dans le domaine des activités de maintenance, et de l'ensemble des services aux réacteurs en exploitation, Areva constate une atonie relative des commandes d'EDF, dont beaucoup sont repoussées par rapport aux anticipations ;

- dans le domaine de la fourniture en amont et en aval, les prix inclus aux contrats à long terme signés entre EDF et Areva évoluent au bénéfice de l'électricien. Comme Areva l'avait écrit à propos de l'accord sur le retraitement et la fourniture de MOX pour la période 2013-2020, « *des concessions commerciales [ont] été accordées à EDF en contrepartie d'une visibilité renforcée dans la durée et d'une augmentation des volumes* »¹¹⁷ ;

- enfin, même si l'exclusivité d'Areva comme fournisseur d'EDF reste de mise sur certains segments d'activité tels que le retraitement du combustible et la fourniture de MOX, l'électricien fait de plus en plus appel à une diversification de son approvisionnement, pour partie par obligation de se conformer aux règles de libre concurrence sur les marchés européens, mais pour partie aussi pour bénéficier à travers cette concurrence des meilleures conditions commerciales.

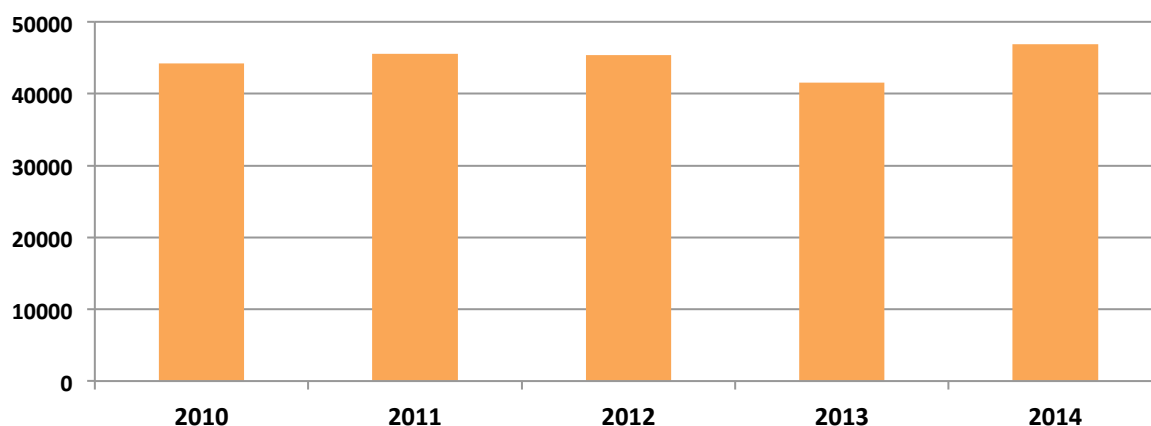
C. Un horizon bouché

En regard de ces constats, les perspectives de poursuite et de reprise d'activité dans le domaine nucléaire n'apportent aucune des garanties nécessaires, ni sur le plan domestique ni à l'international.

En apparence, le carnet de commande d'Areva semble pourtant apporter la visibilité nécessaire. Il s'établit en effet fin 2014 à 46,9 milliards d'euros, un volume équivalent à cinq années environ de chiffre d'affaires du groupe, en progression significative par rapport à 41,4 milliards fin 2013. Il atteint un niveau record pour les activités nucléaires du groupe.

Figure 33 Carnet de commandes du groupe Areva

Évolution annuelle du montant total de commandes d'Areva, en millions d'euros



Source : Areva, 2015

Toutefois les 5,4 milliards d'euros d'accroissement des commandes s'expliquent essentiellement par la finalisation de deux accords passés entre EDF et Areva : d'une part un accord sur les conditions de prix et de volume pour la fourniture d'assemblages de combustibles et de services associés pour l'ensemble du parc d'EDF sur 2015-2021 (qui n'est toutefois pas entièrement intégré dans les commandes fin 2014), d'autre part un accord sur les conditions pour la période 2013-2020 de l'accord cadre sur le retraitement et le recyclage du combustible.

D'autres nouvelles commandes portent, pour l'amont, sur l'enrichissement pour divers électriciens et la fournitures d'assemblages combustibles pour 10 à 20 réacteurs en Europe et aux États-Unis, à un

¹¹⁷ Areva, « Au 31 décembre 2014 : Chiffre d'affaires en baisse à 8 336 M€ : - 8,0 % (- 7,2 % à données comparables) - Carnet de commandes à 46,9 Mds€ », communiqué de presse, 2 février 2015.

niveau d'activité qui correspond toutefois plutôt au roulement de commandes dans l'amont du groupe. Pour l'aval, les autres commandes portent principalement sur une installation de reprise et de conditionnement de déchets anciens sur le site britannique de Sellafield et sur la fourniture de solutions d'entreposage à sec du combustible usé à plusieurs électriciens américains. Là encore, les volumes sont plutôt de l'ordre du renouvellement régulier de commandes.

Aussi, l'essentiel du saut de 6 milliards d'euros observé sur les commandes de l'ensemble amont plus aval est bien attribuable à l'injection dans les comptes des accords trouvés avec EDF : cette hausse des commandes porte donc en réalité sur une activité continue et ne va pas apporter de nouveaux revenus. Elle pourrait même voir ces revenus diminuer à activité constante, compte tenu de la pression exercée sur les conditions de prix par EDF.

● Une perspective stable sur les activités « amont »

D'une manière générale, si Areva peut espérer maintenir ses positions dans le secteur amont du combustible, voire renforcer progressivement ses parts de marché, il n'y a pas de bouleversement à attendre dans ce secteur. D'une part, malgré une certaine fluidité, le marché de l'enrichissement reste réparti de façon relativement stable entre les principaux enrichisseurs, qui s'appuient de plus en plus aujourd'hui sur les mêmes technologies. D'autre part, la répartition globale entre les différents fournisseurs de combustible n'évolue qu'à la marge, et lentement, par rapport à leurs positions historiques. Par ailleurs, la perspective de stagnation et de déclin du parc nucléaire mondial qui s'impose au moins à court-moyen terme ne permet pas d'envisager un accroissement significatif en volume de ces marchés.

● Un retard sans appel sur le marché des réacteurs

L'autre, et même dans l'esprit affiché par les dirigeants d'Areva, le principal secteur susceptible de porter l'activité du groupe, est celui des réacteurs et des services aux réacteurs. Outre les difficultés constatées dans l'avancement des projets existants, l'année 2014 n'a pas été favorable dans ce domaine, où le carnet de commande a en fait reculé de 518 millions d'euros.

Les nouvelles commandes portent essentiellement sur le remplacement de générateurs de vapeur en Afrique du Sud, à hauteur de 300 millions d'euros, la fourniture d'équipements pour l'achèvement du réacteur Angra 3, au Brésil, à hauteur de 75 millions d'euros, sur différentes commandes, notamment en Espagne, dans le cadre du programme d'amélioration de la sûreté Safety Alliance pour un total de 640 millions d'euros, et sur la fourniture de l'instrumentation du cœur pour quatre réacteurs chinois. Bien qu'importantes, ces commandes restent faibles en regard des besoins de maintenance et de renforcement du parc nucléaire actuel, témoignant des difficultés d'Areva à accroître sa surface dans ce secteur. L'explication tient à la fois dans la relative atonie de ce secteur et dans la stabilité des positions des différents acteurs.

Le carnet de commande d'Areva ne tient pas compte à la fin 2014 des accords conclus avec EDF en octobre 2013 au titre du projet de réacteurs EPR à Hinkley Point au Royaume-Uni et du combustible associé. Cet accord reste en effet soumis à des incertitudes fortes relatives aux conditions de finalisation de l'accord entre le gouvernement britannique et le consortium que doit former EDF pour boucler par ailleurs le financement du projet. Il faut néanmoins souligner que le groupe Areva n'a connu aucune commande ferme de réacteur depuis les deux EPR chinois de Taishan en 2007, soit 8 années, ou presque un cycle industriel complet.

L'ancien dirigeant d'Areva, Luc Oursel, avait indiqué en août 2014 que l'objectif de dix commandes qu'il s'était fixé n'était « pas à quelques années près »¹¹⁸, mais on peut même douter qu'il soit atteint un jour. Les perspectives de nouvelles commandes sont aujourd'hui beaucoup plus étroites qu'Areva ne l'a anticipé depuis son engagement dans le programme EPR il y a près de 20 ans. Que ce soit comme constructeur à part entière pour des exploitants étrangers ou comme fournisseur pour un constructeur-exploitant – que celui-ci soit EDF en France ou un consortium mené par lui comme au Royaume-Uni –, les commandes d'EPR envisageables pour Areva à court ou moyen terme restent faibles. Après l'abandon pratique de tout projet de réacteur EPR aux États-Unis, les principales

¹¹⁸ Romandie, « Dans le rouge au S1, Areva abaisse ses objectifs et décroche en Bourse », 1^{er} août 2014.

possibilités concernent le projet Hinkley Point-C, avec les difficultés évoquées précédemment au sujet d'EDF, et le projet Jaïtapur, dont la réalisation reste également incertaine. Un accord cadre a été signé en 2010 pour la construction de deux EPR sur les six initialement envisagés, mais les négociations commerciales n'ont pas abouti depuis.

L'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) tient une comptabilité – incomplète et discutable par ailleurs¹¹⁹ – des projets de construction de réacteurs nucléaires déclarés par les États. Celle-ci recense un total de 95 réacteurs en projet dans 8 pays (Chine, Émirats Arabes Unis, États-Unis, Inde, Iran, Japon, Russie, Vietnam). Sur 68 d'entre eux, pour lesquels le type de réacteur projeté est déjà fixé, seuls deux sont listés comme des projets de réacteurs EPR : il s'agit toutefois des projets de Calvert Cliffs et Bell Bend, tous deux proposés à travers UniStar Nuclear Energy par EDF, et aujourd'hui pratiquement abandonnés. En comparaison, une douzaine de réacteurs AP-1000 de Westinghouse sont listés, ainsi que de très nombreux réacteurs VVER de Rosatom, et des réacteurs proposés par Mitsubishi ou même par l'industrie chinoise (modèle Hualong par exemple). En d'autres termes, les perspectives éventuelles de développement de l'EPR apparaissent selon cet indicateur très faibles, et en fort retrait par rapport à celles de ses principaux concurrents. L'avance escomptée par Areva lors de son engagement sur le projet d'Olkiluoto s'est muée, au fil des problèmes accumulés par l'EPR sur ce chantier finlandais comme à Flamenville, en un retard sans doute irrémédiable sur ses concurrents traditionnels et, plus encore, sur les nouveaux acteurs de ce marché.

● Une réorientation nécessaire dans le secteur « aval »

La situation est différente dans le secteur aval, où la répartition entre le marché de l'entreposage en l'état du combustible usé en vue de son stockage d'un côté, et du retraitement du combustible en vue du recyclage du plutonium de l'autre est un facteur d'évolution possible. Areva est de mieux en mieux positionné sur le marché des solutions d'entreposage à sec du combustible non retraité, mais cherche néanmoins à redévelopper son activité de retraitement du combustible.

Dans ce domaine, les perspectives ne lui sont toutefois pas favorables. Il reste en effet aujourd'hui essentiellement à La Hague, hors combustible d'EDF et faibles quantités de combustible de réacteurs de recherches, de faibles tonnages de combustible d'origine italienne et néerlandaise à retraiter. Aucun autre contrat de retraitement avec des électriciens étrangers n'est venu remplacer les importants tonnages retraités pour le Japon, l'Allemagne, la Suisse et la Belgique dans les années soixante-dix à quatre-vingt-dix. Même si Areva promeut activement cette option, la seule perspective éventuelle à court terme de nouveau contrat est celle ouverte avec Taiwan, qui a lancé fin 2014 un appel d'offre pour un premier lot de combustible usé à retraiter, avant de le suspendre.

De même, Areva a pratiquement achevé les contrats de fabrication de combustible MOX pour le retour du plutonium aux clients étrangers, à l'exception notable du Japon. Celui-ci possède plus de 16 tonnes de plutonium séparé entreposées sur le sol français, dont la réutilisation sous forme de combustible MOX dans les réacteurs japonais paraît aujourd'hui sérieusement compromise.

Une des conséquences de cette situation est de contraindre Areva à faire fonctionner ses usines de retraitement de La Hague et de fabrication de MOX de MELOX, à Marcoule, à un niveau correspondant pratiquement aux seuls besoins du parc d'EDF et s'éloignant donc de leur capacité nominale, prévue pour absorber également une activité pour les clients étrangers. Cette situation est d'autant plus pénalisante sur le plan économique que, même si les volumes contractés avec EDF sont en légère hausse, les prix consentis à EDF ont quant à eux, au lieu d'augmenter pour mieux couvrir les charges d'exploitation, été revus à la baisse.

De plus, la poursuite des activités de retraitement, a fortiori leur éventuel redéploiement vers des clients étrangers, se heurterait rapidement à des besoins de modernisation et de renforcement de l'outil industriel. D'une part, certains équipements clés des chaînes de retraitement des usines UP2-800 et

¹¹⁹ AIEA, *Reactors planned for construction*, base PRIS (Power reactor information system), enregistrée le 21 avril 2015. Cette liste est totalement dépendante des déclarations volontaires des gouvernements, ce qui conduit à la fois à ce que des projets qui ne sont qu'au stade de l'intention, comme l'acquisition de ses deux premiers réacteurs par le Vietnam, y figurent. À l'inverse, d'autres projets à peine plus avancés mais formalisés dans le cadre d'accords qui constituent à peine une pré-commande, comme ceux de la Turquie, entrent dans la catégorie différentes des commandes et ne figurent pas dans cette liste.

UP3 de La Hague connaissent aujourd'hui une usure due à la corrosion qui devrait nécessiter, à l'échelle de moins d'une décennie, d'engager le remplacement des ateliers correspondants. D'autre part, la saturation actuelle des capacités d'entreposage du combustible dans les piscines du site de La Hague pourrait, indépendamment des actions d'EDF, conditionner tout développement significatif de nouveaux contrats étrangers à l'investissement dans de nouvelles capacités d'accueil du combustible.

Hors gestion du combustible, dont le volume n'évoluera – de la même manière que les services amont – pas à la hausse à court et moyen terme, l'aval du « cycle » présente **un segment d'activité appelé au contraire à une forte croissance avec le démantèlement et de la gestion des déchets**, inclus la reprise et le conditionnement de déchets anciens.

Le groupe Areva pourrait se positionner davantage sur ces activités. Toutefois, celles-ci n'ont jusqu'ici jamais été placées au centre de sa stratégie de développement. Au contraire, Areva ne s'est pas récemment illustré dans ce domaine, ni en France ni à l'étranger. Sur le plan domestique, Areva n'a par exemple toujours pas exécuté la reprise des déchets anciens de La Hague, notamment les boues bituminées entreposées en silos, que l'autorité de sûreté nucléaire réclame pour certains depuis près d'une vingtaine d'années. Sur la scène internationale, Areva faisait partie du consortium chargé de gérer la décontamination et le démantèlement des installations du site de Sellafield à qui l'agence britannique en charge de ce dossier, la Nuclear decommissioning authority (NDA) vient de retirer cette gestion. Dans un autre registre, le procédé proposé par Areva pour la décontamination des grands volumes d'eau contaminée à traiter sur le site de Fukushima, qui aurait pu constituer une excellente vitrine de son savoir-faire, n'a pas donné satisfaction et a finalement été abandonné.

4.3. Conclusion

L'industrie nucléaire française, forte d'un sentiment national favorable à l'idée d'une « renaissance » de cette énergie dans le monde, s'est engagée il y a près de quinze ans dans une stratégie très ambitieuse à l'international.

Après s'être formée et structurée en 2001 pour développer une offre intégrée de gestion du combustible et de services autour de réacteurs construits « clés en mains » – sur le modèle, disait la présidente d'Areva à l'époque, des machines et dosettes Nespresso –, Areva a fait le pari de remporter à tout prix, en 2003, la première commande de réacteur de 3^{ème} génération, à Olkiluoto en Finlande, pour gagner un avantage décisif sur le marché des nouveaux réacteurs avec son EPR. EDF a parallèlement développé une stratégie d'expansion de son modèle de constructeur-opérateur, et parié sur la construction à partir de 2005 du réacteur EPR de Flamanville-3 pour appuyer cette stratégie.

Cette stratégie visait clairement, pour chacun des deux groupes, à trouver à l'international les relais de croissance qu'ils ne pouvaient plus espérer sur le plan domestique : avec un taux de pénétration du nucléaire dans l'électricité frôlant alors les 80 %, un parc en surcapacité par rapport à la consommation nationale et pas encore vieillissant, et une couverture très forte par l'industrie nationale de ses besoins en matière de combustible et de services, aucune croissance n'était plus envisageable sur le territoire national.

Au contraire, les deux groupes savaient dès cette époque qu'ils auraient en France à faire face à un renforcement de la concurrence d'une part, et à une augmentation de leurs charges liées au besoin de maintenance et de renouvellement de leur production d'autre part.

La réussite de la stratégie de développement à l'international était donc non seulement essentielle pour maintenir une activité en croissance, mais aussi pour dégager la capacité de financement de coûts croissants du nucléaire national. À l'opposé de l'image traditionnelle selon laquelle la bonne santé du programme nucléaire français doit par son rôle de vitrine soutenir les projets d'EDF et d'Areva à l'exportation, c'est l'international qui devient la clé pour maintenir les activités domestiques.

Cette stratégie a très largement échoué. Le fiasco de l'EPR d'Olkiluoto-3 puis celui de Flamanville-3 ont ruiné les espoirs de l'industrie nucléaire française, qui contrairement à ses prétentions n'avait

jamais été performante dans ce domaine, d'exporter massivement des réacteurs. Les commandes obtenues et les actifs acquis au nom de cette ambition se sont retournées en pertes et charges très lourdes pour les deux groupes. Sur l'autre secteur annoncé comme porteur, le retraitement du combustible et la réutilisation du plutonium, l'industrie nucléaire française a renforcé son leadership, mais elle a perdu en quinze années l'essentiel de sa clientèle étrangère.

L'échec à l'international se paie d'abord très durement pour Areva, aujourd'hui techniquement en situation de faillite. Le groupe ne va pas pouvoir rester longtemps sous sa forme actuelle. Mais le problème n'est pas dans l'organisation industrielle : l'impasse dans laquelle Areva se trouve sur ses deux cœurs de métier historique, les réacteurs de l'ex-Framatome et le retraitement de l'ex-Cogema, demeurera entière quelle que soit la réorganisation ou la reprise éventuelle de ses activités, pour lesquelles aucun retour à la rentabilité ne semble réaliste aujourd'hui.

Appelée en renfort d'Areva, EDF n'est en réalité elle-même pas en mesure d'apporter son secours. Au contraire, l'entreprise se trouve confrontée à un double effet de ciseau historique qui ne peut que s'amplifier dans les prochaines années. D'une part, ses besoins d'investissement n'ont historiquement jamais été aussi élevés depuis le lancement du parc nucléaire, et ses capacités d'investissement jamais aussi réduites. D'autre part, ses coûts de production sont durablement inscrits à la hausse, tandis que sa part de clientèle captive va se réduire et que les prix de marché semblent durablement trop bas pour permettre sa compétitivité.

En entérinant depuis des années les aventures stratégiques à l'international d'Areva et d'EDF ainsi que le statu quo de leurs activités en France, l'État porte une grande part de responsabilité dans la situation actuelle. Il lui revient aujourd'hui de reprendre son rôle d'État stratège pour assumer sa part de l'échec et redéfinir des perspectives réalistes pour l'industrie nucléaire française, en cohérence avec la politique de réduction de la part du nucléaire qu'il définit par ailleurs dans le cadre de la transition énergétique.

Le gouvernement semble au contraire s'obstiner aujourd'hui dans l'illusion. D'un côté, les objectifs contradictoires qu'il assigne à EDF semblent guidés par l'idée, pourtant de plus en plus contraire à la réalité, que le parc nucléaire actuel représente une rente alors que ses coûts croissants vont devenir une charge de plus en plus lourde sur un marché où elle sera de moins en moins soluble. De l'autre, les actions fortes qu'ils se préparent probablement à prendre concernant Areva en couvrant une partie des pertes, en recapitalisant certaines activités du groupe, ou encore en poussant à une restructuration dans laquelle interviendrait EDF s'inscrivent toutes dans une logique de sauvetage gouvernée par l'idée que les activités du groupe doivent intrinsèquement, après une mauvaise passe, redevenir profitables. Sans remise en cause des fondamentaux qui ont structurellement conduit l'industrie nucléaire française dans sa crise actuelle, beaucoup d'effort et d'argent public risque d'être investi dans la poursuite d'une logique condamnée à l'échec.

