

Seules les innovations permettront la relance du nucléaire

Florence Chapuis, Nadège L'Hostis

Constituant pour la France un secteur à forte valeur ajoutée, le nucléaire civil voit ses contraintes réglementaires, sociétales, et économiques augmenter la pression pesant sur ses différents acteurs. Dans un contexte mondial de plein essor du marché de production de l'électricité, la part future dédiée à la source nucléaire est incertaine. Les perspectives de l'électronucléaire, technologie mature, seront dépendantes des innovations que ses acteurs sauront porter.

1. La forte croissance de la consommation mondiale d'électricité

Si l'électronucléaire est solidement implanté dans certains pays historiquement attachés à l'énergie atomique, tel que la France avec 74,8 %¹ de son électricité issue du nucléaire, le pourcentage du nucléaire dans la production mondiale d'électricité s'élevait en 2011 à seulement 11,7 %² dans le monde avec 437 réacteurs dans 18 pays. Les perspectives de croissance du marché de l'électricité sont prometteuses dans le contexte actuel d'épuisement des énergies fossiles et de l'impératif carbone. La croissance annuelle de la consommation d'électricité mondiale, évaluée à 2,2 % en 2013 par Enerdata, est plus importante que la croissance du total d'énergie consommée (+1,9 %).

Ce rythme devrait d'ailleurs s'accélérer en raison de deux facteurs. Tout d'abord, les prémisses de nouveaux usages dans les pays développés, tel que les véhicules électriques, présage d'une consommation croissante d'électricité. La Commission de régulation de l'énergie (CRE) estime en effet que la diffusion des véhicules électriques entraînera une

consommation supplémentaire de 4 à 5 TWh d'énergie électrique en 2020. Ensuite, l'augmentation des niveaux de vie dans les pays émergents et la densification des infrastructures s'accompagnent naturellement d'un accès à l'énergie plus large. Les BRICS confirment ainsi leur appétit en énergie avec une hausse de consommation de 5,6 % sur 2013. Si la croissance se ralentit en Chine – de +8 % par an au début des années 2000 à +4,7 % en 2013 –, le reste du continent asiatique ainsi que l'Afrique pourraient bien suivre le modèle chinois.

Dans ce contexte de croissance généralisée de la consommation électrique, le nucléaire pourrait présenter plusieurs atouts pour les pays connaissant un fort développement comme pour ceux devant intégrer de nouveaux usages. Pour cela, plusieurs avantages devront être mis en avant pour justifier la nécessité d'équilibrer les autres énergies avec une part d'atome.

2. L'électronucléaire, source d'énergie compétitive et indépendante

L'argument le plus courant en faveur de l'atome est celui de l'indépendance énergétique. Les chiffres parlent d'eux mêmes : le taux d'indépendance énergétique de la France,

1. Source : Bilan électrique 2012 de RTE.

2. Source : Agence internationale de l'énergie (AIE).

soit le rapport entre la production nationale d'énergie primaire et sa consommation d'énergie primaire réelle, est passé de 22,7 % en 1973, avant le 1^{er} choc pétrolier et le lancement du programme de nucléaire civil par le Général de Gaulle, à 50 % aujourd'hui. Cet indicateur ne tient pas compte du fait que 100 % de l'uranium utilisé pour constituer le combustible est importé, même si Areva est propriétaire des sites miniers d'extraction qu'elle exploite, ce qui sécurise dans une certaine mesure l'approvisionnement des sites français. Or l'exemple récent de la crise ukrainienne démontre les enjeux de la sécurisation de l'approvisionnement en matière première énergétique. L'indépendance énergétique avancée cristallise donc davantage le fait que la France s'est en partie affranchie de l'influence des pays producteurs de pétrole et de gaz, en diversifiant son approvisionnement de matières premières énergétiques et en prenant davantage de place dans la chaîne de valeur de production d'énergie.

Les avantages du couplage avec l'hydraulique

Le nucléaire détient des caractéristiques de production et de sécurité d'approvisionnement intéressantes pour être intégré en composante d'un mix énergétique équilibré. L'électronucléaire couplé à l'hydraulique permet de répondre efficacement à la consommation « de base », c'est-à-dire celle consommée toute l'année et en permanence. Cette consommation est à dissocier des périodes de semi-base, due à la consommation hivernale, de pointe, liée aux pics de consommation journaliers, et de dentelle pour faire face aux imprévus, tel que l'épisode caniculaire de 2003.

Loin de s'opposer à l'intégration des Energies nouvelles renouvelables (EnR) et au développement des *smartgrids*, la combinaison nucléaire-barrages équipés de système de transfert d'énergie par stockage (STEP) permet de déporter la mise à disposition sur le réseau de kWh nucléaires produits en base lors des périodes de pointe, et ceci à un coût marginal plus faible. Par ailleurs, l'électricité de source nucléaire est, avec l'hydraulique, l'élément du mix énergétique le moins carboné avec une émission de 6 g de CO₂ par kWh. A titre de

comparaison, le gaz en cycle combiné émet 430 g et le charbon entre 800 g et 1 050 g par kWh produit. Cet argument a poussé la Chine à investir de façon massive dans l'électronucléaire, notamment pour adresser la problématique de pollution de l'air qui s'avère très préoccupante : le *smog* chinois, issu en grande partie de la production électrique de source charbon, se développe et paralyse certaines régions en filtrant la lumière et la chaleur du soleil et en favorisant les intoxications respiratoires.

Par ailleurs, le nucléaire est une source d'électricité compétitive, à la structure de coût favorisant une utilisation longue. La Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) établit dans son analyse des coûts de référence de la production électrique que « *le nucléaire est la filière la plus compétitive pour la production électrique en base. Cet ordre de mérite reste vérifié avec des surcoûts d'investissements de 10 à 40 %* ». Le coût d'investissement représente pour cette source d'énergie le poste de dépense principal : 60 % du prix du kWh issu de l'électronucléaire est imputable à l'amortissement des charges fixes d'investissement initial, avec une durée d'amortissement définie en France de 30 ans initialement. Il en résulte qu'il est difficile d'arrêter un réacteur avant que l'investissement initial ne soit amorti, sous peine de faire bondir le prix de revient du kWh produit.

Forte de ces arguments, la France a basé sa politique énergétique sur l'électronucléaire, secteur qui constitue un volet important de la vie économique nationale. Avec un chiffre d'affaires sectoriel de 46 milliards d'euros en 2010, soit 2,3 % du PIB, les activités de conception, fabrication, exploitation, démantèlement de centrales nucléaires et d'approvisionnement et gestion du combustible alimentent quelques 2 500 entreprises sous-traitantes par ailleurs très performantes à l'international. Globalement, le secteur représente 125 000 emplois directs, soit 3,7 % de l'emploi industriel en France en 2009, et 220 000 emplois directs et indirects. A titre de comparaison, l'aéronautique, autre fleuron industriel français, emploie sur notre territoire 170 000 personnes et 310 000 avec les entreprises sous-traitantes.

En 2010, les emplois sectoriels se répartissent ainsi en fonction des activités³ :

- La plus grande part des emplois directs, 32 %, intervient dans les activités de conception et construction de centrales, notamment les quatre EPR (Flamanville, Olikiluoto – Finlande – et les deux EPR de Taishan en Chine).
- Les activités de maintenance et exploitation, difficilement délocalisables, représentent 29 % de l'emploi de la filière.
- La gestion du combustible fait travailler 15 % de l'emploi sectoriel sur des tâches d'enrichissement d'uranium ainsi que d'assemblage et recyclage de combustibles.
- Les activités de démantèlement et traitement des déchets, relatives aux 12 installations en déconstruction sur le territoire, absorbent 10 % des effectifs totaux.
- Le reste du volume d'emploi est dédié à des activités d'études et d'ingénierie.

Si la France s'est orientée de façon ferme et durable dans l'électronucléaire, comme en témoigne son mix énergétique, d'autres pays sont plus frileux en raison des débats qui projettent régulièrement ce secteur sous le feu des médias.

3. De lourdes pressions sociétales, politiques et économiques

En raison notamment de l'accident de Fukushima Daiichi et de la révision de certains de ses coûts, le nucléaire voit son acceptabilité mise à mal et ses charges prévisionnelles augmenter, deux freins puissants aux investissements dans un contexte de crise de la dette et de concurrence des énergies alternatives.

L'accident de Fukushima a « contaminé la confiance » dans la technologie nucléaire au niveau international, ceci même dans des pays ayant un niveau de sûreté supérieur. La réaction des lobbies anti-nucléaire français est frappante, avec une pression forte pour arrêter la centrale de Fessenheim, disposant pourtant d'un agrément de l'ASN pour poursuivre son exploitation sous réserve d'intégrer les prescriptions post-Fukushima. Cet impact, immédiatement

3. Source : CSFN, 2010.

ressenti après l'accident, doit toutefois être relativisé. Une enquête réalisée par l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques (OPECST) en 2012 révèle que la confiance des Français dans l'énergie nucléaire reste à un niveau satisfaisant : 48 % d'entre eux se déclarent favorables au nucléaire, et 36 % y sont opposés. Des enquêtes TNF Sofres – Triélec menées régulièrement suite à l'accident ont évalué le niveau de soutien des Français à l'électronucléaire. La proportion des personnes favorables au nucléaire est passée de 50 % en octobre 2011 à 58 % en décembre 2011, puis 61 % en février 2012. La médiatisation de l'accident, de ses causes et les comparatifs avec les installations françaises paraissent donc avoir apaisé et rassuré les Français. Le projet de loi sur la transition énergétique, en fixant un plafond pour la part de l'atome, apporte par ailleurs de la visibilité à l'opinion publique sur les orientations prises par le gouvernement à moyen et long termes. Fukushima a également engendré des réactions politiques fortes dans le reste de l'Europe, où l'Allemagne, l'Autriche, la Belgique, l'Italie et la Suisse ont décidé l'abandon ou le non-engagement de l'électronucléaire.

Les mesures appliquées après Fukushima

En plus d'avoir déstabilisé l'acceptabilité de l'électronucléaire, l'accident de Fukushima Daiichi a renforcé les exigences et les niveaux de sûreté attendus à tous les niveaux du cycle du combustible, tant en termes de conception, d'exploitation que de démantèlement. Les recommandations de l'Agence internationale à l'énergie atomique (AIEA) et de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) formulées à l'issue des évaluations complémentaires de sûreté et stress-tests, aboutissant à l'émission de l'arrêté Installation nucléaire de base (INB) de 2012, rognent la marge de l'exploitant nucléaire et de ses sous-traitants en demandant des dispositions techniques et organisationnelles complémentaires. Ainsi, le coût des mesures post-Fukushima Daiichi est estimé pour EDF à 11 Md€ (2011), à 200 M€ (2011) pour Areva et à 250 M€ (2011) pour le CEA sur leurs installations respectives. Ces investissements mettront en place les dispositifs organisationnels et techniques complémentaires requis, les mesures

phares étant la création d'une cellule d'intervention rapide (Force d'action rapide nucléaire (FARN) pour EDF et Force d'intervention nationale (FINA) pour Areva) et le renforcement des appoints ultimes en eau et électricité. Ces prescriptions complémentaires impacteront également les installations en projet.

Autre poste de dépense non négligeable, le coût du démantèlement et de gestion des déchets, objet de provisions constituées par les exploitants, est régulièrement dénoncé comme supérieur aux prévisions. Le rapport de la Cour des comptes de 2014 relatif au coût de production de l'électricité nucléaire a ainsi confirmé cette tendance en pointant pour EDF une augmentation de ces provisions de 14 %.

Car les devis de démantèlement de ses neuf centrales ont évolué de façon substantielle. Si la facture s'alourdit de 22,4 % entre 2008 et 2012, ces dépenses complémentaires n'ont pas d'impact sur le coût du kWh produit par les installations actives. En revanche, ce retour d'expérience engendre une réévaluation du calcul des charges futures relatives au démantèlement des installations en cours d'exploitation, même si ces premiers démantèlements ne bénéficient pas de l'effet de série. Les charges futures de démantèlement, impactant le prix du kWh, sont ainsi réévaluées à 19,56 Mds€ au 31 décembre 2013 pour l'ensemble du parc d'EDF, contre 18,4 Md€ en 2010 en euros constants 2013.

En parallèle, l'augmentation de la provision d'EDF relative à la gestion des déchets souligne la difficulté à anticiper l'aval filière, soit le volume de déchets produits au cours des démantèlements futurs. L'inventaire national des déchets publié en 2012 souligne par exemple la saturation probable à moyen terme du Centre industriel de regroupement, d'entreposage et de stockage (CIRES), en raison d'une évaluation plus importante des déchets de « très faible activité » (TFA). L'impact est double, avec d'une part la nécessité d'étendre les capacités du centre, et d'autre part le coût additionnel de stockage du m³ de déchets complémentaire, qui s'élève dans le cas de déchets TFA à 500 €/m³/an. Par ailleurs, les typologies de déchets « faible activité vie longue » (FAVL), « moyenne activité vie longue » (MAVL) et « haute activité » (HA) sont difficiles à traiter et nécessitent

des filières de stockage spécifiques. En France, il n'en existe pas à ce jour, même si des recherches sont soutenues par l'ASN. Si elles sont importantes en proportion, ces augmentations n'ont qu'un impact finalement limité sur le prix du kWh produit, la part du combustible, recyclage et gestion des déchets ne représentant que 16 % dans le coût de revient du kWh.

La frilosité des investisseurs

Par ailleurs, l'augmentation du coût de construction des projets d'EPR à Flamanville et Okilutoo a de quoi rendre frileux les investisseurs intéressés par l'atome. Dans le cas de Flamanville, l'investissement initial a doublé, passant de 3 à 6 Md€, ce qui correspond à un prix de 4 000 € par kW de capacité installée.

Face à de telles hausses de prix, le nucléaire est rattrapé sur sa compétitivité par les énergies renouvelables telles que l'éolien, le solaire ou la marémotrice. En plus d'un coût d'investissement initial plus faible, leurs capacités de puissance limitées raccordées au réseau de distribution maillé idéalement de façon matricielle permettent de réduire les coûts de réseau.

Dans ce contexte délicat, l'électronucléaire, technologie mature, doit innover afin de rester compétitif et apparaître comme une technologie d'avenir économiquement attractive, garantissant la sécurité et sûreté des populations et ainsi redorer son blason. Pour se réinventer et se libérer de son carcan, le secteur doit apporter des réponses innovantes axées sur les enjeux des décisionnaires : davantage de gains de productivité, des solutions commerciales efficaces et une adaptation plus fine aux besoins de ses clients.

4. L'innovation comme clé de l'avenir sectoriel

L'un des axes de développement et d'innovation consiste à produire de façon plus efficace, l'un des goulots d'étranglement des technologies de production actuelles étant la consommation de combustible. Les ressources mondiales d'uranium étant limitées, le marché se tendra à compter du milieu du XXI^e siècle, estimation réalisée sur la base des ressources conventionnelles connues à ce jour. Pour faire

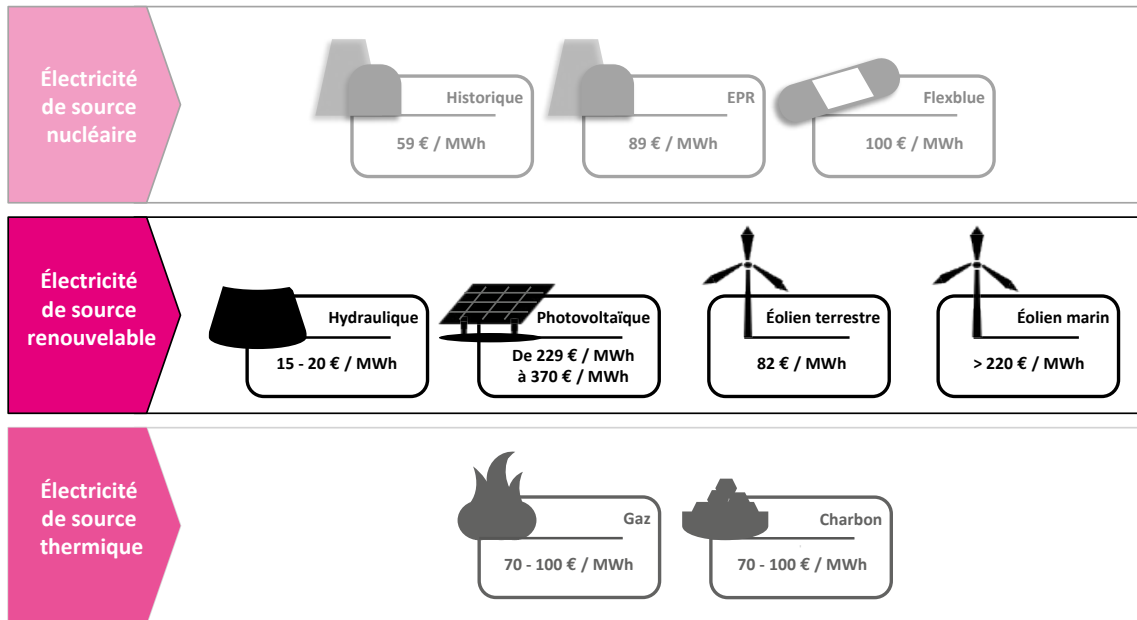


Figure 1. Coût du MWh en fonction des différentes sources d'énergie
 Source : Columbus Consulting® consolidé d'après le rapport de la Cour des comptes

face à cette problématique, deux leviers sont envisagés : l'innovation relative au combustible en lui-même et l'innovation en termes d'appareil productif.

Basés sur le procédé de fission, les générateurs surgénérateurs ou G4 portent beaucoup d'attentes, augmentant de façon significative le taux d'utilisation des combustibles et entraînant une réduction sensible de la part d'éléments à radioactivité longue dans ses déchets. Les réserves d'uranium naturel en France, permettant d'assurer l'alimentation de nos réacteurs durant 60 ans, alimenteraient les capacités équivalentes en G4 durant plusieurs milliers d'années. Ces générateurs valorisent en effet l'ensemble des matières fissiles tel que l'uranium naturel. Concrètement, le réacteur consomme la quasi-totalité de l'uranium naturel des pastilles de combustible via un procédé appelé transmutation.

Le combustible utilisé par ces réacteurs ne nécessite donc pas d'enrichissement, utilisant directement l'uranium naturel 238 ou le *Mixed Oxyde* (MOX). Constitué de 5 à 10 % de plutonium pour 90 à 95 % d'uranium appauvri, le MOX a l'avantage d'être fabriqué en retraitant du combustible classique usagé, valorisant

ainsi les déchets des nucléaires civil et militaire. La société Melox, filiale d'Areva implantée en France, est la seule à détenir ce savoir-faire. Si la plupart du combustible consommé en France par les réacteurs REP actuel est enrichi sur le territoire national, le fait de s'affranchir de cette étape d'enrichissement présente un intérêt fort en termes d'indépendance de la filière d'approvisionnement et d'économies en supprimant les opérations de centrifugation, relativement coûteuses et gourmandes en énergie. Ces générateurs ont, par ailleurs, l'intérêt de pouvoir produire, en parallèle de l'électricité, de la chaleur pouvant par la suite être utilisée à d'autres fins industrielles telle que la production d'hydrogène. Cette possibilité est particulièrement intéressante dans la perspective de développement de la pile à combustible à destination des véhicules électriques. « Carburant » du véhicule, mais aussi moyen de stockage, la pile à combustible pourra injecter sur le réseau de distribution le surplus d'énergie dont elle dispose avec pour effet vertueux de lisser la pointe de consommation.

En France, deux technologies de générateurs de quatrième génération font l'objet d'investissements par le Commissariat à l'énergie

atomique et aux énergies alternatives (CEA) : le réacteur à neutrons rapides caloporteur sodium (RNR-Na ou SFR) et réacteur à neutrons rapides caloporteur gaz (RNR-G). Actuellement en cours d'étude, le prototype de réacteur RNR-Na ASTRID devrait ainsi produire ses premiers kWh en 2040 sur le site de Marcoule. Cette technologie suscite un grand intérêt au niveau international, et ce programme de recherche et développement est partagé avec des partenaires japonais, russe, chinois, européens... Les précédentes réalisations françaises de surgénérateurs Phénix et Superphénix, mortes nées, porteront le fruit de leur retour d'expérience à ce projet international de développement de G4, notamment la gestion délicate du sodium, élément inflammable et explosif.

Les avantages de la fusion

Mais l'avenir de l'atome portera très certainement sur l'utilisation du procédé de fusion, reproduction du *process* physique présent au cœur des étoiles. La production d'électricité par fusion a deux immenses avantages. Tout d'abord, les matières premières nécessaires à la réaction sont très largement présentes dans notre environnement (deutérium provenant de l'hydrogène, tritium 6 abondamment présent dans la croûte terrestre) ou aisé à produire (lithium, à partir du tritium 6). Ensuite, contrairement à la fission, la nature de la réaction de fusion nucléaire empêche les réactions en chaîne et s'affranchit ainsi de tout risque d'incident, principal frein sociétal au développement de l'atome. Les conditions exigeantes nécessaires à la fusion entraînent l'arrêt automatique de la réaction en cas d'instabilité.

Les difficultés principales à l'utilisation de ce procédé sont la difficulté à assurer le confinement magnétique du plasma et la dépense d'énergie très importante pour déclencher et entretenir cet état de plasma. Conçu pour produire 500 MW d'énergie de fusion à partir d'un apport externe de 50 MW, le projet international *International Thermonuclear Experimental Reactor* (ITER), lancé en 1987, sera le premier dispositif de fusion capable de générer de l'énergie de manière effective et ouvrira ainsi la voie vers un réacteur de démonstration, DEMO. L'installation de l'ITER et le tokamak

(concept de confinement magnétique) sont en cours de construction à Cadarache et devraient permettre une première production de plasma en 2020, pour un coût de construction évalué à 12,8 Md € répartis entre les 34 nations parties prenantes.

Le second axe de développement devra porter sur une adaptation plus fine aux besoins des clients : les marchés en cours concernant les centrales nucléaires portent plutôt sur un renforcement de parcs nucléaires préexistants que sur un premier accès de pays à l'énergie atomique. Cela peut s'expliquer par le fait que les offres actuelles proposées par les constructeurs se ressemblent et ne sont pas forcément adaptées à des pays de typologies très diverses.

Les installations actuelles les plus répandues, afin d'optimiser le coût du kWh par rapport à l'amortissement de l'investissement initial, démontrent une croissance des puissances unitaires. Les produits phare EPR, AP1000 et ABWR proposés respectivement par Areva, Westinghouse et le consortium General Electric-Hitachi sont des réacteurs de fortes capacités. L'EPR distribuera ainsi une puissance électrique de 1 630 MWe, contre 1 450 MWe de puissance maximale pour les installations françaises actives aujourd'hui. Si elle permet un coût du kWh inférieur, cette puissance disponible est inadaptée pour certains pays dont les besoins sont plus limités en raison de la taille du marché ou de l'isolement des clients finaux, ou disposant d'un réseau de distribution de moindre extension. Ces pays ont un réel besoin pour des puissances modérées, modulaires, éventuellement nomades.

L'arrivée des petits réacteurs

De nombreux constructeurs parient sur le développement de ce marché en concevant des petits réacteurs, appelés *small and medium sized nuclear reactor* (SMR), disposant de capacités inférieures à 330 MWe. Un certain nombre de projets de réacteurs de ce type sont en cours de développement, intégrant les qualités des réacteurs de génération 3+ comme l'EPR, comme par exemple :

- mPower de Babcock & Wilcox (États-Unis) allant jusqu'à 180 MWe, dont le développement fait l'objet de subventions

généreuses de la part du ministère américain de l'Économie (DoE).

- SMART de Kepco (Corée du Sud) de capacité de 100 MWe.
- VBER d'OKBM (Russie) allant jusqu'à 300 MWe.
- Projet ACP100 et CA150 développés par CNNC (Chine).
- Projet CAREM de capacité de 150 MWe développé par CNEA (Argentine).

Les atouts de ces petits réacteurs sont nombreux : modularité, délais de construction courts, standardisation et utilisation d'éléments préfabriqués, et simplicité d'utilisation. Il est fort probable qu'ils séduiront certains pays, dont la demande croissante en électricité va plus vite que le développement des réseaux nationaux ou isolés.

La centrale immergée Flexblue, à l'étude par DCNS depuis 2008, est une variante de SMR modulable, avec une puissance de 50 à 250 MWe. Mesurant 100 m pour 12 à 15 m de diamètre, l'unité de production Flexblue serait ancrée dans un environnement sous-marin stable par 60 à 100 m de fond, à une distance de 5 à 15 km des côtes. Elle permettrait ainsi d'alimenter de 100 000 à 1 million d'habitants. Ce type d'installation a par ailleurs l'avantage de s'affranchir de la problématique de pollution visuelle reprochée aux installations classiques. De plus, son délai de production serait bien moindre qu'une centrale, puisqu'il est évalué à 2 ans en série. La DCNS vise un coût de production légèrement supérieur à celui de l'EPR évalué à 89 € par MWh produit, soit 100 euros par MWh produit. Suite à l'accident de Fukushima, la décision de construction d'un prototype Flexblue a été reportée : la question de la sûreté en milieu immergé est en effet délicate et éveille de nombreuses oppositions.

Enfin, le développement d'applications non électriques de l'énergie nucléaire est un second débouché. Par exemple, le dessalement de l'eau de mer via les procédés d'osmose inverse (compression et filtrage via une membrane semi-perméable) ou de distillation est une réponse intéressante au stress hydrique présent en Afrique et au Moyen-Orient. L'AIEA estime ce coût de dessalement entre 0,7 et 1 \$/m³, un coût raisonnable au regard des risques

de pénurie d'eau de ces pays. Une centrale de 600 MWe pourrait ainsi permettre le dessalement de 700 000 à 800 000 m³ d'eau par jour, soit l'approvisionnement d'une ville de 1,5 million d'habitants. Le réacteur peut être totalement dédié au dessalement, auquel cas une petite puissance est suffisante. Mais les perspectives ouvertes par la cogénération sont intéressantes : production d'électricité, injection sur le réseau et utilisation de la chaleur pour l'activité de dessalement. D'autres applications industrielles pourraient être identifiées, sous réserve que le processus industriel soit suffisamment consommateur en électricité/chaleur, et qu'elles créent une étroite collaboration entre l'exploitant et l'industriel.

5. Définir de rigoureuses normes internationales

Surgénérateurs, fusion, Flexblue et autres SMR, utilisation de l'atome pour des usages industriels, par le biais de ces innovations radicales, le nucléaire a toute latitude pour se démocratiser et gagner des parts de marchés sur les sources de production d'électricité alternatives. Avec des produits et offres plus adaptés aux besoins de ses clients et des produits plus efficaces, une nouvelle ère de développement pourra s'amorcer.

La question sous-jacente est celle de la sûreté et des contrôles. Aujourd'hui assurés par des entités indépendantes nationales, telle que l'ASN pour la France, le contrôle dans certains pays (notamment primo-accédants) pourrait ne pas être au niveau et mettre en danger les hommes dans l'environnement proche des installations. L'enjeu est alors de garantir un niveau de sûreté équivalent et ce, quel que soit le pays. La solution sera la création d'une entité de gouvernance internationale détenant un pouvoir prescriptif et contraignant quant aux standards et niveaux de sûreté, appuyée par une entité de contrôle. Elle demande une collaboration internationale forte afin de s'accorder sur les termes de gouvernance et nécessiterait une délégation de souveraineté des États. L'acceptabilité de la technologie nucléaire par les populations, dans une perspective de démultiplication des installations, dépend de cet avènement. ■