

# Les Possibles — No. 31 Printemps 2022

## Une filière électronucléaire quasi verte, durable, relativement peu coûteuse ?

### Discutons-en !

jeudi 14 avril 2022, par Pierre Masnière

En préambule, voici quelques chiffres concernant les consommations d'énergies dans le monde et dans l'UE, la contribution de l'électricité, ainsi que la contribution des émissions de CO<sub>2</sub> dues plus spécifiquement à la production d'électricité.

- La contribution, en 2019 (selon la revue de British Petroleum), des diverses énergies primaires entrant dans la consommation énergétique mondiale : le pétrole (33,1 %), le charbon (27 %) et le gaz (24,2 %) font la course en tête ; suivent loin derrière l'hydraulique (6,4 %), les EnR (5 %) et le nucléaire (4,3 %).
- Lorsque l'on parle de production d'électricité, la contribution du nucléaire atteint 10,4 %, à égalité avec celle des EnR. Celles du charbon, du gaz et de l'hydraulique sont respectivement de 36,4 %, 23,3 % et 15,6 %.
- Dans l'UE28 (qui fournit 12,4 % de la production mondiale d'électricité), les contributions sont très différentes : nucléaire 25,9 %, EnR 17,6 %, charbon 14,6 %, gaz 21,7 %, hydraulique 10,8 %.
- Globalement, l'électricité participe pour un peu plus de 40 % à l'énergie consommée dans le monde (environ 25 % pour la France)
- La production d'électricité contribue pour environ 40 % aux émissions mondiales de CO<sub>2</sub>.
- Les émissions de CO<sub>2</sub> du système électrique de l'UE27 + Grande-Bretagne constituent près de 25 % des émissions globales de l'UE en 2020.
- L'émission de CO<sub>2</sub> (en tonnes par habitant) dans le monde (chiffres 2016) est évaluée à 5 tCO<sub>2</sub> : 0,3 t pour les pays à faibles revenus, 3,7 t pour les pays à revenus intermédiaires et 10,4 t pour les pays à revenus élevés. Elle est comprise entre 4 et 10 t dans l'UE. La France émet 4,6 tCO<sub>2</sub> et la moyenne de la zone euro est de 6,5 tCO<sub>2</sub>.

#### 1- Le « nucléaire » et l'opinion de la population française en ces temps de COP26

C'est un sujet récurrent sur lequel se penchent les sondeurs depuis les années 1970. Les sondages se succèdent et ne montrent pas de stabilité de la susdite opinion, toujours aussi

mal informée sur cette source d'énergie, complexe il est vrai. Les accidents marquants, tels Tchernobyl ou Fukushima, provoquent une chute des opinions favorables dans les sondages... mais qui remontent souvent quelque temps après, portées par le puissant lobby pro-nucléaire français, brandissant la menace d'un retour à la bougie, insistant sur « l'indépendance énergétique » de notre village gaulois, sur les prix de vente parmi les plus bas d'Europe. Et mettant maintenant en avant ses attributs d'« énergie décarbonée » utile pour freiner le changement climatique mondial... et qui serait donc éligible à la caractérisation d'énergie verte et durable dans la taxinomie européenne toujours en cours de discussion fin janvier 2022.

Un sondage récent publié par Les Échos (5/11/21) présente « l'opinion des Français » actuelle, vis-à-vis de diverses qualités attribuées à l'énergie d'origine nucléaire et à celles des énergies renouvelables.

Voici les cinq questions qui étaient posées et les réponses.

Quelle énergie :

- garantit l'indépendance énergétique de la France : nucléaire 73 %, EnR 61 %
- est bon marché : nucléaire 57 %, EnR 39 %
- a de l'avenir : nucléaire 56 %, EnR 82 %
- est sûre : nucléaire 49 %, EnR 74 %
- est propre : nucléaire 44 %, EnR 79 %

La sûreté, la « propreté » sont nettement à l'avantage des EnR, qui sont par ailleurs considérées comme ayant plus d'avenir que le nucléaire. Le critère d'une énergie nucléaire « bon marché », mis en avant par une large fraction de la représentation politique en France, est un argument qui porte.

Pourtant, la part du coût de production d'électricité est relativement faible (environ un tiers) dans la facturation finale aux consommateurs (autres que les plus gros d'entre eux), qui comprend les diverses taxes et les frais d'acheminement. Et le coût de production de l'électricité nucléaire va augmenter durant les années 2020 du fait de la remise à niveau des réacteurs en fonctionnement, contrairement aux coûts de production des

grands parcs éoliens et photovoltaïques qui ne nécessiteront plus le soutien des pouvoirs publics... ce sur quoi le lobby pro-nucléaire n'insiste pas trop.

Il faut noter que le critère des coûts de production/transport d'électricité et des innovations technologiques à venir constitue généralement la colonne vertébrale des comparaisons de scénarios foisonnants depuis quelques décennies, et qui concernent maintenant la transition énergétique vers l'annulation des émissions de GES à l'horizon 2050 (tel ceux proposés en 2021 par le gestionnaire de transport d'électricité RTE). Mais ces scénarios doivent-ils être l'alpha et l'oméga des discussions ? D'autant que les chiffrages ne peuvent être que mouvants dans les durées envisagées par des scénarios. Du reste, ceux-ci doivent être constamment réactualisés car les objectifs intermédiaires fixés par les institutions ne sont jamais réalisés !

## 2- Le président a dit

Dans son allocution télévisuelle du 9/11/2021, le président a convié les Français-es à partager ses choix programmatiques pour ce qui sera sans doute sa campagne électorale de 2022.

On a eu la primeur des grandes lignes de la transition énergétique décidées par l'actuel (et futur ?) président, ce qui n'était à vrai dire pas une découverte. Ainsi, la France va « pour la première fois depuis des décennies, relancer la construction de réacteurs nucléaires [faisant fi de l'EPR de Flamanville ?] et accélérer le développement des énergies renouvelables », projet qui vise à « garantir l'indépendance énergétique de la France (...), l'approvisionnement électrique de notre pays et atteindre nos objectifs, en particulier la neutralité carbone en 2050. »

Et Barbara Pompili, ministre de la Transition écologique, d'applaudir : « le président a fixé un cap clair pour tenir nos engagements climatiques et assurer notre souveraineté énergétique (...). Il repose sur un triptyque : économies d'énergies, développement massif des renouvelables et maintien d'une capacité nucléaire. »

Le fait du prince quant aux choix de transition énergétique ne va cependant pas de soi.

Concernant par exemple le devenir de la filière électronucléaire et l'évolution de la consommation d'électricité, quelques questions méritent notamment d'être approfondies, et, pourquoi pas, discutées démocratiquement !

## 3- Le coût de la filière nucléaire justement...

En France, depuis une dizaine d'années, de multiples études et

rapports d'institutions et d'enquêtes parlementaires questionnent divers aspects des coûts de la filière qui ont une nette tendance à croître.

Rappelons que le parc actuel est largement composé de réacteurs de 900 MW (32) et 1300 MW (18). Les 4 réacteurs les plus récents (génération N4) développent chacun une puissance de 1450 MW.

Les interrogations et questions concernent ainsi les coûts d'investissement des réacteurs de grande puissance tels les EPR destinés au renouvellement du parc français, ceux concernant les cures de jouvence du parc existant pour allonger leur durée de fonctionnement au-delà de 40 ans, ceux du démantèlement des réacteurs car ils ne seront malgré tout pas éternels, et ceux de l'entreposage des déchets nucléaires ultimes.

En ce qui concerne l'EPR d'EDF, l'entreprise évaluait en 2019 son coût à environ 4,9 millions d'euros/MW (pour une série de 6 EPR en France). Selon des rapports récents issus de la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC, Contexte, octobre 2021), l'investissement projeté varierait maintenant entre 5 et 5,9 millions/MW pour des sites français (au bas mot, au moins 46 milliards d'euros selon une déclaration d'EDF de novembre 2021, pour 6 EPR construits sur un laps de temps de moins de 10 ans). La Société française pour l'énergie nucléaire (SFEN) avançait quant à elle en novembre 2021 un coût compris entre 45 et 55 milliards. D'un autre côté, après discussion avec le gouvernement britannique en 2021 pour construire 2 EPR sur le site de Sizewell, le coût a été établi à 7,4 millions d'euros/MW. Rappelons que le réacteur EPR de Flamanville (1600 MW), dont le temps de construction s'allonge d'année en année (démarrage envisagé actuellement en 2023), voit son coût exploser, atteignant 12,7 m<sup>ds</sup> fin 2021 selon EDF. La Cour des comptes l'évalue quant à elle à quelque 19 m<sup>ds</sup> en tenant compte des dépenses intercalaires avant mise en service, liées aux pièces de rechange et autres questions administratives et fiscales, ainsi qu'à l'augmentation de la masse des intérêts liés aux emprunts d'investissement (Le Monde 13/01/2022). Ce qui porterait le coût à 11,9 millions/MW.

À titre de comparaison, le projet de parc éolien offshore de 600 MW (Kriegers Flack) porté par la compagnie suédoise Vattenfall au Danemark nécessiterait un investissement de 2 à 2,2 millions/MW, coût certes particulièrement bas pour ce projet, mais qui est en phase avec la décroissance tendancielle observée pour les projets offshore ces dernières années. Le coût de production envisagé sera nettement inférieur à celui des 2

EPR qui sont actuellement construits en Angleterre par EDF.

La construction de ce parc d'EPR nécessitera un processus de financement massif original, puisqu'EDF n'est pas en état de le financer sur ses fonds propres. Trois solutions peuvent être envisagées actuellement : nationaliser les nouveaux actifs de production mais obligeant EDF à revendre la production d'électricité de ces actifs sur le marché de gros, négocier avec le gouvernement un mécanisme de « contrat par différence » (CfD en anglais) établissant un tarif fixe de vente sur le marché de gros garanti par l'État sur quelques dizaines d'années et qui compense les pertes éventuelles résultant des aléas du marché, ou négocier la caution de l'État pour un financement dit « RAB » en anglais (base d'actifs régulés) protégeant les investisseurs privés, rémunérés depuis le début des travaux avant même la production effective. Le mécanisme « CfD » sera mis en œuvre par le gouvernement britannique pour les 2 premiers EPR d'EDF construits en Angleterre et le financement « RAB » est envisagé par EDF pour les 2 autres EPR programmés à Sizewell. L'importance des investissements à envisager ainsi que le soutien ou la participation de l'État pour construire le parc d'EPR seront impactés par les conséquences d'un enregistrement de la filière électronucléaire dans le registre de la taxinomie européenne concernant les énergies dites vertes et durables retenues pour un avenir décarboné...

Côté cure de jouvence (le « grand carénage » concernant la flotte nucléaire actuelle d'EDF en France), le coût global avancé par EDF a augmenté de 1,2 milliard entre 2018 et 2021 (il atteint donc 49,4 milliards). Aucun chiffre ne circule concernant la flotte de réacteurs vieillissants du type AGR, détenue par EDF Energy en Grande-Bretagne.

Dans une tribune publiée dans *Le Monde* d'octobre 2021, Emilie Cariou (membre de la l'Office parlementaire d'évaluation des choix technologiques et scientifiques, et participant aux travaux du Plan national de gestion des déchets et des matières radioactives) dénonce le manque de transparence des informations transmises à la représentation nationale. Elle s'inquiète du devenir des matières déjà recyclées, des coûts sous-évalués, du retard important du plan de gestion des déchets du fait du gouvernement. Il est ainsi relevé que le projet Cigéo (enfouissement profond des déchets radioactifs), mis en oeuvre par l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (Andra), a vu l'évaluation de son coût passer de 16,6 milliards en 2013 à 25 milliards en 2016, puis à nouveau réévalué entre 39,2 et 43,6 milliards en 2020 (selon la Cour des comptes.)

Incertitudes également vis-à-vis du coût des démantèlements des centrales en arrêt définitif. La Cour des comptes exprimait le 4/3/2020 (*Le Monde* 6/3/2020) que la projection des charges de démantèlement s'élève en 2020 à 46,4 milliards avec un calendrier étalé sur plus d'un siècle. « La prudence des évaluations actuelles mériterait d'être encore renforcée » euphémise la Cour.

## 4- La nouvelle génération de réacteurs du type EPR est-elle une réelle avancée technologique ?

L'EPR inaugure un palier technologique de réacteurs, dit de 3<sup>e</sup> génération, depuis le début des années 2000. Les autres types de réacteurs envisagés, éventuellement précommandés par des électriciens, sont dans les cartons des grands ensembleurs et constructeurs que sont Areva et MHI, le canadien AECL (à l'origine du réacteur Candu), GE-Hitachi, Toshiba-Westinghouse ; la compagnie nucléaire russe semble rester sur son créneau actuel.

Les EPR ont des puissances nominales très importantes (1 600 MW) et sont destinés à un fonctionnement stable en production de base. Si l'hypothèse d'un parc de 7 EPR (dont celui de Flamanville) est retenue, cela pourrait poser question pour suivre un développement de consommation annuelle qui sera assez sinueux durant les prochaines décennies.

Tout le monde s'accorde maintenant pour parler d'évolution et non de révolution quant à la conception de l'EPR vis-à-vis du palier précédent REP (réacteurs à eau pressurisée- PWR en anglais) qui est mis en oeuvre depuis des décennies dans la flotte d'EDF.

La publication *Global Chance* (janvier 2004) lui a consacré un numéro dont l'en-tête est éloquent : « le réacteur nucléaire EPR : un projet inutile et dangereux ». On y rappelle cependant que la conception de ce type de réacteur EPR permet une amélioration des performances (sûreté, rendement, quantité de déchets...). En effet :

- les risques d'accidents majeurs sont diminués par un renforcement et une redondance accrue des fonctions de sûreté,
- à production d'électricité identique, la consommation d'uranium enrichi est diminuée de 10 %, du fait d'un rendement passant de 33 % à 36 %,
- il est possible de nourrir la bête avec du combustible MOX (voir Quelques compléments p.12) « pur », ce qui n'est pas possible dans les REP actuels où le MOX doit être mélangé avec de l'uranium. Cela diminuerait donc la consommation d'uranium, mais pour l'instant en France, cet avantage potentiel joue peu, car seul le MOX mélangé avec de l'uranium est autorisé,
- la durée de vie « technique » de l'EPR est évaluée à 60 ans (contre 40 ans initialement estimés pour les réacteurs PWR du parc d'EDF) avec en conséquence la meilleure rentabilité qui en découle,
- l'EPR s'appuie sur les mêmes filières de combustible que celles mises en oeuvre aujourd'hui : il n'apportera pas de changement qualitatif quant à la question du devenir du combustible usé.

Deux exemplaires de l'EPR, légèrement différents, poussent bon an mal an en Finlande (connexion au réseau prévue en 2022) et en France (Flamanville, dont la date de mise en service est sans cesse reculée).

Une paire de ces réacteurs est par contre en service depuis la fin des années 2010 en Chine. Une fuite dans l'assemblage de crayons de combustible pour l'un d'entre eux, dont on ne connaît pas le traitement actuellement (opacité commerciale oblige) a provoqué la mise à l'arrêt de l'un d'entre eux depuis la mi-2021. Il se pourrait que la conception de la cuve soit en cause, provoquant des vibrations non envisagées affectant la bonne tenue des assemblages de crayons. Un remède temporaire (?) serait de diminuer la puissance appelée... Une paire de réacteurs est en construction en Grande-Bretagne.

## 5- Nucléaire et « grand carénage » : on ne fait pas du neuf avec du vieux

Ce titre d'un article d'Alternatives économiques (avril 2021) rédigé par Antoine de Ravignan résume la position de l'association Global Chance. Elle revient sur l'évolution programmée de la filière électronucléaire française existante. En 2018, 11 réacteurs de 900 MW sur 32 ont atteint depuis 2018 la barre des 40 ans de fonctionnement et 21 l'atteindront d'ici 2027. Après une longue phase d'instruction, l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) a décidé des mesures qu'EDF doit entreprendre pour obtenir le droit d'exploiter ces réacteurs au-delà de 40 ans : il s'agit du « grand carénage ». Les difficultés pour EDF sont d'ordre humain, technique et financier (une cinquantaine de milliards au bas mot) pour réaliser les travaux à échéance... et l'ASN a consenti à leur échelonnement.

Le décalage de la visite des 40 ans est actuellement de 3 ans pour 10 réacteurs, de 4 ans pour 7 réacteurs et de 5 ans pour 2 réacteurs. La possibilité d'un tel échelonnement étonne, s'agissant d'une industrie à risque dont on vante le très grand culte du respect des règles de sûreté !

Comme le note Global Chance, « pour 20 réacteurs sur 32, on arrive ainsi à un décalage de 8 à 10 ans entre la quarantième année de fonctionnement et la remise aux normes supposée autoriser l'exploitation au-delà de 40 ans ». D'autant que « des incidents graves se sont accumulés ces dix dernières années, liés entre autres au vieillissement des installations et aux défaillances organisationnelles.

### À propos de la fermeture des deux réacteurs de Fessenheim

Avec les difficultés de production d'EDF en 2021 et 2022, revient la petite musique : « Ah si Fessenheim n'avait pas été fermée pour des raisons idéologiques, on n'en serait pas là ». Il faut quand même rappeler les nombreux incidents (et remontrances de l'ASN) émaillant la dernière décennie de fonctionnement de

la centrale, plus de 3 mois d'arrêt affectant ainsi le réacteur n°2 peu de temps avant l'arrêt définitif après 40 ans de service. Si la centrale avait joué les prolongations, le coût du grand carénage de rigueur aurait été copieux, entre remplacement d'équipements obsolètes, piscines non « bunkerisées », radier trop mince, installation de diesels d'ultime secours aux normes... Sans compter les risques spécifiques de la géolocalisation de la centrale : risques sismiques, surplomb de la centrale par le canal d'Alsace. Au final, la fermeture de la centrale est plutôt une bonne affaire pour ses actionnaires (EDF à 67,5 %, l'allemand EnBW à 17,5 %, le consortium suisse NOK-EOS-BKW à 15 %) : l'État a versé une compensation de 400 millions (à l'ensemble des actionnaires ?) pour pertes de production pour ne pas avoir fonctionné au-delà de 40 ans. Il est notable qu'aucune revendication connue n'ait été émise par les actionnaires étrangers ayant bénéficié durant 40 ans d'un droit de tirage d'électricité comme remboursement de leurs investissements.

Les derniers soucis concernent le palier N4 (les 4 réacteurs de 1450 MW, les plus récents) présentant quelques problèmes génériques de tuyauteries. En conséquence, des arrêts non programmés sont advenus fin 2021, arrêts participant à la baisse de production nucléaire d'EDF en 2021 et 2022.

## 6- Le développement de la filière électronucléaire peut-il être envisagé pour limiter drastiquement les émissions de CO<sub>2</sub> du secteur électrique mondial d'ici à 2050 ?

Étudions la faisabilité d'une substitution des filières fossiles par la filière électronucléaire, sans évolution de la contribution EnR (éolien et photovoltaïque) dans le mix à l'horizon 2050. Il s'agit d'une simple hypothèse d'école, car les EnR seront développées massivement durant les prochaines décennies, malgré une production intermittente qui semble être une tare indépassable pour les promoteurs de la filière électronucléaire.

- Au niveau mondial, la contribution des filières charbon, gaz naturel et fioul pour la production d'électricité s'élève en 2019 à environ 64 % et celle de la filière électronucléaire à 10,4 %. Il faudrait donc multiplier par 5 ou 6 la puissance existante de la flotte électronucléaire en 30 ans pour réduire les émissions de CO<sub>2</sub> du parc électrique mondial en 2050 à un niveau proche de 0. Si (et ce sera sans doute le cas au moins jusqu'en 2040) la production mondiale d'électricité augmente, le facteur multiplicatif serait plus important.)

- Dans l'UE28, la production globale d'électricité s'élève à 3 200 TWh en 2019. La contribution des filières fossiles (charbon, gaz, fioul) est de 1 200 TWh pour une contribution de la filière électronucléaire de 800 TWh. Toutes choses étant égales (on ne tient pas compte de la croissance attendue des filières EnR, croissance que certains voudraient freiner), pour substituer la totalité du parc « fossile » par un parc « nucléaire », il faudrait envisager de multiplier par 2,5 (800 TWh devenant 1 200 + 800 TWh) la capacité nucléaire existante, sans préjuger de la possibilité de maintenir en état de fonctionnement l'ensemble du parc d'ici à 2050.

Les éléments ci-dessus illustrent la quasi-impossibilité d'envisager, au niveau de l'UE28 (et mondial), la possibilité d'une substitution par la seule filière « bas carbone » électronucléaire des filières fossiles de production d'électricité pour atteindre la neutralité carbone du secteur électrique à l'horizon 2050. En effet, il faudrait à la fois une volonté politique de chaque État, des possibilités (et des volontés) d'investissements très lourds publics et privés, des possibilités de construction de cette filière de production dans des courts laps de temps, etc. Une partie de la solution réside dans un développement massif des EnR sur fond de sobriété de consommation d'énergie électrique !

Confortant cette appréciation des difficultés rencontrées pour un développement massif de la filière électronucléaire avant 2050, selon le rapport 2020 du World nuclear industry status (WNIS, organisme qui suit annuellement et très précisément l'évolution des parcs nucléaires nationaux) sur les 13 réacteurs dont la mise en service était programmée dans le monde pour 2019, seuls 6 ont démarré... début 2020. Alors que parallèlement, 5 réacteurs étaient fermés en 2019 et 3 début 2020 (dont Fessenheim).

Au 1/7/2020, au total, 408 réacteurs fonctionnaient dans 31 pays, 9 de moins qu'en 2019 et 30 de moins qu'en 2002. Parallèlement, entre 2010 et 2019, 58 réacteurs ont été connectés.

À la mi-2020, la capacité globale de production nucléaire mondiale a diminué de 2,1 % par rapport à 2019 et l'âge moyen de la flotte mondiale était alors de 30,7 ans (20 % avait dépassé 41 ans).

Les exploitants du monde entier croisent les doigts pour que l'âge de mise en retraite de leurs réacteurs soit repoussé au-delà de 50 ans. La capacité mondiale en fonctionnement en 2040 pourrait alors progresser de 40 % par rapport à 2020 en tenant compte des nouveaux réacteurs mis en service. Cette hypothèse, qui sied aux tenants de la filière électronucléaire, paraît cependant très optimiste. En attendant, au 1/7/2020, 52 réacteurs sont en construction dans le monde... construction qui se poursuit sans précipitation depuis 7,3 ans en moyenne, et beaucoup sont loin de leur date de mise en service : 5 réacteurs sont en construction depuis plus de 10 ans.

En ce qui concerne plus spécifiquement l'UE27 + Grande-Bretagne :

- Les fermetures de réacteurs attendues (ou déjà réalisées) entre 2018 et 2030 concernent 9 600 MW en Allemagne, 1 800 MW en

France, 1 800 MW en Suède, soit un total de 13 200 MW, auquel il faudra vraisemblablement ajouter 5 900 MW pour la Belgique. Soit la diminution de 19 100 MW.

- Les mises en service de nouveaux réacteurs concerneront, d'ici 2030, 1 600 MW en France, 1 600 MW en Finlande, 2 400 MW en Hongrie, soit un total de 5 600 MW. Il est probable qu'un ou deux EPR soient construits avant 2030 en Grande-Bretagne (Hinkley Point), ajoutant 3 200 MW au milieu des années 2030. Soit une augmentation de 8 800 MW.

- Une mise en service envisagée mais non actée, de l'ordre de 9 600 MW d'EPR en France et 3 200 MW en Grande-Bretagne (Sizewell), interviendrait progressivement au cours des années 2030 en France et en Grande-Bretagne, portant la flotte de nouveaux réacteurs à 21 600 MW. Quelques milliers de MW sont en discussion en Pologne, pour une mise en service intervenant à la fin des années 2040.

- Compte tenu des fermetures et ouvertures de réacteurs attendues, le bilan serait positif à hauteur de 21 600 - 19 100 MW = 2 500 MW. Cependant, il faut tenir compte des fermetures de certains réacteurs vieillissant, ayant plus de 60 ans de fonctionnement d'ici à 2040 s'ils ne sont pas arrêtés avant (qui constituent une puissance globale de quelque 14 000 MW au sein de l'UE).

Étant donnés les délais d'autorisation et de construction d'éventuels nouveaux réacteurs au cours de la fin de la décennie 2020, il est évident que la puissance de la flotte européenne de réacteurs nucléaires sera « au mieux » équivalente à sa puissance de 2020... À moins d'une aide massive des États européens durant les 20 prochaines années pour développer la filière, ébranlant ainsi profondément le fonctionnement d'un marché européen de l'électricité cher aux institutions de l'UE.

En fonction de ces considérations, le nucléaire est-il vraiment l'avenir de la production d'électricité en Europe (et dans le monde) d'ici 2050 ? C'est peu vraisemblable !

## 7- Dans quelle mesure le nucléaire contribue-t-il à l'indépendance énergétique française, voire européenne ?

Fragilisée par la diminution rapide de ses ressources gazières et pétrolières propres (si l'on excepte celles de la Norvège), l'UE se préoccupe de la sécurisation de son approvisionnement énergétique, qui se trouve au cœur des négociations intra-européennes et fait apparaître des intérêts gouvernementaux divergents vis-à-vis des fournisseurs d'énergie primaire (en particulier avec la Russie pour la fourniture de gaz via des gazoducs controversés). L'élaboration de cette stratégie butte par ailleurs sur le rejet de la filière électronucléaire par certains

États membres.

Dans le cas de la France, quelle est la part de la consommation nationale d'énergie provenant de la production nationale (si tant est que rechercher une indépendance énergétique nationale ait un sens au sein d'une UE électriquement interconnectée...)?

Cette part varie selon que l'on s'intéresse à la consommation nationale d'énergie primaire (avant transformation en électricité par exemple) ou finale (l'électricité consommée par exemple).

Selon Global Chance (édition de janvier 2003, mais le chiffre reste du même ordre en 2019), la production nationale d'électricité couvre 28,3 % (22,6 % d'électricité nucléaire et 5,7 % d'électricité hydraulique) de la « disponibilité » en énergie primaire de la France en 2001. Cette disponibilité est évaluée en soustrayant les exportations à la production nationale. Pour la production d'électricité par des centrales nucléaires, on comptabilise par convention en énergie primaire la chaleur produite par le réacteur nucléaire, ce qui conduit à ce que, pour une même production d'électricité, l'électricité primaire d'origine nucléaire est comptée, exprimée en tonne équivalent pétrole-tep, 3 fois plus que la même production d'origine hydraulique, fossile ou éolienne.

En ce qui concerne la consommation finale d'énergie, l'électricité n'en couvre en 2001 que 22 % (17 % pour la seule électricité nucléaire).

Il est clair que le nucléaire n'est pas une réponse à la recherche improbable d'une plus grande indépendance énergétique (toutes énergies confondues) tant en France que dans l'UE. D'autant que l'exploitation du minerai d'uranium est depuis longtemps abandonnée sur le territoire national. La France détient une poire pour la soif équivalente à 3 ans de consommation d'uranium, et un stockage prévisionnel correspondant à 70 % de la consommation annuelle de gaz naturel : cela ne fait pas pour autant de l'uranium un facteur d'indépendance énergétique pour la France, pas plus que pour le gaz. Il faut par ailleurs une bonne dose d'optimisme pour envisager le recyclage en boucle quasi fermée du combustible usé issu du fonctionnement d'une centrale (voir point 9).

L'argument de l'indépendance énergétique côtoie, sur un mode mineur, celui de la diminution des émissions de CO<sub>2</sub> dans les réflexions de la Commission européenne. Depuis 2019-2020 un débat agite les instances européennes sur la taxinomie : pourquoi empêcher l'électronucléaire d'entrer dans le cadre de

la politique européenne de soutien aux énergies dites décarbonées, alors que le gaz pourrait y prétendre sous certaines conditions d'usage limité dans le temps comme énergie de transition moins « sale » que le charbon ? La décision fin 2021 – qui reste contestée – inclut ces deux énergies en les qualifiant « de transition » et en y attachant certaines conditions.

## 8- Dans les scénarios de transition énergétique, quid des déchets ?

Rappelons qu'au sein de l'UE, les stratégies énergétiques nationales ne relèvent pas des instances de Bruxelles, sinon via les politiques environnementales communes et le respect des règles de concurrence libre et non faussé. Divers scénarios de transition énergétique ont été publiés ces dernières années par des instances institutionnelles françaises ou des organismes tels Négawatt.

RTE (gestionnaire du transport de l'électricité en France) a présenté les résultats de divers scénarios le 25 octobre 2021. Il en résulte une préférence d'un futur énergétique basé sur le scénario dit de référence appelé « une transition de rupture ». Ce scénario envisage une consommation d'électricité de 643 TWh en 2050, contre 475 TWh en 2020, soit une augmentation 35 %.

Contrairement à celles de préparation et d'acheminement du charbon ou du gaz vers les unités de production thermique conventionnelles, la chaîne de fabrication et d'approvisionnement des combustibles utilisés dans les centrales nucléaires est très complexe et fait intervenir à chaque étape la question de la radioactivité (des étapes se déroulant souvent sur des sites dont l'éloignement implique une logistique multimodale). Le traitement des déchets radioactifs finaux et le démantèlement à terme des installations (centrales et autres usines impliquées dans le traitement du combustible) élargit le champ de cette complexité.

La question spécifique des déchets issus de la mise en œuvre du combustible et qui contiennent des quantités plus ou moins importantes de composés à impact radioactif très variable et à durée de vie entre courte et très longue (jusqu'à des centaines de milliers d'années) n'occupe qu'une dizaine de pages, sur une centaine que compte le chapitre 12 du scénario de RTE intitulé « analyse environnementale ». Pour RTE, les difficultés rencontrées actuellement au cours de certaines étapes de la mise en œuvre industrielle du combustible ne peuvent être que résolues par les scientifiques durant les prochaines années : les déchets générés par l'utilisation des combustibles radioactifs ont un devenir recyclable... sauf un déchet final, dont le volume est faible, qui finit en paquets vitrifiés enfouis pour l'éternité dans une grotte souterraine argileuse !

Et pourtant...

- Lors de la phase d'enrichissement, il s'agit de porter la teneur de quelque 0,7 % en isotope fissile U235 dans le mélange

U235/U238, à 3,5-4,5 %, teneur variant en fonction du réacteur destinataire. L'opération qui conduit finalement la fabrication d'oxyde UO<sub>2</sub> enrichi en isotope U235 produit de façon mécanique une importante quantité d'un mélange appauvri (« UA ») en U235 qui va continuer de croître avec la poursuite des activités d'enrichissement. En France, 320 000 tonnes d'UA sont stockés à Pierrelatte. Il semble qu'une partie ait été exportée en Russie notamment, en vue d'un usage assez flou. Comme l'écrit lucidement RTE : « si les 320 000 tonnes devaient être requalifiées en déchets, ils relèveraient vraisemblablement de la catégorie FA-VL (faible activité et vie longue), déchets devant faire l'objet d'une gestion spécifique du fait de leur longue durée de vie » (impliquant un stockage en faible profondeur). L'ASN en mai 2009 soulignait son désaccord avec un arrêté fixant les conditions dans lesquelles des dérogations pourraient être accordées aux industriels pour introduire des radionucléides dans des biens de consommation et des matériaux de construction (le code de santé publique interdit l'addition de matières radioactives dans ces produits mais prévoit des dérogations).

- Plongées dans la marmite d'eau sous pression qu'est la cuve du réacteur, les grappes de « crayons de combustible » UO<sub>2</sub> enrichi apportent leur énergie de fission de l'U235, dont la teneur va décroître au cours des quelques années d'utilisation, mais qui va générer, avec d'autres isotopes fissiles qui apparaissent en cours de réaction, un spectre très étendu de produits de fission dont beaucoup présentent une radioactivité et une durée de vie significatives. Parallèlement, l'U238 formé au cours de la réaction, qui, lui, est fertile (ainsi que des traces d'U234 présent dans le combustible enrichi) capture des neutrons émis par la réaction de fission conduisant à la formation de plutonium P239 et des actinides mineurs très radiotoxiques. L'efficacité du combustible décroissant avec le temps, un renouvellement par groupe de grappes est réalisé après 2-3 ans de fonctionnement. Le combustible « usé » est immergé dans une piscine de la centrale pour le refroidir durant une certaine période.

- Deux options se présentent pour sa gestion ultérieure. L'une consiste à le considérer radioactive hors du site de stockage (via un séjour en piscine de refroidissement puis une matrice d'entreposage ad hoc). L'autre, choisie en France, consiste à le considérer comme une source énergétique après séparation d'avec les actinides mineurs et autres produits de fission (4 % d'un combustible standard déchargé du parc français). Les 96 % restants sont constitués de plutonium (1 % du combustible usé) et d'uranium appauvri (uranium de retraitement-URT). Cette séparation intervient après un séjour en bassins de refroidissement durant 4 à 5 ans.

- L'URT qui n'est pas réutilisé actuellement, est stocké et/ou exporté vers la Russie qui est dotée d'une capacité de ré-enrichissement de l'URT en uranium de retraitement enrichi (URE) par une méthode spécifique. Pour EDF et pour RTE dans ses scénarios, la fabrication d'URE reprendra en France en 2023, après 10 ans d'arrêt, permettant la poursuite du cycle vertueux de réutilisation de ce qui ne sera plus considéré comme un déchet... Dans cette hypothèse, le recyclage de l'URT en URE viendra remplacer une partie de l'UO<sub>2</sub> enrichi dans l'usine d'enrichissement d'uranium. Se posera la question de

comparaison de coûts et de devenir des déchets résultant du recyclage de l'URT.

- À partir des années 1990, le plutonium issu du retraitement, qui était stocké jusqu'alors, a été mélangé à de l'uranium appauvri pour fabriquer du MOX dont les assemblages sont réintroduits dans les réacteurs en remplacement partiel des assemblages classiques d'uranium enrichi (permettant ainsi d'économiser l'uranium enrichi). Un certain nombre de réacteurs européens (néerlandais, français, allemands, britanniques...) utilisent ou utilisaient du MOX ; celui-ci est constitué de 6 à 7 % de plutonium et de 93 à 94 % d'uranium appauvri. Seule une partie des réacteurs de 900 MW est actuellement autorisée à utiliser du MOX. Après la période d'utilisation, le combustible usé « MOXé » est stocké en piscine durant une période de refroidissement 3 fois plus longue que celle du combustible usé non MOXé du fait de son activité énergétique résiduelle... et ne peut actuellement pas être à son tour recyclé dans des conditions industrielles. Le MOX usé est donc stocké en piscine par Orano à La Hague, une nouvelle piscine dédiée devant être construite dans une dizaine d'années. Le recyclage du plutonium en MOX est donc un fusil à un coup, du plutonium se retrouvant de nouveau stocké comme déchet dans le MOX usé.

## 9- Quelques compléments

### Volumes concernés

Hervé Kempf rapporte dans la revue Reporterre (15/06/2021) une réflexion de Jean-Marc Jancovici concernant la filière nucléaire : « La totalité des déchets emmerdants, ceux à longue durée de vie (LV) et à haute activité (HA) qu'on a créés depuis le début du parc nucléaire, occupe le volume d'un gymnase ». Mais pour Kempf, ces déchets emmerdants dégageant une radioactivité phénoménale nécessitent des protections massives. Selon l'Andra, fin 2019, il y avait un volume cumulé de 4 090 m<sup>3</sup> de ces déchets enveloppés dans une gangue protectrice (« colis primaires ») destinés à être reconditionnés en « colis de stockage » : « le volume de stockage rapporté au volume des colis primaires représente un facteur 3 pour les déchets HA et de l'ordre d'un facteur 4 pour les déchets MA-VL » (moyenne activité, vie longue). Il faudrait donc envisager un volume global d'environ 12 300 m<sup>3</sup>, auquel il faut ajouter les combustibles usés MOX (environ 2 300 m<sup>3</sup>, soit de l'ordre de 6 900 m<sup>3</sup> enveloppés). Le total serait ainsi de l'ordre de 19 000 m<sup>3</sup>.... Soit 3 gymnases chers à Jancovici.

### Les déchets ultimes

Le cimetière nucléaire envisagé par l'Andra à Bure, destiné à enfouir ces déchets (et toutes sortes d'autres) pour des (centaines de ?) milliers d'années, nécessiteraient 15 km<sup>2</sup> de galeries souterraines et 600 ha pour abriter les installations de surface.

## Le bilan du retraitement-recyclage en France

(Extrait du petit memento des déchets nucléaires, Les cahiers Global Chance, septembre 2005) EDF décharge chaque année de son parc environ 1 150 tonnes de combustible irradié, dont 1 050 tonnes d'oxyde d'uranium (UOX) et 10 tonnes de MOX. EDF fait retraiter chaque année à La Hague, l'usine de retraitement française, 850 tonnes d'UOX et fabrique à Marcoule, l'usine de production de combustible MOX, 100 tonnes de ce combustible. Entre 16 et 18 réacteurs (sur 20 autorisés), tous de puissance 900 MW, sont en moyenne chargés en combustible MOX dans la proportion maximale de 30 %.

Malgré cet usage, le stock de plutonium (Pu) séparé

a commencé à croître avec l'introduction de MOX dans le parc et progresse parallèlement depuis. Le stock français de plutonium séparé et non réutilisé en réacteur atteignait 48,1 tonnes fin 2003 (auxquelles s'ajoutent 30,5 tonnes de plutonium étranger). Le stock de Pu tend à se stabiliser avec la production régulière de MOX.

## Le MOX n'est pas, au moins à moyenne échéance, la solution pour éliminer le plutonium issu du type de filière actuel

Le stock d'uranium issu du retraitement, dont l'inventaire n'est pas connu, augmente régulièrement. D'autre part, l'évaluation du bilan matières du parc nucléaire actuel sur l'ensemble de sa durée de vie (40 ans pris en compte en 2003 !) montre que la stratégie retraitement incluant le MOX ne réduit que de 20 % la quantité de plutonium finalement accumulée (comme le montre le rapport Charpin Dessus Pellat « Étude économique prospective de la filière électrique nucléaire »).