

NUCLÉAIRE & ÉNERGIES

Une publication ARSCA

n°70 - Juin 2017

« Ma décision ne se fondera pas sur un plan politique, pour le nucléaire je ferai appel aux scientifiques et notamment à l'ASN. »

Emmanuel Macron le 5 mai 2017 face à la Direction de Médiapart



Dans ce numéro

Les temps changent

L'évolution du secteur énergétique

L'actualité des réacteurs nucléaires

Les paradoxes du marché de l'uranium

Panorama de l'actualité de l'aval du cycle au premier semestre 2017






Vous avez dit contre-vérités ?

Rappels sur énergie et puissance

ARSCA

Association d'anciens et de retraités d'AREVA

NUCLÉAIRE & ÉNERGIES

	POINT DE VUE Les temps changent	Page 3
	ÉNERGIE L'évolution du secteur énergétique	Page 8
	NUCLÉAIRE L'actualité des réacteurs nucléaires Les paradoxes du marché de l'uranium Panorama de l'actualité de l'aval du cycle au premier semestre 2017	Page 14 Page 20 Page 24
	NUCLÉAIRE et SOCIÉTÉ Vous avez dit contre-vérités ?	Page 29
	RAPPELS SUR ÉNERGIE ET PUISSANCE	Page 36

Couverture : Centrale de Fessenheim (© altix5 - Fotolia.com).

« NUCLÉAIRE ET ENERGIES » est établi à partir d'articles rédigés par différents auteurs. Ont contribué à ce numéro :

Point de vue	Bernard LENAIL
Énergie	Louis-François DURRET
Nucléaire	Patrice Caumartin, Claude SEYVE et Jacques SIMONNET
Nucléaire et Société	Henri ZACCAI

La coordination de l'ensemble des rubriques est réalisée par Guy DUCROUX, Gérard LEPINE et Danièle RAISONNIER avec la collaboration de Bernard LENAIL en tant qu'éditeur.

ARSCA
Tour AREVA, Boîte 0706-B2
1 Place Jean Miller, 92084 PARIS LA DEFENSE
Mail bureau@uarga.org Site www.uarga.org

LES TEMPS CHANGENT

Bernard LENAIL

Déjà l'an dernier, suite au référendum sur le Brexit, le Royaume-Uni tournait le dos à l'Europe; aujourd'hui on n'y voit guère plus clair ! Après un changement radical avec l'arrivée à la Maison Blanche de Donald Trump les choses ont commencé à se bousculer dans le désordre. Il y a un mois Donald Trump tournait presque le dos à l'Europe, dans le cadre du sommet de l'OTAN, et, de retour à Washington, décidait de tourner le dos à la planète entière en décidant de revenir sur la signature de son prédécesseur à l'accord de Paris sur le climat.

En Suisse, aussi, les choses évoluent et vont devoir évoluer, lentement mais résolument, en matière de production électrique sur 15 ou 20 ans.

La Corée du Sud prend un chemin analogue de façon un peu brutale mais qu'on pressentait déjà depuis quelque temps : mettre fin au programme nucléaire. Le président Moon a dans la foulée annoncé son intention d'abandonner rapidement les hydrocarbures pour produire de l'électricité. Abandonner en parallèle le nucléaire (environ 30% du mix électrique) et les énergies fossiles (environ 40% du mix), une gageure : on savait les coréens courageux, les voilà aussi téméraires ! Rien ne dit que ceci se fasse sans résistance dans la durée.

Ilot de stabilité, l'Allemagne transitionne à tout va : le nucléaire va bientôt disparaître et les allemands en sont fiers, les énergies renouvelables se développent et le citoyen en veut toujours plus ; le charbon et le lignite se portent bien, merci à tous les mineurs. Reste à savoir si le climat s'en portera mieux, il est permis d'en douter mais il est mal vu de le dire, une chose est sûre tout cela coûtera encore plus cher que prévu puisqu'il va falloir indemniser les exploitants nucléaires plus que prévu (la bagatelle de 6,3 milliards d'€ aux dernières nouvelles alors que toutes les procédures de sont pas encore terminées).

En France beaucoup de choses changent et vont changer dans beaucoup de domaines mais il est encore un peu tôt pour y voir tout à fait clair notamment pour ce qui est du domaine nucléaire malmené depuis plusieurs années.

L'Accord de Paris sur le climat

Les États-Unis ont donc finalement annoncé au monde, après un très long suspense, leur décision de se retirer de l'Accord de Paris. Différée à plusieurs reprises, cette décision n'est pas une surprise, elle a cependant provoqué à travers le monde un tollé quasi unanime. Le premier accord signé par pratiquement tous les pays du monde (195), ratifié par 145 moins d'un an après sa signature officielle, une prouesse, est dénoncé par les USA peu de temps après sa ratification : un bien triste record. Rien de nouveau pourtant Trump défend la position constante des États-Unis : depuis 1992, sauf Barak Obama, tous les présidents ont en effet placé l'économie US avant l'environnement.

Cette décision a été annoncée par Donald Trump avec beaucoup de hargne et d'agressivité, en s'appuyant sur des affirmations erronées...et pour donner satisfaction, non à l'Amérique toute entière, mais à ses électeurs et à son propre parti...à ses électeurs de Pittsburg, pas à ceux de Paris (France) a-t-il souligné en rappelant que l'accord a été signé à Paris !

L'Amérique tourne donc le dos égoïstement et avec mépris au reste du monde mais tourne aussi le dos à son propre avenir : cette renonciation n'empêchera pas les uns et les autres de fermer, même aux États-Unis, qui des mines de charbon, qui des centrales à charbon. Cette renonciation contribuera à la baisse d'influence des États-Unis dans le monde et à leur perte d'image : le pays qui a le plus émis de CO2 dans le passé, celui qui en émet toujours le plus, de beaucoup, par habitant affirme haut et fort son insolent *America First*.

Bref une décision irresponsable, une faute historique. L'Europe, la Chine, l'Inde se sont empressés de dire qu'ils feront tout pour sauver l'Accord et annoncé leur volonté de prendre le leadership mondial.

On verra rapidement ce qu'il en est : un sursaut salutaire, un électrochoc positif pour certains, un élan mondial coupé pour d'autres. Il ne sera cependant pas facile de trouver les ressources pour alimenter le fonds promis aux émergents pour les aider à parer aux effets du réchauffement (100 milliards de \$ par an sans limite de temps). Même si le retrait de l'Accord n'interviendra formellement qu'en 2020, c'est dès maintenant que Donald Trump a coupé tous les crédits, y compris aux organismes US essentiels à la poursuite des efforts de recherche sur le climat et les sciences de la terre mais aussi sans doute sur les technologies susceptibles de contribuer à la réduction des émissions de CO2.

Nombre d'américains veulent poursuivre leurs engagements et leurs efforts (gouverneurs, grands industriels, responsables de grandes métropoles) : la Californie vient de signer avec la Chine un accord en ce sens. Cela ne sera sans doute pas suffisant bien que l'Etat Fédéral ne dispose pas des moyens de contrecarrer les efforts des entreprises ou des métropoles. L'Europe et la Chine devraient travailler de concert pour promouvoir le lancement d'une taxe carbone ou au moins un marché sérieux du carbone, et contrer les tentatives de lâchage de certains états tentés de suivre l'exemple US (effet boule de neige)...en attendant Donald Trump se dit très fier de sa décision.

Plutôt que *Make America Great Again* tous ceux qui aiment l'Amérique auraient préféré entendre Donald Trump proclamer *Make our Planet Great Again*.

Espérons que l'Accord de Paris surmontera les difficultés.

Brexit/Euratom

Le Royaume Uni a décidé de quitter l'Europe : décision souveraine et irrévocable mais la négociation sur les modalités n'a pas encore commencé. Il est trop tôt pour savoir si les choses se passeront à l'amiable comme dans certains divorces ou comme dans d'autres dans le drame. L'énergie et les questions nucléaires ne font pas partie des sujets en tête de l'agenda. Pour ce qui est du nucléaire les choses sont cependant importantes car la sortie de l'Europe entraîne pour la Grande Bretagne la sortie de l'Accord Euratom qui remonte à 60 ans. Bien que cet accord soit antérieur à la création de l'Union, le Royaume-Uni va donc devoir sortir d'Euratom. Ce traité dont on parle peu est cependant important, il couvre :

- Le contrôle des matières fissiles, par délégation de l'AIEA (contrôleurs, laboratoires, gestion des matières, non-prolifération) ;
- Certains programmes de recherche concernant la sûreté et la radioprotection ;
- Les partenariats entre les pays de l'Union et les pays étrangers (USA, et Canada par exemple ou le Japon) ;
- Les programmes de recherche sur la sûreté des réacteurs, sur les programmes de fusion (JET en Angleterre et ITER à Cadarache) ;
- Les autorisations de constructions de nouvelles installations.

Ces sujets sont certes importants et on comprend que la plupart des industriels et organismes de recherche s'en préoccupent : ils aimeraient que rien ne change !

Cela pourrait ne pas être si facile car si Euratom a souffert dans son fonctionnement du manque de consensus entre tous les partenaires puisque seuls la France et la Grande-Bretagne ont eu de tout temps des politiques claires et cohérentes en matière de nucléaire.

La sortie de la Grande Bretagne laissera la France isolée face à des partenaires non intéressés sinon hostiles. Par ailleurs la filiale anglaise d'EDF (EDF Energy) qui gère tous les réacteurs anglais vient de lancer la construction des deux EPR d'Hinkley Point : elle aussi a intérêt à ce que rien ne change.

Dans le cadre du Brexit, la France et la Grande-Bretagne n'ont rien à gagner de changements dans l'accord Euratom.

Le plan Suisse Energie 2050

Après des débuts enthousiastes il y a 40 ou 50 ans, le programme nucléaire suisse s'était figé : de moratoire en moratoire plus aucun nouveau développement n'était envisagé. En 2008/2010 il apparaissait cependant que le moratoire n'allait pas être reconduit et les électriciens bruissaient de projets visant à renouveler leur parc. Patatras l'accident de Fukushima de mars 2011 a permis à Doris Leuthard, la ministre de l'énergie, de lancer un combat contre le nucléaire : au placard les projets de réacteurs et priorité à l'arrêt au plus tôt des 5 réacteurs en service.

Après un long processus la Loi Energie 2050 a été votée par le parlement en septembre 2016 et, après quelques péripéties, entérinée par le peuple en mai 2017. Comme toutes les lois de ce type, cette loi est très complète : nucléaire, hydraulique, renouvelables et...économies d'énergie.

Pour ce qui est du nucléaire les choses sont claires : pas de nouveaux réacteurs et les réacteurs seront arrêtés quand l'exploitant le jugera économiquement opportun ou quand l'autorité de sûreté l'exigera mais normalement pas avant 45 ans d'exploitation.

Pour le reste les choses sont plus compliquées :

- Évitions la mort économique du patrimoine hydraulique victime du dérèglement du marché européen au sens large de l'électricité ;
- Développons les ENRi, énergies renouvelables intermittentes, et la biomasse ; et
- Économisons l'énergie.

Loin de nous l'idée de contester cette loi voulue par nos amis suisses, formulons simplement quelques constats :

- Le public comme certains leaders d'opinion ont été laissés dans l'ignorance des réalités techniques et scientifiques...celles-ci ayant été constamment ignorées dans les débats. La désinformation menée par les opposants au nucléaire a eu la partie belle puisque les supporters sont restés silencieux : ni les industriels, ni les spécialistes ou les professeurs comme tous les *sachants* n'étant pas intervenus ;
- De rationnel (les possibilités, les choix possibles, les coûts) comme on aurait pu l'attendre en Suisse le débat est devenu émotionnel, éthique, moral...il convient de réduire la consommation, freiner le développement...et curieusement l'économie ne semble pas avoir été beaucoup abordée ;
- Les mérites du nucléaire ont été systématiquement occultés et la notion de progrès a été volontairement oubliée.

Tout cela est très curieux : le pays n'est guère propice aux énergies renouvelables. L'hydraulique y est chère et presque saturée, les surfaces disponibles pour des éoliennes ou des panneaux solaires sont limitées, le vent et le soleil n'ont rien d'extraordinaire : la Suisse n'est pas l'Espagne très largement ensoleillée ni la Mer du Nord très venteuse...le gaz a par conséquent un bel avenir en Suisse

L'avenir dira si Doris Leuthard, devenue entretemps présidente de la Confédération, aura eu raison d'imposer un choix aussi radical. *On peut, a-t-elle proclamé, diminuer notre consommation sans perte de confort.*

Beaucoup de gens semblent penser qu'il suffira de se restreindre, d'autres disent qu'on pourra toujours récupérer à bon compte de l'électricité éolienne allemande ou nucléaire française... est-ce si vrai ?

Un optimiste invétéré indique que cette loi est très bien : rien n'y interdit de faire dans 20 ans une nouvelle loi autorisant la construction de nouveaux réacteurs réellement plus sûrs.

Ce qui paraît certain est que la Suisse va, sur 15 ou 20 ans, abandonner le nucléaire et devenir de plus en plus dépendante d'approvisionnements extérieurs, elle l'est déjà un peu, et semble bien située géographiquement.

Le cas français

En France tout change c'est du moins ce que les récentes élections nous laissent pressentir mais il trop tôt pour pouvoir faire des prévisions dans le domaine de l'énergie : l'avenir est encore très incertain et le passé, marqué de mauvais souvenirs, est encore trop récent. Il est cependant permis d'espérer : la centrale de Fessenheim dont on annonçait la fermeture à fin 2016 est toujours en fonctionnement et surtout la confiance qu'EDF et AREVA ont constamment affirmée quant à l'avenir de l'EPR de Flamanville vient d'être reconnue par l'ASN. Révélées il y a deux ans les anomalies sur la cuve ont nécessité de longs travaux et études puis l'examen par de nombreux experts : ces différentes démarches longues et coûteuses arrivent enfin à leur terme sans remise en cause de la cuve. On trouvera sur le blog de Sylvette Huet, journaliste bien connu et apprécié, des commentaires instructifs sur la communication des différentes parties prenantes : <http://huet.blog.lemonde.fr/2017/07/05/la-cuve-de-lepr-lecons-mediatiqes/>

Une éclaircie bienvenue, souhaitons qu'il y en ait d'autres.

Avant tout souhaitons que le pays, dans son ensemble ouvre les yeux sur la réalité des questions énergétiques sans parti pris et sans idéologie, ce serait déjà une grande nouveauté. Dans la plupart des pays développés parler d'énergie c'est aujourd'hui parler de transition énergétique : comment, pour lutter contre le réchauffement climatique, dans tous les domaines de la vie, arriver à se passer des énergies fossiles (charbon, pétrole et gaz) génératrices d'émission de CO₂ ? En France parler de transition énergétique c'est le plus souvent parler d'abord de transition électrique et de l'urgence qu'il y aurait à remplacer le nucléaire par les énergies renouvelables intermittentes (ENRi), or ceci ne contribuerait en rien à la réduction des émissions de CO₂ et à la protection du climat : le nucléaire comme les ENRi sont très peu émetteurs de CO₂ par eux-mêmes et sont donc extrêmement utiles pour une vraie transition. Sans le concours contre-nature du nucléaire aux ENRi, l'intermittence de celles-ci entraînerait une augmentation des importations de gaz conduisant à une hausse des émissions de CO₂. Cessons donc d'opposer les énergies comme on le fait encore aujourd'hui mais faisons aussi en sorte que les minorités cessent de dicter la voie à suivre à la majorité.

Un débat rationnel sur des bases réalistes, sans œillères et sans passion est donc nécessaire pour définir à horizon de 30 à 50 ans, une vision à long terme aux mieux des intérêts du pays et non des ONG ou des lobbies ! Cette vision devra prendre en compte

- Les forces et faiblesses du pays ;
- Les coûts des différents choix en cherchant à déterminer dans tous les cas le coût complet d'utilisation ;
- Le bien-fondé de subventions ;
- L'emploi (qualifié pour la conception et la fabrication ou non qualifié pour le montage) ;
- Les aspects industriels et ceux de la balance commerciale (faut-il laisser périliter le nucléaire français et favoriser les importations de matériels photovoltaïques chinois ou éoliens allemand et danois ?) ;
- L'évolution des besoins du fait des progrès technologiques et de la démographie ;
- Les perspectives de recherche et d'innovation (stockage de l'électricité par exemple) ;
- L'instauration, enfin, d'une vraie taxe carbone substantielle, progressive et non limitée à la France.

Ce sont là des évidences, certes mais négligées depuis quelques années. Les prendre en compte honnêtement nécessitera quelque courage. Le Plan ou le dirigisme en matière d'énergie sont de bonnes choses dès lors que les orientations sont bonnes et collectivement acceptées, encore faut-il que les services de l'État eux-mêmes fassent preuve d'objectivité ce qui curieusement n'est plus le cas aujourd'hui.

S'agissant plus particulièrement du nucléaire nous sommes dans le domaine des temps longs, toute décision précipitée de fermeture de réacteur serait préjudiciable à l'industrie comme au pays lui-même :

- C'est dans 18 mois qu'EDF commencera la mise en service de l'EPR de Flamanville ;
- Début 2019 on saura enfin les conditions générales imposées par l'ASN pour envisager la prolongation de la durée de vie des réacteurs au-delà de 40 ans ;
- Sur cette base EDF pourra juger quels réacteurs mériteront d'être prolongés et connaîtra ceux qui ne le pourront pas. EDF pourra alors lancer, au cas par cas, les demandes d'autorisation correspondantes ;
- C'est dans 5 à 7 ans que le concept, en cours d'étude, d'un EPR *nouveau* tenant compte de l'expérience acquise sur les premières unités devrait être validé par l'ASN. EDF pourra alors envisager le lancement d'un programme de renouvellement progressif de 2030 à 2050 du parc actuel à un niveau adapté dépendant des besoins et des autres programmes d'investissement.
- Mais c'est bien avant cela, puisque c'est dès 2018, qu'ANDRA devra déposer sa Demande d'Autorisation de Création (DAC) pour le centre CIGEO de stockage définitif des déchets radioactifs de haute activité et à vie longue dans la région de Bure. Le projet industriel avance mais le précédent gouvernement a laissé s'installer doucement mais sûrement un noyau anti-CIGEO, constitué de gens pour la plupart d'origine non locale et souvent étrangère, qui radicalisent progressivement leurs actions...un lent pourrissement auquel il conviendrait d'apporter enfin un contrôle efficace. Il s'agit en effet de la solution définitive dont a besoin l'industrie nucléaire dans tous les cas, que celle-ci soit mise à l'arrêt ou prolongée.

[Retour au sommaire](#)

L'ÉVOLUTION DU SECTEUR ÉNERGÉTIQUE

Louis-François DURRET

Au cours des quelques mois écoulés, le secteur de l'énergie a été marqué par plusieurs événements politiques majeurs dont les effets seront à coup sûr extrêmement importants.

C'est ainsi que pour la première fois depuis des décennies, les principaux pays producteurs de pétrole appartenant à l'OPEP alliés à d'autres, non membres de l'OPEP, au premier rang desquels figure la Russie, se sont mis d'accord pour réduire leurs productions de façon importante et ainsi tenter de faire remonter les prix, qui étaient descendus jusqu'à 30 \$/baril, provoquant de grandes difficultés budgétaires pour ces producteurs, voire la faillite de certains. Cette nouvelle politique tranche avec la stratégie précédente, plus classique, qui visait, en augmentant les volumes, à faire baisser les prix du brut dans l'espoir de mettre en difficulté la production d'huile de schiste aux USA, production qui a certes baissé mais s'est avérée plus résiliente que prévu grâce à d'importants gains de productivité. Dans un contexte politique plus tendu que par le passé (Qatar, Iran, ...) le retour de l'OPEP et l'élargissement de son influence est un nouveau facteur de risque extrêmement important.

Aux USA, l'élection du Président Trump a fait beaucoup reparler du charbon, mais qu'en est-il vraiment ? N'est-ce pas plutôt le pétrole et le gaz de schistes qui seront les grands gagnants de la nouvelle politique américaine ? Le secteur énergétique pourrait profiter de la négociation de nouveaux accords commerciaux, plus favorables aux USA, en particulier avec la Chine.

Le nouveau Président, climatosceptique, a annoncé sa décision de sortir de l'Accord de Paris ? Au-delà des effets d'annonces, quel sera l'impact réel de cette mesure ?

En France enfin, on peut constater que les questions énergétiques ont été absentes des débats de la campagne électorale. Le nouveau Président élu, Emmanuel Macron, a dit vouloir s'inscrire dans la continuité de la Loi de Transition Énergétique, et fermer Fessenheim. Nicolas Hulot (Ministre d'État, Ministre de la transition énergétique et solidaire accompagné d'une ministre des transports et un conseiller en charge de l'énergie, de l'industrie et de l'innovation) a désormais la tutelle du secteur de l'énergie avec un champ de responsabilité assez vaste. Le pragmatisme va-t-il remplacer l'approche idéologique de certains sujets au premier rang desquels le nucléaire, que nous avons vue à l'œuvre ces dernières années ?

Au niveau européen, la Commission a soumis fin 2016 aux États-Membres un « pavé » de plusieurs milliers de pages sur l'énergie et le climat, initiative assez fraîchement reçue. En particulier rien n'est proposé sur une taxation du CO₂, sans doute parce que ce type de décision requerrait l'unanimité. Mais bien d'autres sujets sont absents ou insuffisamment traités, à commencer par l'éternel débat des compétences respectives des États-Membres et de la Commission. Pourtant de nombreuses questions doivent être résolues au niveau de la plaque européenne, comme disent les électriciens.

Pétrole : un accord historique pour tenter de freiner la chute des prix. Le retour des USA.

Selon un rapport de BP publié fin janvier les réserves de pétrole brut seraient deux fois supérieures à la consommation prévue d'ici 2050. Le pétrolier estime que le prix du pétrole ne retrouvera le niveau de 100 \$ le baril qu'il a connu entre 2011 et 2014, compte tenu de cette abondance de ressources et surtout du fait que les nouvelles ressources, issues des schistes sont entre les mains des USA, ce qui limite la capacité d'influence de l'OPEP. D'où sans doute le rapprochement OPEP-Russie. BP souligne également que la croissance de la demande de pétrole va ralentir, de 1,2 millions de baril (bl)/ jour à 0,4 millions de bl/j en 2035 puis décliner au milieu des années 2040, sous l'effet du développement des énergies « bas carbone ».

Cette perspective ne doit pas faire oublier qu'aujourd'hui, la part des pays du Moyen Orient dans la production pétrolière est à son plus haut niveau depuis les quarante dernières années, selon l'Agence Internationale de l'Energie (AIE). Compte tenu de l'instabilité politique qui règne dans cette région, une nouvelle fois confirmée par la rupture des relations diplomatiques décidée par l'Arabie Saoudite et ses alliés avec le Qatar, la sécurité d'approvisionnement reste un sujet majeur, curieusement peu évoqué par les analystes et les politiques. Un autre facteur de risque est le niveau très bas des dépenses d'exploration, qui ont été réduites de près de moitié depuis 2014.

L'accord conclu fin 2016 est une première (en témoigne l'édition de N&E de juillet 2015 dont un paragraphe avait pour titre « L'OPEP, la politique du chacun pour soi »). L'Arabie Saoudite avait accepté de réduire sa production de près de 0,5 millions de bl/ jour et la Russie de 0,3 millions de bl/j jusqu'à mi 2017. Cet accord restera en vigueur pour 9 mois supplémentaires, jusqu'à fin mars 2018. Il vise à maintenir les cours aux environs de 50 \$ le baril. Mais l'IFP souligne qu'en cas de non-respect des quantités, ce qui s'est déjà vu par le passé, et de hausse de la production d'huile de schiste aux USA, les prix pourraient baisser vers 40\$/bl. De nombreux analystes estiment qu'en dépit de la prolongation de cet accord jusqu'en 2018, les prix de brut ne remonteront pas au-dessus de 60 \$/bl.

Mais il convient surtout de souligner le retour des USA au premier rang mondial pour la production d'hydrocarbures et le fait que le Président Trump veut faire de la domination américaine dans le domaine du pétrole un instrument de stratégie économique et de politique étrangère. La nomination au Département d'Etat du patron d'Exxon en est une illustration. Le fait que le premier déplacement du Président à l'étranger comprenne une visite en Arabie Saoudite n'est pas sans rapport avec ces sujets.

Enfin, il faut signaler que la Chine a atteint en 2016 des niveaux d'importations de pétrole records et que la perspective d'importer gaz et huile de schistes américains l'intéresse au plus haut point.

Gaz : des prix toujours bas. Une aubaine pour les électriciens et pour les renouvelables.

L'AIE souligne l'abondance de l'offre avec le gaz de schiste et la multiplication des sources de production de gaz naturel liquéfié (LNG), d'où une forte concurrence et des prix durablement orientés à la baisse.

Lors de la présentation fin janvier 2017 de son « Panorama » annuel, l'IFP a souligné la forte compétitivité de cette énergie pour la production d'électricité : 30 à 40 €/MWh en Europe, hors UK où la taxe carbone de 22 €/t renchérit le MWh de 9€. Rappelons que les centrales à gaz sont les meilleures amies de renouvelables...

Patrick Pouyanné, Président de Total, a insisté sur ce point lors d'un colloque le 31 janvier 2017. Le chemin suivi par le Danemark, l'Allemagne, l'Inde ou la Chine, avec plus de renouvelables mais du charbon en complément n'est pas le bon pour décarboner.

Il faut du gaz, des renouvelables et de l'efficacité énergétique. L'exemple du Royaume Uni montre qu'avec une taxe carbone qui est passée de 4 €/t en 2013 à 22 €/t en 2015, le basculement se fait du charbon vers le gaz et cela permet de ne plus subventionner les renouvelables les plus compétitifs. Au niveau des clients, cela suppose aussi de nouvelles offres commerciales, telles que « gaz + photovoltaïque + stockage » auxquelles travaillent certains énergéticiens.

Charbon. Aux USA : des promesses de campagne à la réalité économique. La pression des opinions publiques oblige les électriciens à arrêter des centrales (ou à les vendre)

Au-delà des promesses de campagne sur la relance du charbon, un secteur qui pèse d'ailleurs assez peu au plan économique, et ne représente plus que 100 000 emplois, mais est très symbolique au plan politique, et la signature d'un Executive Order annulant le Clean Power Act du Président Obama, on peut penser qu'en réalité l'économie finira par s'imposer. La compétitivité du gaz de schiste ne permettra pas une relance significative du charbon dont le déclin va se poursuivre inexorablement. Le charbon représentait un peu plus de 50% de la production d'électricité en 2000 et seulement 30% en 2016. De plus, certaines réglementations toujours en vigueur, moins médiatisées que le Clean Power Act, concernant les cendres de combustion, les métaux lourds etc., rendent difficile la construction de centrales à charbon. Et de plus, qui oserait aujourd'hui les financer ?

En Europe, plusieurs acteurs ont annoncé leur décision d'arrêter la production d'électricité à partir du charbon, sous l'influence selon les cas, des populations, des ONG et des agences de notation. Ce phénomène touche maintenant la Chine : la municipalité de Pékin vient de fermer sa dernière centrale à charbon, mais reste sous la menace des émissions des provinces environnantes, très industrielles, spécialisées dans la sidérurgie et le ciment. Même si les émissions de CO2 sont stables depuis 4 ans dans le pays, le fait que 60% de la production d'électricité est basée sur le charbon rend l'atteinte de l'objectif du « ciel bleu » à Pékin très délicat à atteindre, même en visant 55 % en 2020.

À noter en Allemagne la décision de transformer une ancienne mine de lignite en STEP (Station de Transfert d'Énergie par Pompes) d'une capacité de 200 MWe.

Électricité

L'électricité reste perçue comme une des solutions, et même la principale pour nombre de décideurs et d'observateurs, pour lutter contre le réchauffement du climat. C'est un atout majeur pour le « nouveau nucléaire ». Pour autant, les marchés de l'électricité sont toujours difficiles et le secteur en proie à de profondes évolutions.

Plusieurs acteurs considèrent que dans le contexte de faible croissance de la demande et de prix de marché bas, les enjeux stratégiques se déplacent de la production vers l'aval, la distribution et la consommation. Selon Les Echos, Enedis (ex ERDF) assure 25 % du résultat d'EDF, et les opérateurs de réseaux d'Engie, 34 % du résultat du groupe. Nombre de tarifs régulés arrivent en fin de vie, or ceux-ci assurent par exemple 18 % du chiffre d'affaires d'EDF et 25 % de son résultat.

S'agissant d'EDF, on notera que l'exercice financier 2016 s'est traduit par des résultats en retrait, avec une baisse de chiffre d'affaires de 5% à 71 milliards d'€ et un résultat brut d'exploitation également en baisse à 16,4 milliards d'€. Toutefois le résultat net a doublé à 2,8 milliards d'€. Le prix de marché resté stable à 26 €, proche du coût de production selon Le Monde, explique largement les résultats. Outre son investissement dans Areva NP, EDF va faire face dans les années qui viennent à des besoins d'investissements importants : 4 à 5 milliards d'€/an pour la maintenance et le grand carénage des réacteurs d'ici 2025 et 2 milliards d'€/an d'ici 2030 pour le doublement de sa capacité de production renouvelables.

Les prix de marché en Europe étant prévus stables en 2017, EDF s'attend à une nouvelle dégradation de son résultat brut en 2017, 2018 étant l'année du « rebond ».

Ces résultats sont cependant bien plus favorables que ceux des électriciens allemands. RWE pourrait être contraint de céder 49% de sa filiale nouvellement créée Innogy (distribution et renouvelables).

Nucléaire

Isabelle Kocher, Directrice Générale d'Engie, a annoncé le 4 avril 2017 la cession à son partenaire Toshiba des parts d'Engie dans leur coentreprise Nugen qui développe un projet de construction de 3 réacteurs AP1000 soit un total de 3800 MWe au Royaume Uni. Selon Le Monde du 9-10 avril, il en ira de même pour le projet turc de Sinop, sur base de réacteurs Atmea. Engie envisagerait également d'ouvrir le capital d'Electrabel pour partager les risques de cette activité historique du groupe. Engie considère que le « nouveau nucléaire » est maintenant un marché de niche et ne peut se développer que dans des conditions très particulières, à l'instar de celles obtenues par EDF pour Hinkley Point.

Relevons également la faillite de Westinghouse suite à des difficultés de design et les dérapages de coût des chantiers de construction des AP1000 aux USA.

Renouvelables et stockages

Un évènement majeur est que pour la première fois dans l'histoire, l'année 2015 a vu plus d'investissements dans les énergies renouvelables que dans les énergies fossiles.

Solaire photovoltaïque. La dynamique d'installation de capacités de production de photovoltaïque se poursuit à un rythme effréné : 70 GWe en 2016, plus que l'éolien terrestre. Les prix de revient des meilleurs projets, au Moyen-Orient ou au Chili (où EDF vient d'inaugurer une importante centrale à Atacama) s'effondrent, 25 à 30 \$/ MWh. La réduction du coût de production des panneaux est une des causes, mais aussi un meilleur rendement et une plus longue durée de vie des cellules (35 ans contre 25 ans il y a 5 ans, selon EDF). Dans 64 pays le solaire ne fait plus l'objet de tarifs subventionnés. Les grands électriciens européens, certains récemment convertis, sont maintenant des partisans actifs du solaire. Mais bien entendu, la Chine reste le principal acteur et devrait doubler ses capacités entre 2015 et 2020 pour atteindre 110 GWe installés. L'Inde voudrait faire presque aussi bien avec 100 GWe visés en 2022. Dans ce paysage idyllique, une fausse note de taille : l'industrie des panneaux souffre toujours et nombre d'acteurs sont en situation précaire.

Parmi les autres renouvelables, à noter les progrès de l'éolien en mer en Europe du Nord, Danemark et Allemagne, où des projets prévus pour commencer leur production en 2023/24 sont maintenant lancés sans aucune subvention, à prix de marché, ce qui traduit les progrès considérables de cette technologie. L'accroissement de la puissance des éoliennes est le principal levier de réduction des coûts.

Dans ce contexte européen favorable, il est à noter que les projets français attribués en 2012 et 2014 ne sont toujours pas lancés en raison de multiples recours. La Direction Générale de l'Énergie et du Climat est à la manœuvre sur ces sujets et travaille à la simplification du cadre réglementaire ainsi qu'à la sécurisation des projets en amont, en particulier en faisant prendre en charge par des organismes publics spécialisés les études préalables (houles, vent, géophysique) de façon à « dérisquer » le plus possible les projets avant la phase d'appel d'offres.

Notre pays reste très actif dans la R&D des énergies marines en général, en témoigne le début de la construction de la première éolienne flottante et l'installation d'hydroliennes fluviales en aval du barrage de Génissiat. Des parcs pilotes sont prévus pour des hydroliennes maritimes suite à l'appel à projets de 2014. Un projet Nemo d'énergie thermique des mers est lancé à la Martinique, la puissance de cette centrale est de plus de 10 MW et sa mise en service est prévue en 2020.

La filière française des renouvelables a fait le constat d'un retard général sur ses objectifs de développements lors de son colloque annuel tenu le 31 janvier 2017. La part des renouvelables dans l'énergie primaire était de 15% fin 2015 contre 17% prévus pour être sur la trajectoire des 23% en 2020. Comme dans le cas de l'éolien en mer, les projets terrestres sont ralentis par les recours même si les simplifications administratives ont pu être mises en œuvre, les retards restent conséquents. Soulignons également que la France est l'un des quelques pays de l'Union Européenne à augmenter par rapport à l'année 1990 (+11%) alors que l'ensemble de l'UE a réussi à réduire sa consommation de 2,5%.

Dans le même temps, deux électriciens américains, NextEra et Dominion déclarent leur intention de construire chacun 1 GWe de photovoltaïque. Un dirigeant de Tucson Electric Power, cité par Bloomberg, justifie le choix du PV par la « volonté de sa base de clientèle ». Le consommateur prend le pouvoir sur le mix électrique ! Aux USA également, Xcel Energy a décidé de construire 3 GWe d'éolien au Dakota. Et le charbon ? « non » répond le CEO d'Excel « je pense qu'on n'en fera plus ».

La question de l'intermittence des renouvelables est bien connue. Celle de l'instabilité qu'elle peut provoquer sur les réseaux en est une autre. Pour pallier à cet inconvénient, l'électricien néerlandais Eneco vient d'installer la plus grosse batterie d'Europe, d'une capacité de 50 MWe (coût : 100 M€) à la frontière entre les Pays Bas et le Schleswig Holstein, zone où 84% de l'électricité provient de l'éolien et du solaire.

Le sujet du stockage semble progresser également sous l'influence des constructeurs automobiles qui proposent des solutions aux particuliers et entreprises à partir de batteries de voitures en fin de vie, des batteries qui gardent encore entre 70 et 75% de leurs capacités. Nissan (qui a vendu 250 000 voitures du modèle Leaf) et BMW sont les plus en pointe sur ce créneau. Cette idée présente en outre l'intérêt pour les constructeurs automobiles de gérer la question de la fin de carrière des batteries.

Trump et l'accord de Paris sur le Climat

Alors que les météorologues confirment que l'année 2016 a été une année exceptionnellement chaude, au-delà de tous les records passés, le Président Trump, climatosceptique, a décidé de faire sortir les USA de l'Accord de Paris sur le climat. Il aura tenu sa promesse de campagne, et imposé sa décision à nombre de ses proches collaborateurs qui étaient favorables au statu quo. Sa décision a suscité de très nombreuses réactions à travers le monde et aux USA même où 350 entreprises avaient écrit au Président pour soutenir l'Accord de Paris et mettre en avant ses effets positifs pour l'économie de pays. Dès cette décision annoncée, de nombreux États (la Californie en premier rang), municipalités (New York, évidemment) et entreprises des États Unis ont fait part de leur intention de réduire leurs émissions de gaz à effet de serre de façon plus ambitieuse que prévu !

Rappelons que l'engagement pris par les USA, deuxième émetteur mondial de CO₂ est de réduire des émissions de gaz à effet de serre de 26 à 28% à l'horizon 2025 par rapport à 2005. Mais au-delà du « jeu » politique, la transformation en cours dans le domaine de l'économie industrielle est à l'œuvre ! Les émissions des USA retrouvent leur niveau du début des années 90 et cela sans engagement fort des gouvernements précédents, c'est le moins que l'on puisse dire, même si Obama a un peu infléchi la tendance. Ce phénomène se constate aussi au plan mondial : pour la troisième année consécutive les émissions de CO₂ sont stables à 31,5 Gt en dépit d'une croissance économique de 1% par an. Et même celles de la Chine commencent à diminuer. Ces résultats sont principalement dus à la décarbonisation du système électrique qui a réduit ses émissions de 30% depuis 2001 alors que la production d'électricité est restée à peu près stable sur la période. Ce qui peut permettre de penser que la décision de Trump aura en fait peu de conséquences et qu'elle peut même accélérer le mouvement des États, Villes et Entreprises qui y voient aussi une opportunité de prendre un « leadership » politique ou économique.

[Retour au sommaire](#)

L'ACTUALITÉ DES RÉACTEURS NUCLÉAIRES

Claude SEYVE

La question de la transition énergétique est-elle bien posée dans les débats actuels ? Tel est le titre d'une déclaration de l'Académie des Sciences du 19 avril 2017. Elle estime que les programmes en matière de politique énergétique devraient mieux tenir compte des contraintes physiques, technologiques et économiques. Elle constate qu'en Allemagne la part des combustibles fossiles dans la production d'électricité est restée inchangée à 55%, ce pays ayant, suite à la baisse forcée du nucléaire, besoin de ces combustibles pour compenser la volatilité des nouvelles énergies renouvelables développées à grand frais. « Il y a une véritable contradiction à vouloir diminuer les émissions de gaz à effet de serre tout en réduisant à marche forcée la part du nucléaire ». C'est l'objectif 50% de nucléaire en 2025 qui évidemment est mis en cause. Cette intéressante prise de position de 3 pages, bien documentée, est à lire absolument.

http://www.academie-sciences.fr/pdf/rapport/lpdv_190417.pdf

L'arrêt de Fessenheim avant avril 2020 ? Trois conditions avaient été posées par EDF en vue de l'arrêt anticipé de Fessenheim pour respecter le plafonnement de la capacité de production nucléaire aux 63,2 GW actuels prévus par la loi de transition énergétique :

- Versement par l'État d'une indemnité de 400 millions d'euros
- Prolongation du permis de construire de Flamanville 3
- Remise en service de Paluel 2

Ces conditions étant remplies, et contre l'avis des représentants du personnel, le Conseil d'Administration d'EDF du 8 avril a mandaté le Président pour remettre la demande d'abrogation de l'autorisation d'exploitation 6 mois avant la mise en service de Flamanville 3. Deux jours après, le gouvernement promulguait dans la précipitation un décret prévoyant que l'autorisation d'exploitation de Fessenheim est abrogée... avec date d'effet au démarrage de Flamanville 3 ! Ce démarrage est actuellement prévu au 4^{ème} trimestre 2018 mais peut être repoussé jusqu'au 10 avril 2020 suivant les décrets en vigueur. Affaire (ou grand gâchis économique et écologique ?) à suivre et belle pirouette pour décréter que Fessenheim ne sera pas arrêtée avant la fin du quinquennat, tout en ayant l'air...



Fessenheim

Après L'EPR, l'AP 1000 de Westinghouse est autorisé en Grande Bretagne, mais... La conception de l'AP 1000 a obtenu son *General Design Assessment (GDA)*, une étape importante pour le projet NUGEN de trois réacteurs sur le site de Moorside. Mais c'est plutôt la situation critique de Westinghouse, rachetée en 2006 par Toshiba à BNFL, qui pose problème : En raison des dépassements de coûts et de retards dans ses programmes américains Westinghouse a annoncé le 29 mars son insolvabilité au titre du droit américain de la faillite. Du coup Engie (ex Suez), qui participait au projet à hauteur de 40% aux côtés de Toshiba se retire en exerçant son droit de transfert de sa part à Toshiba, tout en restant disposé à apporter son savoir-faire si le projet continue.

Notons que deux autres conceptions de réacteurs sont à l'étude en Grande Bretagne en vue du GDA :

- L'ABWR d'Hitachi-GE
- L'UKHPR (type Hualong one) présenté par le Chinois CGN et EDF

En Belgique, l'horizon est éclairci pour Tihange 2 et Doel 3 : Ces réacteurs avaient été arrêtés pour expertises pendant près de 18 mois en raison de la découverte de défauts dus à l'hydrogène dans le matériau des cuves. Suite à ces expertises, ces réacteurs avaient été autorisés à redémarrer en novembre 2015. De nouvelles inspections, conduites à l'occasion de l'arrêt programmé des tranches, n'a montré aucune aggravation de la situation.

Plus de nouveaux réacteurs en Suisse, mais on exploitera les réacteurs existants le plus longtemps possible.

Fin mai, les Suisses se sont prononcés par référendum, par un score de 58 %, mais avec une participation de 42 % seulement, sur la nouvelle stratégie énergétique prévue par le gouvernement fédéral. Cette stratégie prévoit une réduction drastique de la consommation énergétique, de 16 % en 2020 par rapport à 2000 pour passer à 43% d'ici à 2035. Ce projet interdit la construction de nouvelles centrales nucléaires mais les centrales existantes pourront rester en service tant que leur sûreté sera jugée satisfaisante. Une initiative des verts qui visait à limiter leur durée de vie à 45 ans avait été déboutée par référendum en novembre dernier. Actuellement le nucléaire représente 39% de la production électrique suisse en moyenne annuelle sur 10 ans. Un débat s'est instauré sur la faisabilité d'un tel programme qui risque d'augmenter le recours aux énergies fossiles et aux importations, ainsi que son coût pour le consommateur.



Gösgen

En Allemagne, la Cour Constitutionnelle fédérale, saisie par les compagnies électriques concernées a statué sur la conformité de la décision gouvernementale de sortie du nucléaire. Dans un jugement du 6 décembre 2016, elle indique que la décision est conforme à la constitution mais porte atteinte à certains droits de propriété. Les compagnies propriétaire sont ainsi en droit de réclamer des compensations. Elles parlent de 20 milliards d'euros.

Et, cerise sur le gâteau, la même Cour Constitutionnelle vient d'annuler la taxe sur les combustibles nucléaires contestée depuis plusieurs années par les compagnies électriques. Cette décision va leur permettre de réclamer à Berlin quelques 6 milliards d'euros versés de 2011 à 2016.

Les réacteurs hongrois de PAKS prolongés de 20 ans : Quatre tranches russes de 440 MW sont en fonctionnement à PAKS. Démarrés entre 1983 et 1987, ils verront la durée de leur exploitation passer de 30 à 50 ans. L'autorisation est acquise pour PAKS 1 et 2 et la demande en cours d'examen pour PAKS 3 et 4. Pour ces réacteurs, AREVA vient d'obtenir un contrat de mise à jour du système de contrôle commande.

Le projet de deux nouveaux réacteurs russes sur le site suit son cours : La Commission Européenne a statué sur la conformité de l'attribution de la commande à la Russie malgré l'absence d'appel d'offre, et doit se prononcer sur le recours éventuel à des aides de l'État. Par ailleurs à l'occasion d'une visite en février à Budapest, Vladimir Poutine a déclaré que la Russie était disposée à financer la totalité du projet ... (12 milliards d'euros).

En Iran, les travaux de préparations du terrain pour la construction de Bushehr 2 ont démarré : Rappelons que la Russie et l'Iran à la suite de l'achèvement par l'industrie russe de Bushehr 1 -dont l'Allemand KWU avait suspendu la construction au moment de la révolution iranienne- ont signé en 2014 un accord cadre prévoyant l'implantation de 4 réacteurs VVER 1000 à Bushehr et de 4 autres sur un site à définir. L'accord prévoit en outre la fourniture des assemblages combustibles et la reprise des combustibles usés pour traitement et stockage en Russie.

Et c'est la Chine qui supervisera la transformation de l'IR 40 d'Arak : Les accords conclus entre l'Iran et le « P5 +1 » (les pays membres du conseil de sécurité + l'Allemagne) prévoyaient entre autres que le réacteur à eau lourde d'Arak devait être transformé afin d'empêcher la production de plutonium à vocation militaire. En avril, le Chinois CNNC et l'Iranien AEOI ont signé un contrat prévoyant la supervision par la Chine de cette transformation.

Aux Émirats Arabes Unis, la construction de Barakah 1 est terminée : Cette construction a valeur de test, s'agissant de la première réalisation d'un réacteur à l'export par les Coréens. *Emirates Nuclear Energy Corporation* a décidé de reporter la mise en service à 2018 pour s'assurer une vérification d'experts indépendants de l'Agence Internationale de l'Energie Atomique (AIEA) et de l'organisation mondiale des opérateurs nucléaires (WANO) avant le chargement des combustibles.

L'Inde lance la construction de 10 réacteurs à eau pressurisée indigènes : Le gouvernement vient d'autoriser la construction de 10 réacteurs PWR de 700 MW. L'objectif : accélérer son programme national et stimuler son industrie nucléaire. L'Inde dispose actuellement de 22 réacteurs (principalement des réacteurs à eau lourde de petite taille, ainsi que les deux BWR de Tarapur – la génération GE de Fukushima !- et les deux réacteurs VVER 1000 de Kudankulam récemment mis en service.

Au Pakistan, la quatrième tranche de la centrale de Chasma (300 MW chinois) a divergé : Sa mise en service commerciale est prévue pour la fin de l'année.

Les Chinois confirment leur agenda pour 2017 : En début d'année, la *National Energy Administration* a fait le point sur les projets :

- Cinq réacteurs seront démarrés en 2017, dont deux tranches AP 1000 et l'EPR de Taishan 1.
- La construction de 8 nouvelles tranches sera lancée ainsi que les travaux préparatoires à 8 autres tranches.
- La construction d'un réacteur à haute température refroidi au gaz sera poursuivie dans la province de Shandong, et les travaux préparatoires en vue du développement de petits réacteurs modulaires seront poursuivis « prudemment ».

À l'exportation, la Chine continuera ses projets au Pakistan et en Grande Bretagne (Hualong One en liaison avec EDF) La Chine entend également renforcer sa collaboration nucléaire avec la Russie et les États-Unis, mais aussi avec l'Argentine, la Roumanie et la Turquie.

Enfin, la Chine souhaite être impliquée dans la réorganisation d'Areva en prenant une participation dans le cycle du combustible.

La Corée du Sud vers un changement radical de cap ?

Le nouveau Président de centre gauche Moon Jae-In a confirmé sa position de campagne électorale en faveur d'une sortie progressive du nucléaire. Au cours d'une cérémonie très médiatisée de fermeture de la première centrale coréenne Kori1, mise en service en 1977, il a confirmé sa volonté de diminuer progressivement le recours au nucléaire et ainsi de ne plus mettre en chantier de nouvelles centrales et de ne pas autoriser la prolongation de durée de vie des centrales actuelles. Il joue sur une opinion publique d'autant plus marquée par les évacuations intervenues à Fukushima que nombre de centrales sont situées dans des zones très habitées peuplées. S'y rajoutent les scandales de corruption et de malversations mis à jour en 2013 et les violents tremblements de terre de l'hiver dernier.

La Corée est le cinquième producteur mondial d'électricité nucléaire (après les USA, la France, la Russie et la Chine), 25 réacteurs fournissent 30 % de l'électricité et un passage à 36 réacteurs était envisagé pour 2029. Cette volonté, basée on le voit bien sur l'idéologie, -on reparle même de « *nuclear free zone* », va mettre à mal une industrie coréenne qui, sur la base d'un programme national solide, avait atteint sa maturité et engrangé un premier succès à l'exportation – contre l'industrie française – avec la construction des 4 réacteurs de Barakah aux Émirats Arabes Unis. Cette industrie devrait faire valoir ses arguments, en espérant que le réalisme et le bon sens l'emporteront mais...

Au Japon, cette année s'annonce décisive : La liste des réacteurs qui ont reçu le blanc-seing des autorités de sûreté s'allonge, c'est le cas tout récemment pour Ohi 3 et 4 de Kansai. Mais des recours juridiques de riverains souvent très minoritaires ralentissent le processus de démarrage : c'est ainsi qu'un an a été perdu pour le redémarrage de Takahama 3 et 4 qui vient d'avoir lieu, Genkai 3 et 4 vont également pouvoir redémarrer, un collectif de 230 résidents ayant été débouté par la cour de district de Saga.

Cinq tranches sont ainsi en service : Sendai 1 et 2 de Kyushu, Ikata3 de Shikoku et Takahama 3 et 4 (partiellement chargés en Mox) de Kansai. Devraient s'y rajouter d'ici la fin de l'année, Genkai 3 et 4 et peut être Ohi 3 et 4. On remarquera qu'il s'agit tous de réacteurs à eau pressurisée (PWR).

Les choses avancent donc et on peut penser qu'à terme le Japon devrait recouvrer au moins la moitié de la puissance installée en 2010, compte tenu de la grande taille des installations qui redémarreront. Bonne nouvelle pour la planète, ce sera autant de combustible fossile en moins.



Sendai 1 et 2

À noter enfin que le gouvernement japonais a tiré un trait définitif sur un éventuel redémarrage du réacteur rapide de Monju.

Aux États-Unis la situation est pour le moins contrastée : Après l'autorisation obtenue pour Grand Gulf et Enrico Fermi, c'est 86 tranches qui voient leur durée de vie prolongée à 60 ans. Nous sommes loin des hésitations françaises sur la durée de vie! Le bas prix persistant sur le marché de gros de l'électricité conduit cependant certains investisseurs à prévoir un arrêt à plus court terme : c'est le cas de Palisades dans le Michigan et d'Indian Point dans l'état de New York.

La construction des 4 AP100 de Westinghouse devient difficile : Des délais et des dépassements sont constatés : Ils sont estimés par le constructeur à 4 milliards de dollars. Westinghouse a ainsi été dans l'obligation de déposer une « demande d'insolvabilité » qui pourrait permettre à l'entreprise de se délier des obligations de prix forfaitaires contractées. Cette situation pèse lourdement sur la situation financière de la maison mère Toshiba qui a tenu néanmoins à annoncer que ses projets en Chine n'étaient pas concernés par ce problème.

Les petits réacteurs sont à la mode : En tous cas, l'initiative du DOE de soutenir financièrement les projets de SMR (Small Modular Reactors) suscite de l'intérêt. Le projet le plus avancé est celui déjà connu de Nuscale qui envisage la construction de 12 modules d'une puissance totale de 540 MW avec une mise en service commerciale en 2026. Deux autres projets ont été annoncés :

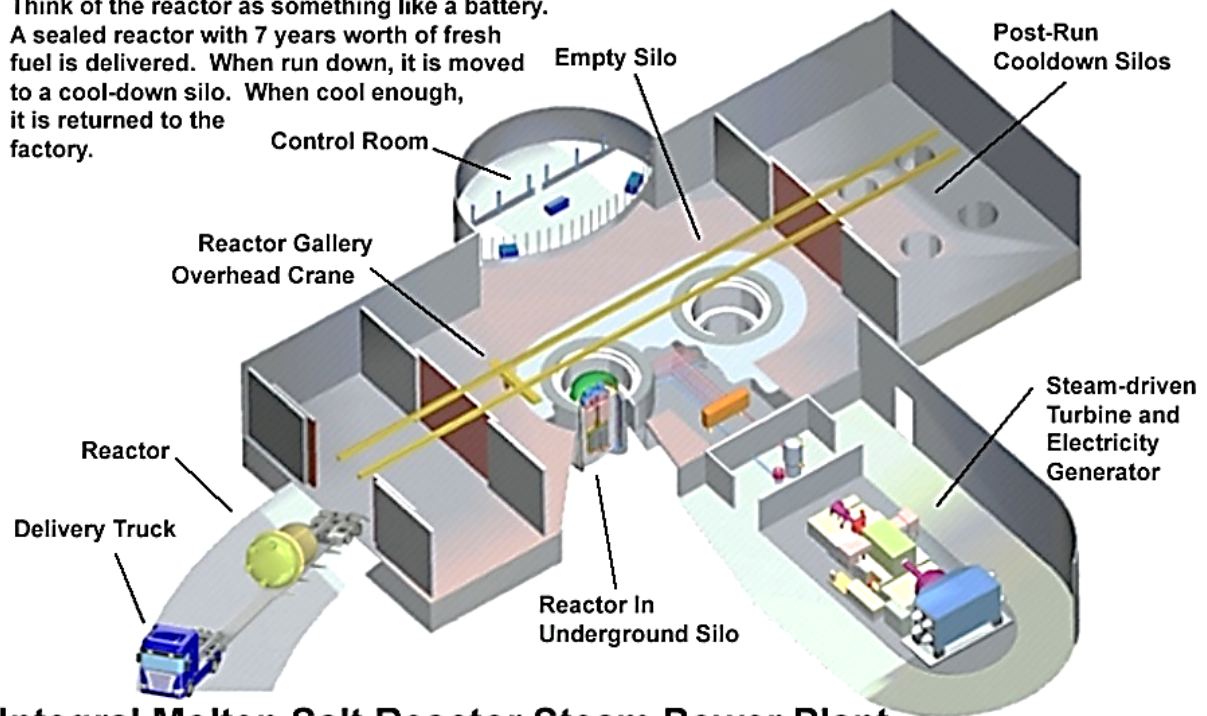
GE Hitachi (GEH) et *Advanced Reactor Concept* (ARC Nuclear) ont annoncé vouloir collaborer dans le développement au Canada d'un petit réacteur refroidi au sodium basé sur l'expérience EBR II d'Idaho (qui date de ...1964). Chacune de ces compagnies développe actuellement son propre concept (PRISM pour GEH et ARC 100 pour ARC Nuclear).

Le Canadien Terrestrial Energy a de son côté annoncé le projet d'homologation à travers sa filiale américaine de son IMRS (*Integral Molten Salt Reactor*) de 400 MW thermiques.

IMSR PLANT

TERRESTRIAL ENERGY

Think of the reactor as something like a battery. A sealed reactor with 7 years worth of fresh fuel is delivered. When run down, it is moved to a cool-down silo. When cool enough, it is returned to the factory.



Integral Molten Salt Reactor Steam Power Plant

[Retour au sommaire](#)

LES PARADOXES DU MARCHÉ DE L'URANIUM

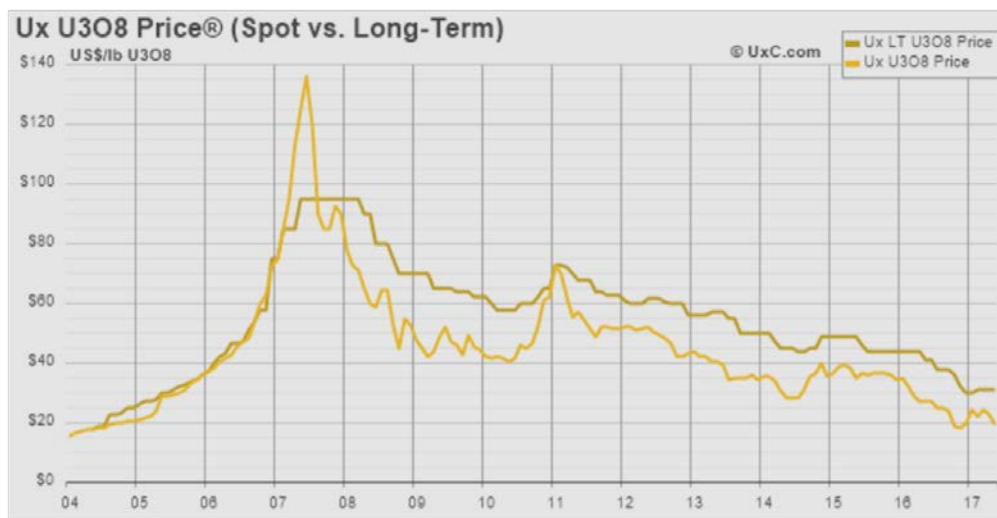
Patrice CAUMARTIN

Après l'échec de l'énergie nucléaire à se redéployer, ce début de siècle, et suite au coup de grâce du désastre japonais, l'amont du cycle est entré dans un nouvel hivernage, les perspectives ayant singulièrement rétréci.

Ce repli massif s'est soldé par une chute spectaculaire du cours de l'uranium, celui-ci passant continument du pic à 130 USD/lb U₃O₈ de 2007 à moins de 20 USD/lb U₃O₈ en 2017, plongeant sous les coûts de production de toutes les mines. Une telle volatilité n'a pas d'équivalent dans les autres industries extractives. Elle y aurait donné lieu à des bouleversements spectaculaires à base de fermetures de mines et de concentrations. Il n'en fut rien pour l'uranium, la production se maintenant indolemment à un niveau élevé, des mines nouvelles et d'importance (Cigar lake au Canada, Husab en Namibie) étant même lancées.

Uranium Price Evolution UxC

Evolution of Uranium indicators since 2004 (UxC)



Source: The Ux Consulting Company, LLC

Comment expliquer ce paradoxe et quelle en est la pérennité ?

Une demande réacteurs quasi stagnante

Fukushima a déclenché la fermeture des réacteurs japonais et allemands et remis en cause la plupart des grands programmes nucléaires dont celui de la Chine. Depuis si l'on excepte l'Allemagne bien déterminée à sortir complètement du nucléaire, on a assisté à une lente restauration du parc. Elle se poursuit de nos jours laissant cependant passablement de cadavres. Ainsi le Japon qui reconstitue au compte-goutte son parc perdra sans doute en fin de compte le tiers de sa flotte. Entretemps la mise en place de nouvelles unités se faisant à un rythme disons prudent, la flotte mondiale peinera dans les 5 à 10 ans à s'échapper d'un plateau

de 400 réacteurs soit grosso modo des besoins annuels en uranium autour de 60 000 – 65 000 tonnes. Il va sans dire que les progrès de l'écologisme doctrinaire dans les citadelles nucléaires que sont la France et la Corée ne sont pas de nature à contredire cette estimation.

Des ressources secondaires toujours conséquentes

Depuis les dernières années de l'URSS, l'industrie de l'uranium s'est habituée à l'entrée sur le marché de quantités importantes de matières secondaires, c'est-à-dire de matières dont les coûts de production étaient amortis : uranium issu des stocks militaires et stratégiques, dilution d'uranium militaire à 95% (HEU), ré-enrichissement d'uranium appauvri (uranium résiduel après enrichissement). On pourrait inclure dans cette catégorie l'uranium résultant du traitement du minerai de cuivre d'Olympic Dawn en Australie, dont les volumes fluctuent selon le marché du cuivre et pour lequel un stockage sur site est inenvisageable.

En raison de leur faible coût, ces différentes matières prennent fatalement leur place dans le marché et il est de règle que les besoins en uranium primaire (issu directement de la mine) soient calculés déduction faite des ressources secondaires lesquelles durant la décennie 90 ont pu représenter jusqu'à 50% des entrants sur le marché.

Le pli a persisté avec des apports de nos jours proches des 20000 tonnes annuelles ne provenant pas tant des stocks militaires ou stratégiques russo-américains que des usines d'enrichissement sur-capacitaires, par sous-alimentation et ré-enrichissement d'uranium appauvri (ces mécanismes pourront faire l'objet d'un développement dans un prochain article) et dans une moindre mesure de la mobilisation sur le marché de stocks russes et américains.

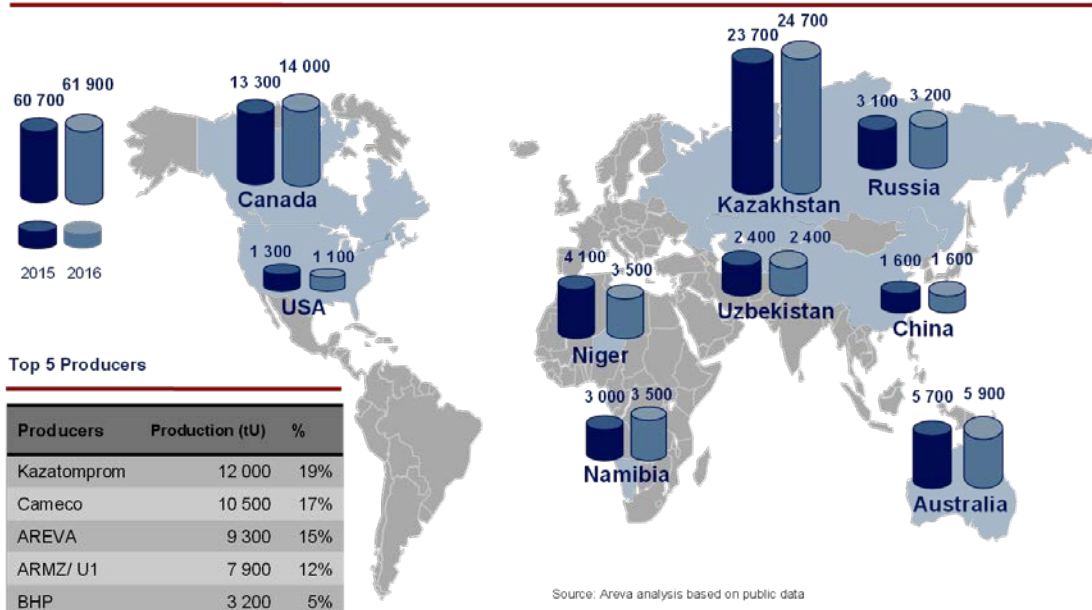
Une production primaire paradoxalement élevée

Raisonnant à la louche, au vu d'une demande à 60 000t/an et d'apports secondaires de l'ordre de 20 000t/an on pourrait s'attendre à une production primaire s'alignant sur 40 000 tonnes annuelles. Tel n'est pas le cas puisque celle-ci reste de l'ordre des 60 000 tonnes/an.



Global Uranium Production Areva

Main Producing Countries



La clé des paradoxes

En fait deux amortisseurs complémentaires ont servi à caler l'édifice : la structure contractuelle à long terme des approvisionnements uranium et la constitution de stocks par les électriciens.

En effet, contrairement à la plupart des industries extractives, l'industrie de l'uranium repose sur une commercialisation selon des contrats à long terme (5 à 10 ans), les conditions économiques étant celles en vigueur au moment de leur signature. Sur la période qui nous intéresse, réacteurs opérant ou pas, les producteurs ont livré leurs quantités fixes contractées à des prix d'avant la crise, excédant largement ceux du marché. Ainsi au Japon, les électriciens continuent-ils à recevoir chaque année des quantités dont ils n'ont pas besoin. Les revendre au marché actuel, à supposer que les convertisseurs chez lesquels sont stockées ces matières leur facilitent la tâche, reviendrait à constituer des pertes.

Réciproquement, dès que les prix marché ont atteint des niveaux jugés proches des coûts de production, les électriciens, quelque peu inquiets de la tournure que pouvaient prendre les choses côté producteurs, se sont lancés dans une politique de constitution de stock en achetant sur le court terme des quantités supplémentaires. La Chine avec en perspective son programme nucléaire ambitieux fut et demeure encore de loin l'acteur principal de cette approche avec un stock estimé à ce jour à 75000 tU. Cette politique lui permet à relativement bas coût de sécuriser son développement futur et de forger une arme lui permettant d'intervenir plus tard sur le marché si celui-ci s'emballé de nouveau.

Atterrissage

Ainsi que nous l'avons dit, aucune embellie tangible n'étant à espérer du côté de la demande à moyen terme et par ailleurs les quantités fatales secondaires ayant toutes chances de perdurer au niveau actuel en raison de surcapacités enrichissement difficiles à résorber dans un proche horizon. Combien de temps le conte de fées des amortisseurs va-t-il opérer ?

Les contrats long terme sont en voie d'être achevés. Combien de temps la Chine va-t-elle poursuivre ses achats de précaution ?

On sent bien que de plus en plus la production primaire va devenir inéluctablement la seule variable d'ajustement. La quasi disparition de RTZ et la fermeture des mines du Malawi en témoignent. Des mesures visant à un atterrissage de la production vont s'amplifier ces prochaines années. Elles se feront en vertu des spécificités géo-économiques de la mine d'uranium.

Structure géo-économique de la mine d'uranium

Contrairement à la plupart des autres mines métalliques qui en raison de leur longue histoire sont plutôt monomodales avec une majorité de gros gisements à faibles teneurs, la mine « économique » d'uranium (grosso modo aux coûts inférieurs à 50 USD/U3O8) est tri-modale avec respectivement des gisements à faibles teneurs (<0.01%U), des gisements à moyenne teneur (0.1%-1%U) et des gisements à très fortes teneurs (>10%U). Dans ces trois modes les gisements sont conséquents (de plusieurs dizaines à centaines de tonne d'Uranium).

Autre curiosité, pour des raisons géologiques et économiques, ces trois modes présentent des répartitions géographiques bien précises.

- 1) On trouve les faibles teneurs en Asie centrale (Kazakhstan et moindrement Ouzbekistan). Ce sont des minéralisations aisément solubles en solution acide et très facile à collecter en raison de la forte porosité de la roche porteuse. Ce type de gisement se prête très bien à une exploitation par sondage avec injection d'acide et pompage des solutions chargées en uranium (in situ leaching). Pour être rigoureux, des concentrations de ce genre existent ailleurs sur le globe (USA, Australie) mais à un niveau de qualité bien moindre. Ceci

combiné au fait que ni le Kazakhstan ni l'Ouzbekistan n'ont d'états d'âme à l'idée d'acidifier quelques aquifères déjà pas très ragoutants font que de ces mines comptent parmi les moins chères à exploiter.

- 2) Seules des raisons géologiques expliquent que les gisements à très fortes teneurs sont l'apanage unique du nord de la Saskatchewan au Canada. Ce sont de gros amas exceptionnellement riches situés à plusieurs centaines de mètres de profondeur dans des terrains de très mauvaise tenue et saturés en eau. Le niveau très élevé de radioactivité et le mauvais état de l'encaissant rendant impensable la présence de mineurs à front c'est également une solution par sondage de très gros diamètre qui est utilisée, le minerai riche remontant concassé au sein d'une pulpe, à partir d'un gisement ayant été congelé au préalable... Les autorités environnementales de Saskatchewan étant particulièrement sourcilleuses, la technologie employée est particulièrement sophistiquée et d'un coût très élevé mais compte tenu de la teneur, elle fait coût égal avec la catégorie précédente.
- 3) Les gisements à teneur moyenne ont une géologie ubiquiste. Ils étaient importants notamment en Europe (France, Allemagne, tchécoslovaquie) et en Australie mais hormis les cas russes, chinois et ukrainiens où on les exploite à des conditions hors marché, on ne les rencontre plus guère de façon significative qu'en Afrique. Les méthodes d'exploitation sont traditionnelles, en galerie ou à ciel ouvert, elles requièrent de gros volumes à miner et déplacer, partant beaucoup d'engins, beaucoup de main d'œuvre. Ce sont les mines les plus chères, nettement au-dessus des prix marché actuels.

Pour ce qui est de l'operating et de l'actionariat, les propriétés des modes 1 et 2 sont détenues et opérées en majorité par des compagnies nationales (Kazatomprom pour le Kazakhstan, Navoi pour l'Ouzbekistan et Caméco pour le Canada). Cependant des gisements ou des parts de gisements peuvent être octroyés à des compagnies étrangères.

Pour le mode 3, les compagnies étrangères mènent le jeu.

Évolution future

Elle va différer selon les types de gisements.

Pour les moyennes teneurs nous assistons à une concentration selon 2 zones et 2 opérateurs, chaque zone produisant environ 3500tU/an :

- 1) Le Niger opéré via AREVA
- 2) La Namibie opérée par la Chine (celle-ci rachetant l'opérateur plus faible qu'est Paladin)

Chacun des 2 opérateurs s'appuient sur des parcs nationaux présents ou futurs très conséquents pour lesquels une diversification d'approvisionnement a du sens et surmonte la question des coûts. Pour le Niger, au centre du Sahel, inutile de dire que des considérations stratégiques et politiques spécifiquement françaises sont également en jeu.

Pour l'Asie centrale et le Canada, les ressources sont compétitives, flexibles et opérées par des acteurs solides (Kazatomprom, le russe ARMZ /U1, AREVA, Cameco, Navoi pour l'Asie Centrale et Cameco, AREVA pour le Canada). Il n'y a pas de concentrations en vue mais plutôt des ajustements des niveaux de production au gré des besoins.

Et AREVA dans tout cela ?

Troisième producteur mondial avec un peu plus de 9000tU/an, AREVA se distingue par un portefeuille particulièrement diversifié, équitablement réparti entre les 3 types de gisements.

Si l'on ajoute à cela sa forte intégration amont et un portefeuille commercial tout aussi diversifié, AREVA a de bons atouts pour continuer d'occuper son rôle majeur sur le marché de l'uranium.

PANORAMA DE L'ACTUALITÉ DE L'AVAL DU CYCLE AU PREMIER SEMESTRE 2017

Jacques SIMONNET

L'actualité de ce semestre a été écrasée par la préparation et les suites des élections en France et aux États-Unis. Ceci n'a pas empêché la poursuite des activités habituelles d'exploitation des usines ou de démantèlement des installations qui se sont déroulées sans encombre, mais il est bien connu qu'on ne parle pas des trains qui arrivent à l'heure.

Démantèlement de l'Atelier Technologie du plutonium de Cadarache (ATPu).

L'exemple en est donné par l'achèvement du démantèlement de cet atelier et de son annexe, le Laboratoire de Purification Chimique (LPC), qui s'est terminé en toute discrétion. Cet atelier a produit pendant plus de 40 ans des combustibles expérimentaux pour les réacteurs à uranium naturel de la filière française, pour les réacteurs à finalité militaire Célestins, des combustibles au plutonium pour les surgénérateurs français Rapsodie, Phénix et Superphénix et pour le prototype *Fast Reactor* de Dounreay (Écosse), pour les réacteurs EDF et enfin, dans le cadre de l'opération EUROFAB, des combustibles réalisés à partir de plutonium militaire américain dans le but de le neutraliser en lui faisant produire de l'électricité.



La tenue sismique du bâtiment, insuffisante par rapport aux critères actuels, a conduit à arrêter les opérations industrielles en 2004, la vidange et le conditionnement des déchets se poursuivant jusqu'en 2008 avant l'émission du décret autorisant la mise à l'arrêt définitif et le démantèlement en 2009. Les 450 boîtes à gants contaminées au plutonium, ce plutonium lui-même et les dizaines de km de tuyauteries que comportait l'installation ont été démontés, conditionnés et évacués et les locaux assainis ont été restitués au CEA, prêts pour un autre usage éventuel.

Cet atelier avait été l'objet, en 2009, d'une tourmente médiatique plus ou moins orchestrée par les autorités. On avait découvert, en nettoyant les surfaces internes considérables des 450 boîtes à gants, que la quantité de plutonium accumulée en très fine couche sur l'ensemble de ces surfaces dépassait la quantité autorisée vis-à-vis du risque de criticité. Mais cette autorisation tient compte du fait que la matière est rassemblée en forme de sphère – ce qui, dans les conditions de dispersion observées sur place, excluait tout risque de criticité. C'est évidemment une fraction minime de cette quantité, non mesurable, qui s'est déposée chaque jour pendant les 40 années d'exploitation, ce qui l'a fait échapper aux bilans effectués régulièrement. Rappelons que dans les années 90 était apparu à l'usine de Tokai-Mura, au Japon, un déficit de bilan de 70 kg de plutonium. Après des nettoyages extrêmement coûteux, l'exploitant avait récupéré 60 kg déposés sur les parois.

Le manquement aux règles de l'ATPu n'étant que formel, l'affaire s'est complètement dégonflée et comme il fallait bien montrer que l'autorité de sûreté était là, le CEA (titulaire de l'autorisation d'exploiter l'atelier), a été condamné à 15 000 € d'amende pour « déclaration tardive », sans aucun rapport avec l'agitation initiale. N'en parlons plus !

STOCKAGE

CIGEO en France

La guérilla de la contestation contre le projet CIGEO de stockage profond dans la Meuse se poursuit. L'ANDRA a eu gain de cause en appel sur la supposée sous-estimation du potentiel géothermique du site, mais les associations, menées par « Sortir du nucléaire » envisagent de se pourvoir en cassation.



Sur le site du Bois Lejuc sur lequel doivent se trouver les têtes de puits de ventilation et de manutention, l'ANDRA a été condamnée à arrêter ses travaux de clôture déjà vandalisées et à remettre le site en état avant de demander une nouvelle autorisation conforme, pour avoir à tort confondu défrichage et déboisement, et pire, le tribunal administratif de Nancy a annulé début mars la décision du conseil municipal

de Mandres-en-Barrois par laquelle l'ANDRA était devenue propriétaire des lieux, pour vice de forme (vote à bulletin secret sans qu'un tiers des conseillers en ait fait la demande formelle). Une nouvelle délibération conforme a eu lieu en mai et le tribunal administratif de Nancy a rejeté le 6 juin le recours qui avait été déposé en référé contre cette nouvelle délibération, ce qui laisse la propriété des lieux à l'ANDRA en attendant le jugement sur le fond. Enfin, et c'est pour cette raison que l'ANDRA avait entrepris de clôturer les lieux, une soixantaine d'opposants se sont installés sur le terrain et ont construit des cabanes dans les arbres. La justice a bien ordonné l'expulsion immédiate, encore faut-il que celle-ci soit suivie d'effet. Le nouveau président de la république avait, entre les deux tours, fait dire qu'il ne voyait pas à ce stade de raison de modifier le calendrier actuel de CIGEO, ce qui, tout en allant dans le bon sens, laisse la porte ouverte à des aménagements. La suite dira si la volonté politique indispensable pour l'aboutissement du projet est toujours là devant les manifestations prévues par les opposants dès la fin du mois de juin.

Le projet avait fait l'objet de discussions sur le montant de son financement pour lequel une forte divergence était apparue entre les propriétaires de déchets et l'ANDRA. Ségolène Royal, alors ministre de l'environnement en charge du dossier, avait alors arrêté les discussions en « fixant » le montant à 25 milliards d'€. Le sujet n'est vraisemblablement pas totalement clos, il y a plusieurs périmètres d'estimation possibles et la valorisation des travaux de fermeture effectués d'ici une centaine d'années est sujette à forte variation en fonction des hypothèses.

Dans le monde

La **Suisse** poursuit son processus de sélection de sites en autorisant des forages exploratoires sur des régions pressenties du Jura-est et Zurich nord-est.

L'**Espagne** et le **Portugal** sont parvenus à un accord concernant l'entreposage de combustibles usés prévu en Espagne à Almaraz à une centaine de km de la frontière portugaise. Le Portugal se plaignait que l'Espagne n'ait pas réalisé l'étude d'impact transfrontalière demandée par une directive européenne de 2014. Un médiateur de la Commission Européenne a organisé les échanges entre les deux pays et validé les recommandations émises par le Portugal au vu des informations transmises par l'Espagne.

Au **Canada**, le rapport environnemental du projet de stockage d'un million de m³ de déchets FA-MA à Chalk River, entre l'Ontario et le Québec a été présenté par la commission canadienne de sûreté nucléaire. Ce projet suscite une forte opposition locale, qui argue de la présence d'une importante source d'eau potable et de la présence d'une ligne de faille géologique.

Aux **États-Unis**, sur le site militaire de Hanford, un éboulement s'est produit dans un tunnel ferroviaire désaffecté dans lequel sont abandonnés depuis des années des matériels contaminés au plutonium pour lequel on peut difficilement considérer qu'il s'agit d'un stockage organisé. Des quantités de déchets considérables sont présentes dans des conditions de sûreté précaires sur ce site qui, sans autre



considération que l'urgence, a produit, extrait et mis en œuvre depuis les années 1940 le plutonium de la seconde bombe atomique américaine et des suivantes. Des tentatives d'assainissement du site sont régulièrement envisagées, mais l'entretien n'est pas suffisant et la tâche proprement titanesque n'avance que très lentement, ce qui peut conduire régulièrement à des relâchements de contamination.

DÉMANTÈLEMENT

La vague d'engouement pour les marchés du démantèlement qui était montée il y a quelques mois et s'était traduite par des rapprochements ou des rachats d'entreprises est retombée aussi rapidement qu'elle était montée. Les intervenants se sont rendu compte que les décisions d'arrêt des réacteurs n'allaient pas se prendre rapidement, qu'il y avait un temps de latence long entre l'arrêt des réacteurs et le début du démantèlement, que les exploitants n'étaient pas pressés - autrement que par des exigences réglementaires – de lancer ces opérations qui ne leur rapportent rien et enfin que si les marchés étaient importants, ils s'étalaient sur des années, conduisant à des montants annuels peu attractifs. L'Usine Nouvelle prétend que les États-Unis ont déjà déconstruit une dizaine de centrales et ont une expérience qui leur donne une avance certaine pour approcher le marché mondial. L'article considère que les techniques employées par EDF sont celles de sous-traitants étrangers, ce qui renforce son avis. Il ne semble pas que ce soit tout à fait exact, puisque des techniques de décontamination du circuit primaire sont mises en œuvre par AREVA dans le monde entier et que le groupe Nuvia, qui va segmenter la cuve de Chooz est un groupe à base française, filiale de Vinci. AREVA a également obtenu le contrat pour le démantèlement des internes de la cuve du réacteur de Brunsbüttel en Allemagne. De même, Véolia a remporté un contrat portant sur le traitement des déchets résultant du démantèlement des laboratoires de Whiteshell au Canada, en utilisant des technologies similaires à celles qu'ils avaient mis en œuvre sur le site de Dounreay au Royaume-Uni.

RECYCLAGE

Pas d'évènement notable à signaler, les négociations avec la Chine pour la construction d'une usine de retraitement n'ont pas encore abouti.

À la Hague, une tentative d'agitation syndicale s'appuyant sur la CLI s'est inquiétée d'une diminution de la sûreté du site suite à des restrictions budgétaires, ce que la direction de l'usine a contesté. L'ASN a déclaré ne rien avoir constaté et rester vigilante. Sans suite à ce stade.

Comme annoncé dans le N° 68 de N & E, l'usine MELOX a produit des combustibles MOX pour son client Kansai EPCO et le redémarrage du réacteur 4 de Takahama de cet électricien va nécessiter le transport de ces combustibles vers le Japon. Ce sera le sixième transport de combustibles MOX vers cette destination. NEW AREVA (puisque c'est sous ce nom qu'est connue la compagnie qui reprend sensiblement le périmètre de COGEMA, à l'exception des mines) prépare ce transport avec le luxe habituel de précautions de sûreté (justifié) et de mesures contre un hypothétique détournement.

MFFF

L'histoire de l'usine de Savannah River prévue pour neutraliser 34 tonnes de plutonium américain dans le cadre d'un accord avec la Russie a été décrite en détail dans les N° 68 et 69 de N & E. Le lecteur est invité à se reporter à ces numéros pour se la remémorer ou en découvrir le détail.

Le sort de cette usine est toujours incertain. L'administration Trump n'a rien décidé et les lobbies anti-nucléaires s'agitent frénétiquement auprès du nouveau président pour le pousser à dire « *You are fired* » au groupement industriel chargé du projet.

Le DOE a publié un document relatif au bilan du MFFF. Il présente une estimation du délai et du coût total de la réalisation du projet, et une comparaison avec les estimations réalisées par le contractant en juillet 2016, ces deux estimations fondées sur un financement annuel limité à 350 millions de \$ tel qu'il a été accordé ces dernières années. En annexe, le document présente à titre indicatif le délai et l'estimation du coût pour un financement annuel non limité et pour un financement annuel limité à 500 millions de \$. Il a été élaboré par un panel de 13 spécialistes militaires de haut niveau. C'est un rapport essentiellement comptable, truffé de références à des procédures comptables et d'acronymes spécialisés.

Il met en évidence des différences importantes entre l'estimation du panel et celle du contractant. Différence sur l'estimation du reste à faire – les pourcentages de déjà réalisé et de reste à faire fournis par le contractant sont fortement contestés. Mais ceux-ci n'entraînent qu'une différence de moins de 2 milliards de \$ sur une différence totale de 7.18 milliards de \$ qui amène le coût de 9.99 milliards de \$ à 17.17 milliards de \$. Le panel considère qu'une première erreur est de considérer que le budget annuel est entièrement consacré à la construction et de reporter tous les frais induits à la fin de la réalisation, ce qui a pour effet de réduire considérablement le délai apparent qui est estimé à 2029 par le contractant et à 2048 par le panel. Seconde erreur, le panel considère que l'estimation de 2% annuel prise pour l'inflation est largement sous-estimée et devrait être prise à 4%. Ces deux erreurs se combinent pour allonger le délai et conduire à ce que le poste dont la variation est la plus élevée entre les deux estimations est l'inflation, avec une augmentation pour ce seul poste de 4.77 milliards de \$, soit les deux tiers de la différence totale.

L'annexe met parfaitement en évidence l'influence de la limitation de la dotation annuelle :

- Avec la dotation annuelle actuelle de 350 millions de \$, le délai final est 2048 et le coût de 17.17milliards de \$.

- Si la dotation annuelle était portée à 500 millions de \$, le délai final serait environ 2033 (non précisé dans le document) et le coût ramené à 14.26 milliards de \$ (économie de 2.91 milliards de \$, gain d'environ 15 ans.)
- Si la dotation annuelle n'était pas limitée, le délai final serait 2023 et le coût de 11.83 milliard de \$ (économie par rapport à l'actuel de 5.34 milliards de \$, gain de 25 ans). La dotation annuelle nécessaire serait d'un peu plus de 1 milliard de \$ pendant 4 ans, avec une pointe à un peu moins de 1.5 milliard de \$, donc des valeurs raisonnables par rapport au cout total

On peut dire qu'avec une hypothèse d'inflation assez pénalisante quoique ne paraissant pas déraisonnable, le résultat est dans l'hypothèse : toute diminution de la dotation annuelle allonge le délai et multiplie considérablement le coût. Le document désigne en définitive la limitation de la dotation annuelle imposée par les autorités comme responsable de la plus grande part de la dérive – mais il n'est pas certain qu'il soit perçu de cette manière par tout le monde. Ceci sans compter les exigences extraordinairement élevées en matière de protection physique (la bête noire de la prolifération...) et les ajouts dispendieux au cahier des charges pour traiter quelques tonnes de rebuts, dont le DOE est également responsable.

En dehors de cette cause principale, le document pointe un certain nombre d'erreurs du contractant, comme la détérioration de tuyauteries préfabriquées insuffisamment protégées de la corrosion (220 millions de \$ pris dans le déjà réalisé), des sous-estimations considérables du reste à faire et des surestimations des cadences de réalisation à venir.

Le contractant pour la construction est, en dehors des 30% d'AREVA qui apporte la technologie du procédé, CB & I* (*Chicago Bridge and Industry*) et plus probablement la section nucléaire qu'il a constituée en rachetant celle de Stone and Webster. Quand on sait que ces entités sont à la base de la faillite de Westinghouse et de la déroute financière de Toshiba, son actionnaire principal (187 000 employés dans le monde) pour avoir sous-estimé le travail à effectuer pour terminer les réacteurs Westinghouse AP 1000 de Vogtle en Géorgie et de VC Summer en Caroline du Nord, on ne peut s'empêcher de s'interroger sur leur part de responsabilité dans les difficultés de MFFF et sur la pertinence du choix d'AREVA de s'associer à eux pour cette opération, mais peut-être n'y a-t-il pas eu de choix ?

À la sortie du rapport du DOE en février, AREVA a été mise en cause dans une émission de France 2 qui n'a retenu que le spectaculaire retard de 32 ans sans tenter d'en analyser les causes. AREVA a publié un communiqué qui critique cette présentation tendancieuse et défend le projet. (<http://blog.francetvinfo.fr/oeil-20h/2017/02/08/areva-une-usine-livree-avec-32-ans-de-retard.html> pour la position de France 2 et <http://www.aveva.com/FR/actualites-10914/point-sur-l-usine-de-recyclage-mfff-situee-aux-etatsunis.html> pour celle d'AREVA)

* Il est difficile d'avoir des précisions sur le statut actuel du CB & I auquel AREVA est associée. CB & I, sans compétence nucléaire, avait acheté pour se diversifier en 2012 le groupe Shaw, comprenant Stone and Webster spécialisé nucléaire, à qui il avait confié la réalisation des réacteurs AP 1000 aux États-Unis. Fin 2016, les difficultés sur ces chantiers ont conduit Westinghouse, pour éteindre les contentieux juridiques sur la construction de ces réacteurs, à acquérir la partie Stone and Webster de CB & I (moyennant une dépréciation de 5.9 milliards de \$ de Westinghouse en 2017). Mais après le rachat, les équipes de Westinghouse ont découvert les sous-estimations de l'équipe précédente qui ont conduit Westinghouse à la faillite. Il n'est pas évident de savoir si la partie de CB & I associée à AREVA et encore en charge de MFFF a été cédée à Westinghouse avec la division Stone and Webster et fait partie de la faillite, ou est restée chez CB & I et a ainsi échappé à la catastrophe, mais en étant déconnectée de la partie nucléaire.

VOUS AVEZ DIT CONTRE-VÉRITÉS ?

Henri ZACCAI

Sommes-nous toujours bien informés ? Nous avons la chance de disposer de sources d'information multiples et très diverses. C'est un fait et c'est bien sûr, une bonne chose. Mais, pour des raisons qu'il serait intéressant d'analyser par ailleurs, ces sources véhiculent des affirmations et informations parfois erronées, souvent incomplètes et qui laissent accroire, par des non-dits, des idées parfois fausses. Nous nous proposons d'en donner quelques exemples.

- A - Les charges liées à la gestion des déchets radioactifs et du démantèlement
- B - La catastrophe de Fukushima sous son double aspect : décès et impact sanitaire
- C - Réduire de 75 à 50% la part du nucléaire à l'horizon 2025

A – Les charges liées à la gestion des déchets radioactifs et du démantèlement

« Le financement des charges nucléaires à long terme résultant de la gestion des déchets radioactifs et du démantèlement des installations nucléaires de base (INB) sera supporté par les générations futures ».

On retrouve souvent cette affirmation dans des débats qu'ils soient télévisés ou dans la presse écrite. Celle-ci fait partie du corpus d'argumentaires utilisés contre l'énergie nucléaire.

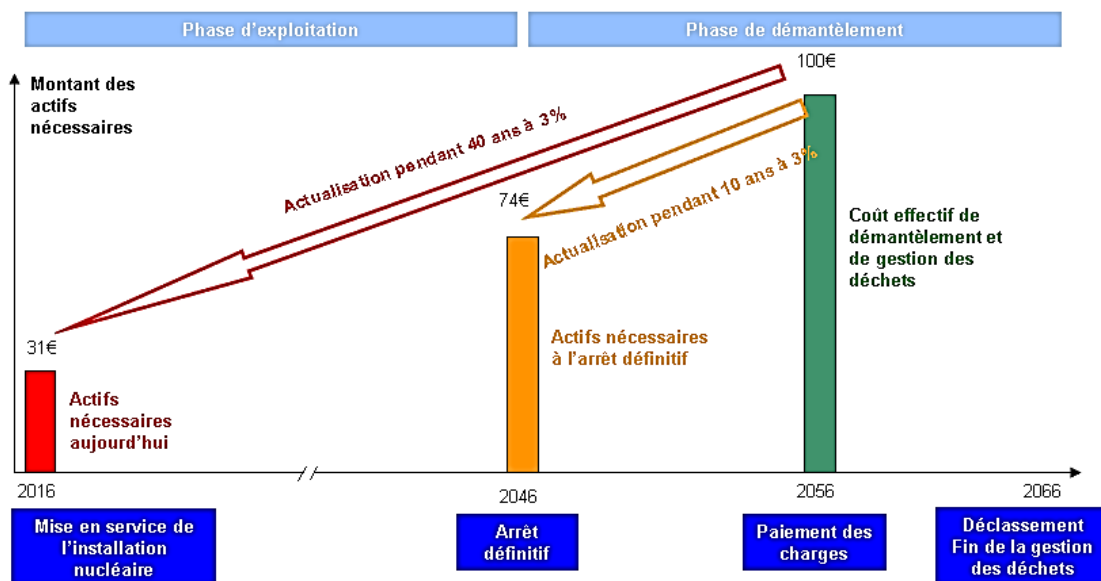
Qu'en est-il ?

Le dispositif légal est régi par la Loi du 28 juin 2006, complétée d'un décret et d'un arrêté qui rend obligatoire le financement par les exploitants d'INB des charges nucléaires de long terme. Les principes et objectifs de ce dispositif sont résumés ci-dessous :

- **Qui paye ?** La loi oblige les exploitants à garantir le financement des « charges nucléaires de long terme » (démantèlement des installations nucléaires de base, gestion des déchets radioactifs et des combustibles usés).
- **Comment les charges sont-elles évaluées ?** Les exploitants ont l'obligation d'évaluer leurs charges actuelles et futures de façon prudente, par exemple via l'utilisation de marges par rapport à la meilleure estimation.
- **Comment ces charges sont-elles financées ?** Elles sont financées par des « actifs dédiés » constitués dès la mise en service des installations concernées et tout au long de la durée de leur fonctionnement. Ces actifs dédiés doivent présenter un degré de sécurité et de liquidité suffisants. C'est pourquoi la réglementation encadre la composition du portefeuille.
- **Et si les fonds sont insuffisants ?** Les exploitants sont responsables de l'estimation des coûts futurs, du financement de ces coûts, et de la réalisation des opérations le moment venu. En cas d'insuffisance des fonds (par exemple hausse des estimations ou des coûts réels, pertes sur le portefeuille financier), l'exploitant doit ajouter des actifs aux fonds dédiés.

- **Comment sont gérés ces actifs dédiés ?** Inspiré de la réglementation sur les assurances, les actifs dédiés au financement des charges de long terme sont inscrits dans les comptes de l'exploitant et gérés par lui (fonds internes), mais sont légalement séparés du reste du bilan (cantonement légal) : ils ne peuvent être utilisés que pour le règlement des charges nucléaires de long terme, même en cas de difficultés financières de l'exploitant.
- **Qui contrôle que ces fonds existent et sont suffisants ?** Le contrôle est exercé par une autorité administrative formée conjointement par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie. Les exploitants sont tenus de transmettre un rapport tous les trois ans, assorti chaque année d'une note d'actualisation. D'une manière générale, ils transmettent à sa demande toute information à l'autorité administrative relative à l'exercice de sa mission. Ces rapports font l'objet d'un avis systématique de l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) qui peut faire appel aux compétences économiques et financières de l'Autorité de Contrôle Prudentiel et de Résolution (autorité administrative indépendante en charge du contrôle des établissements bancaires et assurantiers).

À fin 2016, les actifs dédiés sont évalués à 31 Mds € dont environ les deux tiers pour le démantèlement des 58 réacteurs d'EDF. Les actifs dédiés produisent des revenus, et continueront à en produire même après l'arrêt définitif et avant d'être intégralement dépensés. Cet effet est pris en compte par le taux d'actualisation tel qu'illustré dans le schéma ci-dessous :



Source : « Démantèlement et gestion des déchets radioactifs » - Ministère de la Transition écologique et solidaire – 14/12/2016

→ Les charges, même très différées, liées au démantèlement et à la gestion des déchets radioactifs sont bien prises en compte dans le coût du kWh produit par les moyens de production actuels et ne seront donc pas financées par les générations futures

B – La catastrophe de Fukushima sous son double aspect : décès et impact sanitaire

« Fukushima : le Japon se recueille six ans après le tsunami »

C'est ainsi que l'Express titrait un article daté du 11 mars 2017. Sans vouloir minimiser les conséquences de l'accident de la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi, ce titre est l'illustration type de la désinformation que peut susciter la presse en cultivant l'ambiguïté. Ce titre accrocheur est suivi du sous-titre suivant dans la même lignée de désinformation :

« Le Japon se recueille ce samedi à la mémoire des victimes du séisme et du tsunami survenus il y a six ans et **suivis d'une catastrophe nucléaire dont le pays ne s'est pas remis** »

Sous-titre qui relie insidieusement les victimes du séisme suivi du tsunami à l'accident nucléaire. Les exemples associant ainsi l'accident de Fukushima et les milliers de morts sont nombreux. Résultat ? Six ans après, beaucoup de Français partagent cette conclusion.

Qu'en est-il ?

Tout d'abord, quel est le bilan humain du séisme et du tsunami ?

Le nombre de morts et disparus du séisme et du tsunami du 11 mars 2011 a été ramené à 18 079 à la date du 6 juin 2012, selon les services de police japonais. Parmi celles-ci, 15 861 personnes décédées ont été comptabilisées mais **3 018 sont encore portées disparues sans que leur corps ait été retrouvé**. Face à cette situation, plus de 4 000 hommes restent encore mobilisés pour effectuer des recherches et autres actions nécessaires. Récemment, la police de la préfecture de Miyagi (nord-est), la plus meurtrière par le raz-de-marée, a diffusé sur son site internet les portraits robots de victimes, dessinés à partir de leurs cadavres, à des fins d'identification. Il reste actuellement 208 corps anonymes dans les morgues de Miyagi, parmi lesquels 70 sont en assez bon état pour que leur visage puisse être dessiné en fonction de traits supposés.

On pourrait multiplier les exemples d'annonces similaires relevées dans la presse écrite ou sur les chaînes de télé et de radio, évoquant l'accident de Fukushima et « *les milliers de morts* ». Pour un lecteur ou un auditeur ne poussant guère plus loin les investigations, la conclusion va de soi : c'est l'accident de la centrale nucléaire qui est responsable de ce terrible bilan humain se chiffrant en milliers de victimes !

Quel est l'impact sanitaire de l'accident de Fukushima Daiichi ? (Figure ci-dessous)

Précisons tout d'abord, qu'aucun décès dû à un impact radiologique n'a été observé suite à l'accident lui-même.

Parmi les 459 620 résidents de la préfecture de Fukushima (hors travailleurs de la centrale) pour lesquels une dose externe a été estimée, **285 418 personnes (soit 62,1% des personnes évaluées) auraient reçu au cours des 4 premiers mois après l'accident des doses externes inférieures à 1 mSv** et 15 personnes (0,003% des personnes évaluées) auraient reçu des doses supérieures à 15 mSv. **Aucune évolution significative dans le temps de ces statistiques n'est observée.**

Suivi de la fonction thyroïdienne des enfants exposés aux rejets radioactifs.

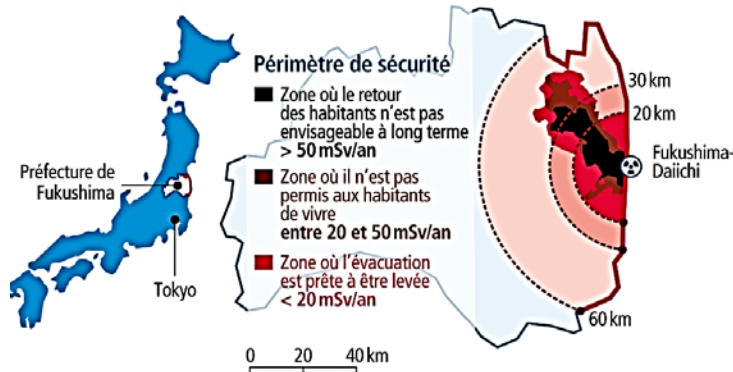
Afin d'évaluer la fonction thyroïdienne des enfants exposés aux rejets radioactifs, la *Fukushima Medical University* a débuté en 2011 **une vaste campagne de dépistage du cancer de la thyroïde auprès des 360 000 enfants présents dans la préfecture de Fukushima au moment de l'accident. Aucun élément ne permet d'affirmer à ce jour s'il y aura ou non**

une augmentation des cancers thyroïdiens chez les enfants de la préfecture de Fukushima. Ce n'est que si l'incidence annuelle du cancer de la thyroïde augmente à partir de la période 2016-2018 (ou au cours des périodes suivantes) qu'un lien avec l'accident de Fukushima pourra être évoqué.

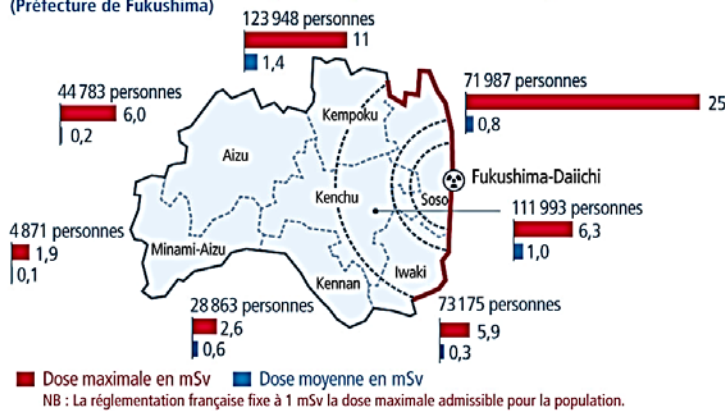
Fukushima et santé

Quelles sont les conséquences sanitaires de l'accident de Fukushima-Daiichi ? Les évaluations de dose issues des enquêtes épidémiologiques ne concluent, à ce stade, à aucun effet radio-induit sur les habitants ou les travailleurs de la centrale. Les personnes évacuées présentent des syndromes post-traumatiques.

> 210 000 personnes évacuées



> Répartition des doses externes maximales reçues au cours des quatre premiers mois après l'accident (Préfecture de Fukushima)



+ de 2 millions d'habitants

feront l'objet d'un suivi épidémiologique pendant 30 ans.



1819 enfants

devront faire l'objet d'exams complémentaires de la thyroïde*.

*sur les 220 088 enfants ayant eu un 2^e bilan thyroïdien au 31/12/2015

Source : FMU



22,44 mSv

dose moyenne reçue par les salariés de Tepco*.

*entre le 11/03/2011 et le 31/12/2015

NB : La dose externe moyenne reçue par un travailleur français de l'industrie nucléaire est de 1,16 mSv par an (source : IRSN, bilan 2014)

Source : TEPCO - bilan du 29/02/2016



11,61 mSv

dose moyenne reçue par les salariés des sociétés sous-traitantes*.

Source : « Fukushima en 2016 - Impact sur la santé en 2016 de l'accident de Fukushima Daiichi – Notes d'information IRSN

Suivi des personnes évacuées.

Environ 210 000 personnes évacuées dans les semaines qui ont suivi l'accident sont conviées une fois par an pour un bilan médical approfondi. **Le dernier rapport daté du 31 décembre 2015 montre que plus le temps s'écoule depuis l'accident, moins les personnes se présentent pour leur bilan médical.** Les observations tirées des bilans de santé réalisés montrent également **une tendance globale à l'amélioration de l'état de santé physique des personnes évacuées**, très probablement liée à une amélioration de leurs conditions de vie, lesquelles s'étaient dégradées dans les premiers mois qui ont suivi l'accident.

Suivi des travailleurs et effets observés.

Les principales informations disponibles concernant les travailleurs impliqués dans les opérations menées à la centrale de Fukushima Daiichi sont celles fournies par l'exploitant des installations Tepco. **Le dernier bilan mensuel publié le 29 février 2016** concerne 4 687 salariés de Tepco et 41 803 salariés des sociétés sous-contractantes ayant travaillé à la centrale de Fukushima Daiichi. La dose maximale enregistrée est de 678,80 mSv pour un travailleur de Tepco ; 6 travailleurs ont reçu depuis l'accident une dose totale supérieure à la limite de 250 mSv fixée par ordonnance au plus fort de l'accident. À ce jour, au moins dix décès de travailleurs ont été enregistrés, parmi lesquels aucun n'est attribuable à une exposition aux rayonnements ionisants selon les indications des autorités japonaises.

Par ailleurs, l'UNSCEAR (Comité scientifique des Nations unies pour l'étude des effets des rayonnements ionisants) a confirmé dans son rapport publié en 2014 qu'aucun syndrome aigu d'irradiation n'avait été observé, ni était attendu compte tenu du fait que les doses reçues par les travailleurs les plus exposés sont toujours restées inférieures aux seuils d'apparition de tels effets.

Il est à espérer que ces informations objectives puissent contribuer au rétablissement d'une bonne information et parviennent à dissocier les conséquences du séisme et du tsunami de l'accident de Fukushima proprement dit.

→ Au-delà des informations pouvant prêter à des amalgames, il convient de fournir des données objectives sur les conséquences de l'accident de Fukushima Daiichi qui n'est en aucun cas responsable des morts dus au séisme et au tsunami du 11 mars 2011.

C – Réduire de 75 à 50% la part du nucléaire à l'horizon 2025

Réduire de 75 à 50% à l'horizon 2025 la part de nucléaire est possible et souhaitable ?

Dans son arrêté relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) 2018/2023, le gouvernement français propose d'accélérer le déploiement des électricités éolienne et photovoltaïque. Ces dernières devraient ainsi évoluer selon les hypothèses haute ou basse de 16,5 GW en 2015 à 43 ou 49,2 GW en 2023, soit environ 70 % de la puissance actuelle du parc nucléaire.

Parallèlement, dans le « scénario de référence » de son bilan prévisionnel, RTE prévoit une hausse de la consommation électrique de 28,9 TWh d'ici à 2020 (soit un taux de croissance annuel moyen de 0,9% entre 2014 et 2020), principalement dans les bâtiments, sous l'effet de la croissance démographique et du développement de nouveaux usages (et malgré les efforts en matière d'efficacité énergétique). Le nombre de réacteurs « à fermer » pour satisfaire l'objectif de 50% fixé par la loi relative à la transition énergétique pourrait, dans les conditions d'une hausse de la demande, être proche de 10 à 15 réacteurs.

Est-ce possible ?

Pour information, le projet d'arrêté vise à définir les investissements nécessaires dans les ENR d'ici 2023 pour répondre aux objectifs de la loi relative à la transition énergétique.

Le rythme annuel de construction d'éoliennes terrestres s'amplifie, passant d'environ 1,2 GW/an depuis 5 ans à 1,5 GW/an ou 2,34 GW/an de 2019 à 2023. C'est donc une volonté forte de couvrir le territoire français d'éoliennes (environ 11 GW ou 12 GW) sans se préoccuper par ailleurs de leur impact sur les paysages et les riverains.

En ce qui concerne le solaire, il voit son rythme annuel de déploiement passer de moins de 1 GW/an à 1,6 GW/an de 2019 à 2023. À noter que les énergies marines (hors éolien offshore) sont à un niveau très bas, malgré de nombreux effets d'annonce, et que les autres moyens de production renouvelables évoluent très faiblement. Le repli des énergies « pilotables », essentielles à la stabilité du réseau, est une source de préoccupation : elles devraient diminuer de 2015 à 2020 de 4 à 8 GW selon RTE en tenant compte des arrêts de centrales à fuel et à charbon, avec de plus des risques de mise sous cocon d'installations gazières en raison de l'écroulement des prix du marché.

Les auteurs de cette loi ont-ils bien vérifié si cette réduction pouvait se faire tout en respectant les objectifs de réduction d'émissions de GES de la COP21 et tout en prenant en compte l'impact économique d'une telle décision ?

Afin de répondre à cette question, référence peut être faite à une analyse d'Hervé Nifenecker, spécialiste des questions climatiques, sur les conséquences d'un tel choix.

Son approche consiste à analyser le mécanisme par lequel la production éolienne pourrait remplacer une partie de la production nucléaire pour la ramener au scénario à 50% de nucléaire en prenant l'exemple du mois de décembre 2016.

Les conclusions de cette analyse sont les suivantes :

- Compte tenu de l'intermittence de la production d'électricité éolienne, la production nucléaire, source d'énergie électrique « pilotable », n'aurait, dans cet exemple, que très légèrement diminué par rapport à la production actuelle. Ceci illustre bien le fait que le taux de disponibilité de la production d'électricité éolienne étant de l'ordre de 20% (pour l'éolien onshore), il faut bien compter sur une source d'électricité alternative pour faire face à la demande dans tous les cas. **Ainsi, le passage d'une part du nucléaire de 75% à 50% de la production électrique ne pourra pas s'accompagner d'une baisse équivalente de la capacité installée, donc de la fermeture du nucléaire**, si l'on écarte, cela va de soi, l'option de remplacer le nucléaire par une production d'origine fossile, puisque celle-ci irait à l'encontre des objectifs de la COP21.
- L'impact économique d'une telle situation est conséquent :
 - D'une part la plus faible utilisation du parc nucléaire (il serait de l'ordre de 68%), entraîne une augmentation du coût du kWh nucléaire (qui passerait ainsi de 42 €/MWh à plus de 60 €/MWh).
 - D'autre part, l'électricité fournie par la production éolienne onshore accroîtrait la facture globale avec un coût de 82€/MWh (prix d'achat de l'éolien onshore depuis 2007).

Qu'en conclure ? Les ENR ont certes un avenir mais, d'une part il faut tenir compte de la situation existante et d'autre part il faut les associer à des productions d'électricité performante non émettrice de GES.

Ainsi dans des pays comme les États-Unis, la Chine ou l'Inde, les ENR se substituent principalement au charbon et au gaz. Ce n'est pas vrai pour l'Allemagne où elles se sont substituées à du nucléaire depuis 15 ans avec pour conséquence une production d'électricité à partir de combustibles fossiles quasiment inchangée depuis 1990, de 320 à 350 TWh/an ou plus de la moitié de la production.

La France dispose et bénéficie d'une énergie non émettrice de GES et compétitive. L'introduction des ENR à court et moyen terme devrait accompagner essentiellement le développement de la demande en électricité et l'arrêt des moyens de production électrique d'origine fossile. L'arrêt ENR devrait pour ce faire s'appuyer sur des études d'impact et des analyses économiques en considérant les lois du marché pour l'accroissement des capacités de production ENR.

→ Il convient de dépasser les clivages partisans pour un développement réaliste des ENR. Réduire à 50% la part de la production d'origine nucléaire dans le mix électrique français ne pourra pas conduire à la fermeture de réacteurs sauf à les remplacer par une production électrique d'origine fossile ce qui va à l'encontre de nos engagements de la COP21.

S'il souhaite approfondir son information, le lecteur pourra utilement se référer aux sources suivantes :

- <http://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/loi-transition-energetique-croissance-verte>
- http://www.hctisn.fr/IMG/pdf/2_DGEC_charges_lq_terme_cle8e86a3.pdf
- https://www.ccomptes.fr/content/download/1794/17981/version/6/file/Rapport_thematique_filiere_electronucleaire.pdf
- http://www.irsn.fr/FR/connaissances/Installations_nucleaires/Les-accidents-nucleaires/accident-fukushima-2011/fukushima-2016/Pages/2-impact-environnement-accident-nucleaire-fukushima-2016.aspx#.WVOfhppyYU

[Retour au sommaire](#)

Un de nos rédacteurs a été sollicité par l'un de ses jeunes voisins afin de l'aider à la compréhension d'un exercice figurant dans un livre de math de cinquième de grande diffusion. Il y a découvert une notion nouvelle de « puissance produite chaque année par des éoliennes » !!! Certes il s'agit d'un livre de maths et non de physique mais cet exemple montre que certaines confusions sont extrêmement courantes.

Les rappels qui suivent devraient permettre à chacun de comprendre les différences entre énergie produite, puissance installée ou disponible et d'éviter d'être victimes de confusion ou eux-mêmes de les répandre.

RAPPELS SUR ÉNERGIE ET PUISSANCE

Quiz et confusions courantes, y compris dans des ouvrages scolaires ou dans des livres de vulgarisation :

1. Une lampe de 10 watts peut-elle consommer plus d'énergie qu'une lampe de 100 watts ? Réponse : OUI (si elle reste allumée au moins 10 fois plus longtemps).
2. Lu dans les médias : « notre parc photovoltaïque a atteint 6 gigawatts soit l'équivalent de 6 réacteurs nucléaires de 1 gigawatt ». Erreur classique ! En effet, 6 gigawatts solaires produisent à peine l'énergie d'un seul réacteur nucléaire de 1 gigawatt.

Rappels pour y voir clair :

L'**énergie** en physique est un concept complexe du fait de ses multiples formes (énergie cinétique, énergie électrique, énergie lumineuse, énergie thermique, énergie mécanique, énergie chimique, énergie potentielle de masse, etc.). L'énergie c'est la mesure de la capacité de produire une **transformation**. Une batterie qui stocke une quantité définie d'énergie électrique, a la capacité d'élever la température d'une certaine quantité d'eau d'une certaine valeur ou de faire fonctionner une ampoule donnée pendant un certain temps ou d'élever une certaine charge d'une certaine hauteur etc.

La notion de **puissance** tient à la relation de l'**énergie** au **temps** :

$$\text{ENERGIE} = \text{PUISSANCE} \text{ multipliée par le TEMPS}$$

Porter un litre d'eau de 15°C à 90°C en une minute ou en une heure met en jeu la même quantité d'énergie (on a opéré exactement la même **transformation**) mais nécessitera 60 fois plus de puissance pour le réaliser en une minute plutôt qu'en une heure.

Dans le domaine électrique, on mesure la **puissance** en **watt** et ses multiples, **kilowatt** (kW = 1000 watts), **mégawatt** (MW = 1000 kW) ; l'**énergie** en **Wattheure** (Wh produit de la puissance par le temps) et ses multiples, **kilowattheure** (kWh), **mégawattheure** (MWh), etc.

Notre abonnement à EDF (ou à un autre fournisseur) est une **puissance en kW** ; c'est la puissance maximum des appareillages qui peuvent fonctionner ensemble. Ce que notre compteur relève, c'est une **énergie en kWh** ; c'est ce que nous avons utilisé pour **transformer** notre quotidien (chauffer, éclairer, etc.).

Exemples d'énergie produite par différentes centrales de puissance égale :

- Un générateur électrique de **1 MW** fournissant sa pleine puissance pendant un an (8760 heures) fournit **8760 MWh**.
- Une centrale thermique ou nucléaire de 1 MW qui fonctionne 90% du temps ne fournit que 7884 MWh sur l'année.
- Une éolienne de 1 MW qui ne tourne à plein que pendant l'équivalent de 23% du temps (valeur moyenne effective en France) ne produit sur l'année que 2015 MWh.
- Une centrale photovoltaïque de 1 MW qui ne reçoit le soleil que 13 % du temps (valeur moyenne effective en France) ne va produire que 1139 MWh par an.

La comparaison des puissances de centrales électriques différentes n'a donc pas de sens, seule l'énergie produite pendant une même durée, mesure du service¹ effectivement rendu, permet une comparaison valide.

[Retour au sommaire](#)

¹ *note : par souci de simplification, seuls les « facteurs de charge » (100%, 90%, 23%, 13%) qui relient puissances et énergies sont illustrés ici ; d'autres paramètres que le temps peuvent affecter le « service rendu », comme notamment le caractère aléatoire de certaines sources renouvelables, qui dégrade ce service rendu, dégradation qui pour être compensée nécessite aussi de l'énergie et des coûts supplémentaires.

ARSCA
Tour AREVA, Boîte 0706-B2
1 Place Jean Miller, 92084 PARIS LA DEFENSE
Mail bureau@uarga.org Site www.uarga.org

[Retour au sommaire](#)