

DIGEST SEII

Le nucléaire à la croisée des chemins – Plaidoyer pour une politique de l'énergie durable.

Le 26 mai 2023, la SEII a accueilli deux conférenciers – Didier Léonard, Chef du Dpt Technico-économique de ONDRAF-NIRAS, et Marc Deffrennes, fonctionnaire européen et OCDE à la retraite et fondateur de weCARE¹. Cette double conférence « nucléaire » venait à point nommé pour permettre une réflexion sur la situation actuelle du dossier nucléaire en Belgique et en Europe et sur le besoin absolu d'avoir une politique sérieuse en la matière, après 20 années d'errements.

Le présent Digest résume la seconde partie de cette double conférence. Un Digest suivra sur la gestion des déchets nucléaires et une série d'autres thèmes nucléaires feront l'objet de Digests ultérieurs, qui donneront ensemble une vision globale du dossier nucléaire en Belgique.

Rappel historique et état des lieux du nucléaire en Belgique.

Marc Deffrennes a d'abord brossé un rappel historique de ce qui a été réalisé en Belgique dans le domaine de la recherche et de l'industrie nucléaires. La Belgique a été un pionnier à la pointe de la technologie en Europe, grâce au support fourni par les États-Unis en reconnaissance de l'Uranium fourni pour l'effort de guerre. Le premier réacteur nucléaire REP de 10 MWe (réacteur à eau pressurisée Westinghouse) en Europe a été construit en Belgique à Mol et a fonctionné de 1962 à 1987. Ce réacteur a servi de prototype et de banc d'essai pour les 7 réacteurs de puissance à Doel et Tihange qui ont pendant plus de quarante ans fourni 50% de l'électricité en Belgique. À Mol, au centre de recherche nucléaire SCK-CEN de réputation mondiale, se trouvent aussi deux autres réacteurs BR1 et BR2 ; ce dernier démarré également en 1962 et en fonctionnement prévu jusqu'en 2036 est un des meilleurs au monde comme réacteur de tests de matériaux grâce à son haut flux neutronique. Il fournit par ailleurs aussi plus de la moitié des radioisotopes à usage médical utilisés dans le monde.

Au-delà des réacteurs, la Belgique a également acquis un savoir-faire dans le cycle du combustible. L'usine de la FBFC (Franco-Belge de Fabrication de Combustible) à Dessel a fourni pendant des années le combustible à Uranium enrichi pour les centrales belges et autres. Tout à côté, à Dessel également, Eurochemic, Entreprise Commune de l'OCDE de 1957 à 1990, a été le pilote européen du retraitement de combustibles usés des centrales nucléaires pour en extraire les matières réutilisables (Uranium et Plutonium). L'usine de La Hague à la pointe du Cotentin est l'usine industrielle résultant de ce pilote. La Belgique y a fait retraiter du combustible usé jusqu'en 2000, année où un moratoire politique a arrêté le processus. Le plutonium extrait était initialement destiné à fabriquer du combustible pour réacteurs rapides, en particulier pour le réacteur refroidi au sodium SNR-300, projet conjoint de la Belgique avec l'Allemagne et les Pays-Bas. L'usine Belgonucléaire à Dessel, a fabriqué deux cœurs pour ce réacteur... qui n'a jamais démarré pour des raisons politiques en Allemagne, où il était construit. Aujourd'hui le site a été transformé en parc d'attractions pour « grand frisson nucléaire »... Afin d'utiliser le stock de plutonium séparé, la Belgonucléaire a dès lors développé le processus fabrication MIMAS de combustible MoX (Mixed Oxide Uranium Plutonium) pour réacteurs REP (réacteurs à eau pressurisée). Ce combustible après des campagnes de test dans BR3, a été utilisé dans certains des réacteurs de puissance à Doel et Tihange... jusqu'à ce qu'une décision politique interrompe également ce processus.

¹ <https://www.wecareeu.org>

L'ensemble des installations mentionnées ci-dessus sont soit totalement démantelées aujourd'hui (Eurochemic, FBFC, Belgonucléaire) ou en phase finale de démantèlement (BR3), ce qui permet d'affirmer que la Belgique dispose aussi aujourd'hui de l'expertise et du savoir-faire dans ce domaine.

Pour terminer ce tableau succinct, il faut mentionner également d'autres centres d'expertise tel l'IRE (Institut des Radio-Éléments à Fleurus), l'Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire (AFCN – le régulateur indépendant), le réseau éducatif nucléaire BNEN (Belgian Nuclear Education Network) regroupant les Universités belges et le SCK-CEN, et l'Agence de Gestion des Déchets Radioactifs (ONDRAF-NIRAS – qui fera l'objet du prochain Digest). A mentionner particulièrement dans ce dernier domaine, le laboratoire souterrain HADES à 200 m de profondeur à Mol Dessel (maintenant opéré par Eurydice – conjointement ONDRAF-NIRAS et SCK-CEN), où depuis 40 ans la couche d'argile peu indurée de Boom est testée comme site potentiel pour le stockage géologique profond des déchets hautement radioactifs. Ce laboratoire souterrain a été le premier du genre en Europe.

Ce bref récapitulatif confirme le rôle majeur de pilote que la Belgique a joué dans le domaine nucléaire, grâce à ses chercheurs et industriels. À peu près tout a été développé, testé et déployé en Belgique, à quelques exceptions près, souvent dans le cadre de collaborations internationales. Aujourd'hui cependant, un certain nombre des installations ont été arrêtées et démantelées, essentiellement pour des raisons politiques. L'expertise et le savoir-faire associés ont dès lors aussi automatiquement diminué.

Aujourd'hui, nous sommes arrivés à l'échéance de la « Loi de Sortie du Nucléaire » de 2003, résultant de l'Accord de la coalition Verhofstadt de 1999 faisant rentrer les Verts au Gouvernement. En octobre 2022 et janvier 2023, les réacteurs Doel 3 (1000 MWe) et Tihange 2 (1000 MWe) ont été arrêtés après 40 ans de service. Les réacteurs Doel 1 et 2 (2 x 500 MWe) et Tihange 1 (1000 MWe) auraient dû l'être en 2015, mais la crainte de blackout avait entraîné un revirement politique leur donnant 10 années supplémentaires – jusqu'en 2025, année durant laquelle les réacteurs Doel 4 (1000 MWe) et Tihange 3 (1000 MWe) devaient aussi s'arrêter au terme de la loi. La crise de l'énergie, se cumulant avec la crise climatique (et donc du carbone), la crise sociale post covid et la guerre en Ukraine, ont changé quelque peu la donne. À ce jour, au terme d'un accord entre l'opérateur ENGIE et le Gouvernement, qui inclut par ailleurs un volet sur le transfert de montants financiers pour la gestion des déchets à long terme, ces deux derniers réacteurs devraient rester en fonctionnement pour 10 ans supplémentaires jusqu'en 2035-2037. Il faut également mentionner la décision du Gouvernement d'attribuer 100 Millions Euros pour lancer le développement (potentiel) d'un réacteur SMR (Small Medium Reactor de moins de 300 MWe) en Belgique, comme cela se fait dans d'autres pays depuis quelques années.

Et l'Europe ?

Voilà pour le rappel historique et l'état des lieux en Belgique. Dans le cadre européen, les choses ont aussi été peu « glorieuses » dans le dossier nucléaire depuis plus de 10 ans, sous la poussée de la ligne verte négative sur le nucléaire et d'une Allemagne déclarée antinucléaire, et ce malgré un Traité Euratom promotionnel. Le signal de la décarbonation avait été lancé avec le 3x20 pour 2020, qui s'il mettait adéquatement l'accent sur une réduction de 20% des GES (Gaz à Effet de Serre – dont essentiellement le CO₂), mélangeait cet objectif avec les moyens, 20% d'énergies renouvelables et 20% d'efficacité énergétique. La voie vers le « maximum » renouvelable était ouverte quoi qu'il en coûte. La vision **Clean Planet for All de 2018** a été transformée en **Green Deal en 2019** – le vert est devenu synonyme de durable. Cela a résulté récemment dans le **Fit-for-55** (55% de réduction de GES pour 2030), combiné avec une pénétration des renouvelables de 42,5%. Côté financements européens, les outils développés dans le cadre du Budget Multiannuel 2021-2027, avant donc la crise COVID et la crise énergétique, excluaient pour la plupart tout financement pour des projets nucléaires. La saga de la

Taxonomie pour financement durable est également symptomatique des difficultés institutionnelles sur le nucléaire. Il fait finalement l'objet d'un **Acte Délégué Complémentaire** couvrant le nucléaire et le gaz – résultat d'un deal politique entre la France nucléaire et l'Allemagne gazière (avant la crise Ukrainienne et la mort de North Stream). Depuis 2021-2022, pour répondre aux crises COVID et énergétique, un ensemble d'outils financiers, en particulier **REPowerEU**, ont été décidés. Une fois encore le nucléaire est globalement mis sur le côté. En sera-t-il autrement avec le dernier en date, le **NZIA** (Net Zero Industry Act – pendant du **IRA** Inflation Reduction Act des USA – on notera la différence de langage, vert d'un côté, économie de l'autre...), pour lequel il faut cependant noter que si moyens financiers associés il y aura, ce sera une réorganisation de moyens déjà existants. Il y a cependant eu une nouvelle encourageante en 2023, la mise sur pied d'une Alliance d'États Membres pro-nucléaires qui ont l'intention de défendre leurs positions de manière beaucoup plus fermes que par le passé. Une première bataille s'est déroulée sur la notion l'hydrogène vert « contre » l'hydrogène bas-carbone (et donc incluant le nucléaire). Il reste à voir si et comment cette Alliance parviendra à faire évoluer les mentalités et positions « européennes » sur le nucléaire, et à amener la Commission à être plus positive dans la phase d'élaboration de ses propositions. Les discussions sur la réforme du marché de l'électricité seront aussi intéressantes à ce titre.

Cette revue de la situation européenne amène à réfléchir sur la question de la durabilité. Comme indiqué précédemment, le battage vert à l'œuvre depuis 20 ans, a amené à considérer que pour être durable il faut être vert et que tout ce qui n'est pas vert n'est pas durable. Il est urgent et nécessaire de casser cette logique. La durabilité, en particulier dans le domaine de l'énergie, est la résultante d'une optimisation entre trois piliers : l'environnement, l'économie, et la sécurité et fiabilité d'approvisionnement – ce qui est le fondement de weCARE : Clean Affordable Reliable Energy pour une durabilité sociétale/sociale. C'est notre société de bien-être qui doit être préservée et cela va bien au-delà de la seule protection de l'environnement et du concept de vert.

Les questions des vrais coûts et du marché de l'électricité

Si l'on se concentre sur l'aspect économie, il faut préciser ce dont on parle et faire la distinction entre les coûts et les prix (de l'électricité pour notre propos ici).

Sur les coûts d'abord, on a coutume de comparer les coûts de production de l'électricité au moyen du LCOE (Levelised Cost of Electricity) – intégrant l'ensemble des coûts à la borne de sortie de l'installation de production (centrale thermique, hydro ou nucléaire, éolienne, panneau solaire). Tous les 5 ans l'AIE (Agence Internationale de l'Énergie de l'OCDE) publie un rapport comparant ces coûts. Dans son édition de 2020², pour la première fois, le nucléaire en extension de vie est inclus dans les tableaux... et cela démontre que le LTO (Long Term Operation) de centrales nucléaires existantes à savoir la prolongation ou l'extension de vie des réacteurs existants est le moyen le plus économique de produire de l'électricité. Pour les nouvelles constructions, les chiffres LCOE montrent que le nucléaire reste compétitif par rapport aux moyens de production renouvelables. Le rapport montre également que le nucléaire est idéalement, et pour des raisons économiques, globalement destiné à travailler en base (base load), ce qui pose la question de la « flexibilité » du nucléaire dans un mix où il devrait venir au secours de l'intermittence des renouvelables. Le nucléaire et les renouvelables peuvent être complémentaires, il n'est pas évident qu'ils soient compatibles. Ce n'est pas blanc ou noir, mais la question doit sérieusement être analysée.

² <https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2020>

Ceci étant dit, il faut aller au-delà du LCOE, et considérer tous les coûts associés à l'usage de l'électricité par le consommateur final : les coûts systèmes et les coûts externes. Les coûts systèmes en particulier couvrent les coûts réseaux (en termes d'infrastructure mais aussi de gestion de la stabilité/fiabilité du système). Les coûts externes couvrent les coûts tels que l'impact surfacique, les emplois perdus ou générés, l'utilisation des ressources,...

Un rapport de l'AEN (Agence de l'Énergie Nucléaire de l'OCDE) de 2019³ et une étude du MIT montrent que plus l'objectif de décarbonation devient important (et donc le non-recours au gaz fossile), plus les coûts système explosent avec une pénétration croissante d'énergies renouvelables intermittentes. Et la conclusion logique serait donc de devoir limiter la pénétration de ces énergies à un niveau à ne pas dépasser (de l'ordre de 30 à 40% suivant la géographie du pays concerné) – ce qui va à l'encontre des orientations politiques prises depuis des années d'aller vers toujours plus de renouvelables, même jusque 100%. On en revient au besoin d'avoir un mix équilibré dans la logique de la durabilité sociétale développé plus haut.

Une fois précisées les notions de coûts, on peut passer à celle des prix. La crise de l'énergie a montré les limites du mécanisme de marché. La Commission, l'ayant elle-même reconnu dans le chef de sa Présidente, a fait une proposition de révision de ce mécanisme qui, pour l'essentiel, corrigera une des faiblesses d'un marché de court terme qui ne donne pas de signal pour les nécessaires investissements de long terme. Des CfDs (Contracts for Difference) ou des PPAs (Power Purchase Agreements) sont proposés qui sont sans doute nécessaires mais sont des biais supplémentaires dans ce qui devrait être un « marché » non biaisé, ce qu'il n'est pas depuis longtemps de par les subsides aux renouvelables (voir le rapport de la Cour des Comptes Européenne : près de 500 milliards sur 10 ans entre 2010 et 2019 – ce qui colle assez bien avec le montant équivalent pour l'Allemagne sur 20 ans). En fait le problème du « marché », créé avant l'arrivée des renouvelables intermittents, est qu'il mélange maintenant des « produits » différents dans un même marché, des grosses installations centralisées et des petites installations décentralisées et intermittentes, avec, qui plus est, une priorité d'accès pour ces dernières au travers de l'ordre de mérite, et sans parler des subsides déjà mentionnés. C'est peut-être cela qu'il faudrait revoir. Si l'on veut garder le « marché », au moins faudrait-il qu'il soit un vrai marché – où les divers moyens de production (décarbonés) entrent en compétition sur pied d'égalité – pour faire simple, en exigeant que les énergies renouvelables entrent dans le marché avec leur « sac-à-dos » contenant les moyens et coûts de gestion de leur intermittence. C'est sans doute utopique, mais cette vision permet d'expliquer simplement les limites du système de marché de l'électricité tel qu'il a été conçu. Un ensemble de coûts sont cachés (suivant le message trop souvent entendu que les énergies renouvelables du vent et du soleil sont gratuites) mais bien à payer en final par le consommateur soit dans sa facture d'électricité, soit par sa feuille d'impôts...

Et maintenant on fait quoi ?

Tout ceci nous amène à la question « Que Faire avec le nucléaire ? »... après 20 ans d'absence de vision politique ou de politiques négatives si pas anti-nucléaires. La question se pose au niveau national, belge en l'occurrence, et au niveau européen. Il est plus qu'urgent de reprendre une réflexion en profondeur, basée sur la science et l'économie, sur le rôle que devra jouer cette forme d'énergie totalement décarbonée et pour laquelle l'Europe est auto-suffisante en termes de technologie et de ressources. La compétence est encore là mais un effort volontariste devra être entrepris pour éviter un étiolement qui a déjà bien commencé.

³ <https://login.oecd-nea.org/upload/docs/application/pdf/2019-12/7335-system-costs-es.pdf>

Il faut tout d'abord engager les programmes d'extension de vie (LTO Long Term Operation) de toutes les centrales nucléaires existantes qui reçoivent l'approbation des Autorités de sûreté. Cela nous donnera environ 20 années supplémentaires d'électricité fiable à des coûts imbattables. Après évidemment le consommateur n'en profitera que si le marché est réorganisé pour que les prix reflètent les coûts réels et totaux.

Ensuite il faut se poser la question du lancement de la construction d'une flotte de grands réacteurs de puissance de Génération III (à l'exemple de la France avec ses 6 EPRs II, et potentiellement 8 autres après). La question n'est pas triviale car, bien que de tels réacteurs soient disponibles sur le marché, un tel programme met 10 ans à se concrétiser et une fois construites les centrales sont là pour 60 à 80 ans. Cela engage donc pour un siècle. Une telle décision impactera donc les autres choix possibles de moyens de production d'électricité. À la base de la réflexion une évaluation des besoins futurs en électricité sur le moyen et long terme est évidemment primordial pour calibrer le nombre de gros réacteurs qu'il faudrait construire.

Puis vient la question de la fermeture (ou non) du cycle du combustible. Veut-on retraiter le combustible usé pour en extraire les matières recyclables (Uranium et Plutonium) ? Si l'on estime cela cohérent dans une société où le recyclage est vertueux, on doit alors penser réacteurs à neutrons rapides de Génération IV qui optimisent l'utilisation de ce Plutonium. Aller dans cette direction rend totalement indépendant en termes de ressources car le recyclage augmente les quantités de matières fissiles d'un facteur 50 à 100, par conversion de l'Uranium 238 fertile en Plutonium fissile. En d'autres termes il n'y a plus besoin de dépendre de l'extérieur pour la fourniture du combustible. Une telle approche réduit également les quantités de déchets ultimes de haute activité qui doivent être enfouies en couches profondes car le Plutonium en est préalablement extrait. Des réacteurs rapides ont déjà été construits et opérés par le passé, et certains fonctionnent à ce jour en dehors de l'Europe. Remettre l'ouvrage sur le métier demandera probablement de l'ordre de 20 ans pour voir des réacteurs de génération IV entrer en phase de construction industrielle en Europe.

Enfin on peut aller encore plus loin en rajoutant des installations dédiées à la transmutation des actinides mineurs (« petits frères » du Plutonium) et qui sont les plus pénalisants dans la radiotoxicité et la durée de vie des déchets nucléaires. Si on peut les séparer et les transmuter en les fissionnant dans des réacteurs rapides conçus dans ce but, on réduit la durée des déchets ultimes à quelques centaines d'années. La Belgique est pionnière dans ce domaine avec le réacteur MYRRHA (ADS Accelerated Driven System) en construction à Mol. Un montant de l'ordre de 550 Millions d'euros a déjà été attribué pour une première phase... mais il faudra poursuivre l'effort.

Et pour finir il faut réfléchir aux SMRs – Small Medium Reactors – des réacteurs de moins de 300 MWe. Une petite centaine de concepts, de Génération III ou IV, plus ou moins innovants, sont à l'étude dans le monde, dont certains en phase de démonstration prototype. L'intérêt de ces réacteurs est de nature essentiellement économique – l'investissement de départ étant moins lourd. Mais leur développement requiert un marché important et une chaîne de fourniture bien adaptée. Certains modèles pourraient atteindre de hautes températures ce qui les positionnerait idéalement pour la fourniture de chaleur directe à l'industrie. Dans ce cas cependant, vient la question de la localisation de tels réacteurs sur un grand nombre de sites différents. Les 100 Millions d'euros attribués par le Gouvernement pour analyser le potentiel d'un SMR en Belgique est un bon signal mais, comme pour MYRRHA, l'effort devra être poursuivi de manière volontariste.

Voilà les données de base du problème... on comprend qu'il faut une vision politique de très long terme stable dans le temps. Il faut tourner le dos aux errements et non-décision des 20 dernières années. Pour ce faire les politiques doivent être aidés par les experts. Divers mécanismes peuvent être

envisagés, allant d'un Comité des Sages comme dans les années 1970 en Belgique, à une structure du type OPECST (Office Parlementaire d'Évaluation des Choix Scientifiques et Techniques) comme en France, mais le besoin d'un tel mécanisme semble absolu.

Les élections prochaines de 2024, en Belgique et au niveau européen, seront-elles une opportunité pour voir se dessiner des orientations enfin claires et responsables dans les programmes des partis politiques ? Le Mouvement 100TWh a entamé un tour de (presque tous les) partis pour les engager à réfléchir dans ce sens et a l'intention d'organiser au printemps un Conférence pour confronter les programmes, avec la présence de la presse.

Marc Deffrennes

31 Juillet 2023.