



Quelles ÉNERGIES pour demain ?

2021 : Sixième Colloque organisé par la Sfen – Groupe régional Provence

Quelles perspectives pour l'électronucléaire dans le monde, en Europe et en France ?

Vendredi 15 octobre 2021

Centre de Congrès d'Aix-en-Provence

PROGRAMME

Animation par M. Yves BLISSON, Journaliste MPROVENCE

8h15 - 9h00	Accueil des participants
9h00 - 9h05	Introduction au Colloque, Patrick MICHAILLE Président du Groupe Régional Provence de la Sfen
9h05 - 9h10	Présentation du programme et des conférenciers, Yves Blisson
9h10 - 9h50	Evolution mondiale de l'électronucléaire, Michel BERTHELEMY Analyste de l'Energie Nucléaire, OCDE/AEN
10h00 - 10h20	ITER et la collaboration internationale – du rêve à la réalité, Bernard BIGOT Directeur Général d'ITER Organization
10h30 - 10h40	pause-café
10h40 - 11h20	L'électronucléaire chinois, Christophe POINSSOT Ex Conseiller nucléaire près l'Ambassade de France en CHINE
11h30 - 12h10	L'électronucléaire russe, Alexey LOKHOV Directeur adjoint de ROSATOM Western Europe
12h20 - 13h00	L'électronucléaire en Amérique du Nord, Sunil FELIX Conseiller nucléaire auprès de l'Ambassade de France à Washington, avec compétence sur les Etats-Unis et le Canada
13h00 - 14h10	Cocktail déjeunatoire
14h15 - 14h30	Questions / réponses à Sunil Félix et aux conférenciers du matin
14h30 - 15h10	L'électronucléaire français, Olivier BARD Directeur du programme Nouveau Nucléaire, EDF
15h20 - 16h00	Le système électrique et sa dimension européenne, Yannick JACQUEMART Directeur Économie du système électrique, RTE
16h10 - 16h50	La Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE), Julien AUBERT Député de Vaucluse
17h00 - 17h10	L'impact sur les territoires, Mme Joëlle CANUET, Conseiller Municipal d'Aix-en-Provence, Délégué à l'efficacité énergétique, énergies, fluides
17h10 - 17h30	Table ronde avec les conférenciers - questions du public
17h30 - 17h35	Conclusions du Colloque, Valérie FAUDON Déléguée Générale de la Sfen et Vice-Présidente de European Nuclear Society
17h40 - 18h00	Apéritif de clôture

Inscription obligatoire via le lien : <https://fr.xing-events.com/sfen-provence-15-10-2021.html>

Passé sanitaire à présenter à l'entrée et port du masque obligatoire pendant les conférences

Notes de compte rendu

p.michaille@orange .fr – V0-01nov21

Patrick MICHAILLE remercie les conférenciers et les membres du comité d'action organisateurs de ce colloque, présente les activités du groupe régional Provence de la Sfen et l'esquisse du programme 2022, et présente le programme de la journée en rappelant les consignes sanitaires.

Le nucléaire n'a pas encore pris en Europe le virage du changement climatique

Michel BERTHELEMY (OCDE/AEN) a rappelé que l'objectif était l'atteinte de Zéro Emission Nette en 2050, alors qu'au rythme actuel on aura atteint les 1,5 °C dans seulement 8 ans. Par rapport au taux de croissance « volontariste » affiché par les EnR, le nucléaire reste dans une posture conservatrice de doublement du parc, alors que l'histoire a montré des taux de croissance du nucléaire beaucoup plus forts (même en Allemagne). Le nucléaire peut s'appuyer sur 3 atouts :

- La prolongation de la durée de vie des réacteurs (déjà 80 ans aux USA), permettant d'éviter 45 Gt de CO₂
- Le développement des réacteurs de 3^e génération, dont la sûreté est renforcée (économisent 23 Gt de CO₂)
- Les petits réacteurs multi-usages (SMR) : remplacement des centrales à charbon, des générateurs à fioul en zones isolées, production de chaleur, réacteurs embarqués, au total 70 concepts permettant d'éviter 15 Gt de CO₂

Les politiques énergétiques ne sont pas au bon niveau pour traiter le changement climatique. Un frein au développement du nucléaire est l'harmonisation des procédures de *licensing*, et une attitude frileuse pour aborder les nouveaux marchés (hydrogène). Mais la question de la taxonomie européenne pour l'accès au financement des technologies énergétiques durables a secoué les pays de leur frilosité.

La fusion de l'hydrogène contribuera à la lutte contre le changement climatique dans la 2^e moitié du siècle

Bernard BIGOT a rappelé succinctement les enjeux du projet ITER, pour produire de l'énergie décarbonée en abondance dans la deuxième partie du XXI^e siècle. Il a annoncé un léger décalage de la date de réalisation du 1^{er} plasma vers 2026-2027, et que pour la première fois, ITER sera présent à une COP, la COP-26 à Glasgow. En réponse à une question de Dominique OCHEM, il a précisé que, pour un réacteur à fusion de l'hydrogène de type ITER de 1000 MW_e, la consommation annuelle de lithium nécessaire pour produire avec ce même réacteur le tritium servant de combustible est seulement de 200 kg.

L'approche de la Chine est darwinienne

Christophe POINSSOT a commenté que la Chine avait une approche darwinienne du nucléaire, en essayant toutes les technologies pour juger les plus prometteuses, en visant le leadership technologique.

Objectif 2035 : 130-150 GW nucléaire, soit 10% du mix électrique, à base de réacteurs Hualong.

2050 : il faudra 300 réacteurs produisant 21% de l'électricité pour tenir les objectifs de la COP

Hualong : 1200 MW_e combinant les systèmes de sûreté passifs (AP 1000) et actifs ; rétention en cuve en cas de fonte du cœur ; construction < 6 ans ; durée de vie : 60 ans

La chaîne industrielle est mature, capable de produire 12 réacteurs par an, ce qui dépasse le rythme d'investissement national ; l'industrie chinoise peut donc exporter.

Approvisionnement en uranium : 1/3 chinois, 1/3 russe et 1/3 sur les marchés, pour ne pas épuiser leur ressource.

Leur seul retard est sur le cycle du combustible, mais ils progressent vite ; ils prévoient une unité de 200 t/an pour alimenter leur RNR-600 et mènent des négociations avec Orano pour une usine de 800 t/a.

Quelles perspectives pour l'électronucléaire dans le monde, en Europe et en France ?

Ils prévoient pour les SMR des applications très diversifiées. Ils étudient un modèle de 250 MWth et construisent un petit réacteur à sels fondus (MSR) alimenté en thorium (TMSR-50).

Dans le domaine de la fusion, ils en sont déjà à concevoir un réacteur industriel.

La transition énergétique est au cœur de leur stratégie (motivation nationale + soft power à l'international) pour devenir le leader des technologies bas carbone.

Questions :

- Avec 44% d'EnRi en 2050, comment gèreront-ils l'intermittence ? -- ils investissent dans les batteries, et ils auront encore beaucoup de production pilotable avec du charbon, pour lequel ils visent la capture-stockage (CCS) et la réutilisation (CCUS).

- Comment gèrent-ils la distance : production à l'ouest, consommation à l'est ? – avec des lignes à ultra-haute tension [1 MV], un réseau impressionnant, et l'amélioration du pilotage de la demande en fonction de l'offre

- Quel est le marché du Hualong ? – Ils vont terminer la certification en Grande Bretagne et ont la capacité industrielle à exporter.

- Quelle est la légitimité de l'autorité de sureté ? – Elle a fait preuve de son autorité en arrêtant un chantier de Hualong. Les Chinois ne peuvent pas se permettre d'incident, ni au plan international (*soft-power*) ni même au plan national, car l'environnement est le seul sujet sur lequel les populations ont la liberté de se plaindre.

RosAtom tend la main pour une coopération accrue avec EDF et les industriels français

Alexey LOKHOV fait une présentation générale des activités de RosAtom : développement du nucléaire en Russie et à l'international, SMR et 4^e génération ; après une comparaison VVER/REP, il conclut sur la coopération nucléaire franco-russe.

RosAtom (250.000 employés) regroupe toute la recherche et l'industrie nucléaire russe, exploite des brise-glaces nucléaires et se diversifie même dans la construction d'éoliennes. N'émettant pas de CO₂, le nucléaire est considéré en Russie comme une énergie « verte » et a accès au financement, et au marché de capacités. Sur 104 réacteurs construits, 78 sont des VVER. Le rythme de construction est d'un réacteur par an, ce qui soutient l'industrie. Les VVER-1200 en construction à l'étranger se trouvent en Belarus, Bangladesh, Turquie et Inde. Au stade du *licensing* en Hongrie, Finlande, Egypte et Chine.

La Russie poursuit la filière rapide : BN-600 présente un facteur de charge historique de 74,5 % et est en cours de travaux pour prolonger sa durée de vie jusqu'en 2040 ; BN-800, démarré en 2016, commence à charger du combustible MOx. Le projet BN-1200 a pris du retard, avec la secousse qu'a provoqué l'arrêt d'ASTRID.

Les SMR bénéficient du retour d'expérience des brise-glaces, conçus pour supporter des secousses très importantes, et présentant donc une très bonne résistance aux séismes. Le retard sur la construction de l'Akademik Lomonossov sont dus à la construction de la barge (intégration des circuits), mais 4 nouvelles centrales flottantes sont en commande, et une version à terre est proposée, toutes avec des réacteurs basés sur le RITM-200.

Les premiers VVER de 440 MWe ont été dimensionnés pour que leurs cuves puissent être transportées par voie ferrée (tunnels) ; un réflecteur lourd protège la cuve du flux neutronique. Comme il y a 6 boucles primaires dans les VVER-440, les piquages se font sur 2 niveaux. Tous les VVER (y compris -1000 et -1200) ont un GV horizontal : le faible niveau de vibrations permet de les garder toute la durée de vie du réacteur, et le grand inventaire d'eau constitue un atout pour la sûreté. Par contre, leur intégration dans le bloc réacteur nécessite une enceinte de confinement de dimensions importantes.

Les assemblages combustibles sont hexagonaux, contrairement aux assemblages carrés des REP. Par contre, les caractéristiques thermiques des réacteurs VVER et REP sont proches, ce qui permet d'utiliser des équipements de REP sur les centrales équipées de réacteurs VVER.

Les VVER-1200 sont livrés en deux modèles : l'un où la sûreté repose plus sur des systèmes actifs (Novovoronezh) – et proposé pour Paks (Hongrie), l'autre sur des systèmes passifs (Leningrad) – et proposé pour Hanhikivi (Finlande).

Quelles perspectives pour l'électronucléaire dans le monde, en Europe et en France ?

La coopération franco-russe a fêté ses 50 ans. Les turbines Arabelle (13 commandées), le contrôle commande Framatome, font partie des exportations de VVER, ce qui représente jusqu'à 1 Md€ par réacteur. RosAtom est ouvert au renforcement de la coopération, et pourquoi pas à la conception d'un modèle commun, y compris sur les SMR.

Questions :

- L'acceptation du nucléaire en Russie ? – Elle résulte de la crise des années 90 : les gens voient les avantages (emploi, sécurité d'approvisionnement) ; cependant, les divers projet du cycle du combustible ont soulevé des protestations en Russie, après les rumeurs des années 90 que la Russie serait la poubelle nucléaire de l'Europe. Pour la France, le besoin de nouveau nucléaire n'est peut-être pas assez ressenti pour modifier la perception de la population.
- L'impact de Tchernobyl et Fukushima ? – La démarche a été la même qu'en Europe. La prévention de la fusion du cœur est déjà prise en compte dans les VVER-1200. RosAtom échange avec EdF sur la gestion de crise multisites. RosAtom travaille aussi avec l'industrie française sur la production des pièces forgées.
- Sur le cycle ? – Il est fermé en Russie en ce qui concerne l'uranium de retraitement qui servait à alimenter les RBMK. Les deux réacteurs rapides suffisent pour le programme national de gestion des matières. Les VVER ne sont pas moxés.
- Réacteur refroidi au plomb ? – C'est un réacteur d'essai. Pour les réacteurs rapides, le caloporteur sodium reste la solution nominale. Le prototype BREST-300 testera du combustible nitrure, et le réacteur est situé près d'une usine de retraitement.
- La rentabilité des réacteurs sur barges ? – Dans les régions où le prix de l'électricité peut atteindre 200 à 300 €/MWh en raison des difficultés d'approvisionnement en fioul, elle est largement établie, même avec l'Akademik Lomonossov.
- Quid de l'exportation des réacteurs navals ? – Elle est conditionnée par la réglementation internationale (problème de responsabilité). Le Royaume-Uni travaille sur le sujet.
- Le développement de la fusion de l'hydrogène ? – En ce qui concerne la fusion, RosAtom est l'agence domestique russe pour ITER. Il y a de nombreux tokamaks d'essai en Russie.

L'Electronucléaire en Amérique du Nord : la mutation par l'innovation

Sunil FELIX commence par une description de l'organisation de l'énergie nucléaire aux Etats-Unis. Les USA vivent un contexte unique : l'appareil démocrate, de réticent, devient pro-nucléaire par pragmatisme. Les 93 tranches en activité produisent 19,5 % de l'électricité, avec un facteur de charge de 93,4 %. Mais la baisse jusqu'à 2050 est prévisible : déjà 10 réacteurs sont en arrêt prématuré, du fait de la concurrence du gaz et des ENR, fortement subventionnées. Seule la paire d'AP-1000 de Vogtle poursuit sa construction, avec des glissements de calendrier et de coût. Mise en service prévue en 2022-2023.

Le rôle principal du renouveau nucléaire aux USA relève du DOE, avec comme critères 1) la sécurité, l'indépendance et la production bas carbone ; 2) de garder le leadership à l'export.

Par contre, les obstacles au retraitement persistent, et il est prévu 2 sites d'entrepôts centralisés (Consolidated Interim Storage Facility, CISF), au Texas et au Nouveau Mexique.

Le démantèlement est confié à des entreprises spécialisées qui achètent l'installation, le terrain et les provisions financières, et doivent réaliser leur bénéfice.

L'innovation : Conscients de leur perte de leadership –au profit de la Russie et de la Chine- sur les gros réacteurs électrogènes, les USA se relancent avec les réacteurs avancés, incluant les petits réacteurs et/ou les réacteurs de 4^{ème} génération, dont la R&D est payée par le DOE, en laissant le soin aux industriels privés de choisir les briques technologiques qu'ils veulent mettre en œuvre. (Ce changement de paradigme vaut aussi dans le spatial.) Outre les réacteurs en cours de *licensing* comme NuScale, le Programme ARDP

Quelles perspectives pour l'électronucléaire dans le monde, en Europe et en France ?

(Advanced Reactor Development Program), programme phare du DOE visant à permettre l'émergence des réacteurs avancés, s'articule autour de 3 voies :

1 : construction de 2 démonstrateurs (Natrium : SMR de type RNR-Na ; Xe-100 (HTGR) à mettre en service d'ici 5-7 ans, avec un financement du DOE de 4 Mds\$ (2 x 2) ;

2 : soutien à d'autres concepts moins matures (notamment à sels fondus, combustibles TRISO)

3 : soutien à d'autres concepts encore moins matures pouvant être démontrés d'ici 2035, avec un financement global du DOE pouvant s'élever à 40 M\$.

En matière de combustible, il est prévu d'utiliser des HALEU à des taux d'enrichissement atteignant 20 %, pour le combustible Triso (HTGR) que les réacteurs à sels fondus ou le combustible métallique des RNR-Na. Les USA se positionnent en Europe pour fournir des AP-1000 (UK, Ukraine, Pologne), des BWR-X300 (Pologne, Estonie, UK), et Nuscale a des discussions avec UK, Pologne, Ukraine, Roumanie, République Tchèque, et Bulgarie.

Ils développent par ailleurs la technologie de l'hydrogène (électrolyseurs et piles à combustible) produit par le nucléaire.

Le **Canada** promeut la technologie des SMR, d'autant qu'il est prévu

- La fermeture en 2024 et 2025 des six réacteurs de Pickering opérés par OPG [Ontario Power Generation];
- La décision de sortie du charbon en 2030 ;
- L'adoption du principe d'une taxe carbone sur le gaz ;
- L'impact environnemental de moins en moins acceptable des projets hydrauliques ;
- Des conditions environnementales peu favorables au développement du solaire.

Les premiers sites visés sont Darlington B et Chalk River. OPG a shortlisté trois concepts de SMR, qu'il souhaite co-développer en partenariat avec chacun de leurs concepteurs :

- Le SMR BWRX-300 de GE Hitachi (GEH) ;
- L'« Integral Molten Salt Reactor – IMSR » de Terrestrial Energy ;
- Le SMR Xe-100 d'X-Energy

Un concept parmi ces 3 sera retenu à l'automne 2021, dont les développements seront examinés, en vue d'une décision finale de construction par OPG vers 2024.

Les industriels français du nucléaire sont prêts à lancer le programme de 6 EPR2

Olivier BARD présente le programme de nouveaux réacteurs nucléaires en France.

- Fin 2018, le gouvernement a lancé l'instruction d'un programme pour 2021. Fin 2020, le président de la République a fixé la décision de lancer le programme au plus tard en 2023. L'étude d'EDF a été remise en mai 2021, après un travail de collaboration aux côtés des ministères, CEA, ANDRA, ORANO, le GIFEN et CSFN (Comité stratégique de la filière nucléaire). Six volets sont étudiés : les coûts ; la capacité de l'industrie ; le mix énergétique et la justification d'un socle pilotable (qui renvoie aux travaux conduits par RTE pour le Bilan Prévisionnel 2050) ; les déchets ; le calendrier ; le financement et la régulation. La contribution apportée par EDF à cette instruction a mis en évidence l'intérêt du nucléaire pour limiter le coût du système électrique à l'horizon 2050 ; les aspects souveraineté et décarbonation, l'empreinte écologique et l'impact dans la politique de réindustrialisation et de maintien de l'activité économique dans les territoires ont également été mis en avant.

- En ce qui concerne la faisabilité, le retour d'expérience montre tout l'intérêt d'une construction par paires de réacteurs, a fortiori dans le cadre d'un palier technique standard. Sur Hinkley Point C, les gains de performance associés sont de 45% sur le ferrailage du béton, de 30% sur le montage du liner métallique de l'enceinte. On peut considérer l'EPR de Flamanville (FL-3) comme un programme de reconstitution de compétences, les méthodes industrielles devront être mises en œuvre avec la formation (université du nucléaire, école de la soudure) : simplification, faire bien du 1^{er} coup, spécifications définies en collaboration avec les fournisseurs pour s'assurer de la réalisabilité. Ne construire qu'après avoir acquis un niveau suffisant de conception, ne passer à un chantier tiré par les montages électromécaniques qu'une fois l'essentiel du

Quelles perspectives pour l'électronucléaire dans le monde, en Europe et en France ?

génie civil achevé (transfert de salles), les études d'installations et des équipements et le processus de fabrication et de livraison des équipements suffisamment matures.

- Le Rapport préliminaire de sureté a été soumis à l'ASN début 2021 afin de faciliter son instruction en vue du processus réglementaire d'autorisation de création de la première paire d'EPR2. L'écart entre la construction de deux réacteurs d'un même site est prévu de 18 mois afin de favoriser la souplesse et l'apprentissage attendus de l'effet de paire ; entre deux paires, l'écart envisagé est de 4 ans. La mise en service du premier EPR2 aurait lieu vers 2035. Celle du sixième réacteur le serait au début des années 2040, soit environ 20 ans après FA3.

- Le délai entre une décision d'engagement et le début de la construction conventionnellement fixé au « premier béton nucléaire » (coulage du radier de l'îlot nucléaire) est de plusieurs années, du fait du processus d'autorisation réglementaire, des travaux préparatoires (terrassements, organisation du chantier, fondations) et des études de conception dont un niveau suffisant de maturité est visé avant d'ouvrir la phase de construction génie civil.

Questions

- sur les déchets : les déchets des 3 paires d'EPR2 sont de natures équivalentes à ceux des autres réacteurs actuellement en fonctionnement ; ils ne modifieront pas le spectre ni les ordres de grandeur. Les EPR2 seront moxables.

- sur le financement : L'expérience, en particulier en Grande Bretagne, montre qu'un engagement de l'Etat (financement et régulation) est de nature à permettre le lancement effectif du programme et à réduire le coût par un portage approprié des risques de surcoûts. Cette implication de l'État doit être discutée avec la Commission européenne : à Paks-2 (2 VVER fournis par le russe RosAtom) qui sera financé intégralement par l'État hongrois, elle a imposé de créer une société séparée.

- sur la complémentarité EPR-SMR-EnR : Dans tous les scénarios de mix électrique à l'horizon 2050, un développement fort des EnR est nécessaire pour compléter la production nucléaire. L'intérêt d'une part suffisante de nucléaire réside dans sa capacité à se substituer à une part supplémentaire d'EnR par définition la moins rentable. On peut techniquement compter sur un fonctionnement des réacteurs actuels jusqu'à 60 ans. La possibilité et les conditions pour aller au-delà pour certains réacteurs pourront être étudiées le moment venu (dans 10 à 15 ans), sachant que l'expérience américaine montre d'ores et déjà une probabilité non négligeable en ce sens. L'émergence d'une solution SMR est de nature à représenter un complément mais ne serait pas, quoi qu'il en soit, de nature à apporter une puissance de substitution aux réacteurs de forte puissance sans avoir à recourir à d'autres sites que les sites nucléaires existants. La filière sera d'autant mieux armée pour faire émerger cette solution SMR qu'elle bénéficiera de la dynamique industrielle d'un programme de réacteurs EPR2.

La France sera le hub de distribution de l'électricité européenne entre les éoliennes de la Mer du Nord et le solaire des pays du Sud

Yannick JACQUEMART présente le système électrique et sa dimension européenne.

- Le réseau actuel de 400 kV s'est développé dans les années 80 pour transporter la production des centrales nucléaires. Quelles que soient nos décisions nationales, le réseau européen sera à majorité EnR (300 GW prévus d'éoliens *offshore* en Mer du Nord). L'étude de RTE a porté sur les caractéristiques : coût ; sécurité d'approvisionnement ; caractère durable.
- Le réseau européen a pour but de relier les péninsules : GB, Espagne, Italie. En France, il est prévu un doublement des capacités d'interconnexion, à 22 GW.
- Si les usages historiques de l'électricité vont décroître, d'autres usages vont apparaître à partir de 2030 ; l'énergie consommée va augmenter, mais **pas la pointe de consommation ni la puissance installée**. Par exemple, le passage des ampoules à incandescence aux LED a permis de diminuer la puissance de 5 GW.
- On prévoit une forte augmentation d'EnR (+ 220 GW), contre une baisse du nucléaire de 20 GW, des fossiles de 43 GW, mais une augmentation du gaz de 25 GW [soit au résultat une diminution des pilotables de 38 GW].

Quelles perspectives pour l'électronucléaire dans le monde, en Europe et en France ?

- Le marché de l'électricité fonctionne bien et permet de faire appel à la dernière unité la moins chère. **Il ne permet pas de définir une politique énergétique en matière d'investissement.**
- Les nouvelles lignes électriques seront : enterrées pour les 63/90 kV, enterrées en agglomération pour les 250 kV, autant que possible dans les couloirs existants pour les 400 KV.
- L'investissement représente 13 Md€ en 15 ans.
- Le rapport sortira le 25 octobre 2021 sous forme d'un résumé pour les décideurs de 50 pages et d'un rapport de présentation des principaux résultats de 450 pages. Un rapport détaillé sortira en janvier-février 2022. Les points abordés sont : techniques, économiques, environnementaux, sociétaux.
- Seul le scénario N3 garde 50% de nucléaire, en prolongeant la durée de vie des centrales à 60 ans. La consommation augmentera de 450 à 650 TWh. La production des EnR sera significative même en présence de nucléaire. Les rythmes de construction seront : pour l'éolien terrestre : 1 à 2 GW/a ; pour l'éolien en mer : 2 GW/a ; pour le PV : 2 à 6 GW/a.
- La flexibilité portera sur la demande, les batteries, les STEP, les productions thermiques (gaz) et l'interconnexion (45 GW, contre 20 GW en 2030).
- Dans les scénarios étudiés, on ne pourra pas garder 60 GW de nucléaire en 2050, au maximum 50 GW dans la vision actuelle des acteurs du nucléaire.

Si la transition énergétique nécessite un changement de société, il faut à tout le moins un débat !

Julien AUBERT rappelle que la PPE et l'ensemble de la politique énergétique française ne sont absolument pas fondés sur l'objectif scientifique de lutter contre le réchauffement climatique, en particulier de réduire les émissions de CO₂ : fermeture de 24 réacteurs d'ici 2025, abandon du retraitement, mise en place d'une filière de démantèlement. Dans ses objectifs de développement des EnR, la PPE – à peine publiée – est déjà obsolète, et se trouve à contre-courant des besoins de production et de souveraineté mise en évidence par la crise sanitaire. La Cour des comptes a montré l'aggravation du déficit de la balance commerciale et les objectifs irréalistes de réduction de consommation.

La PPE est très coûteuse (6,1 Md€ par an de subventions annuelles aux EnR) pour un résultat nul (l'électricité est déjà décarbonée), tandis qu'il suffirait de 3 Md€ pendant 5 ans pour rénover les logements « passoires thermiques ». Au total, la PPE aura coûté 90 Md€ pour assurer seulement 15% de la production électrique pendant 20 ans ; la même somme a été dépensée pour le parc nucléaire qui a fourni l'essentiel de l'électricité pendant 40 ans. D'autant que les EnR sont par nature intermittentes : on n'a jamais évalué l'occurrence du « cygne noir » : un effondrement complet du réseau dû à un arrêt soudain des éoliennes de la Mer du Nord en raison d'une tempête généralisée à toute la zone. Car le prétendu foisonnement n'a jamais été scientifiquement démontré.

On n'a pas les moyens de se payer 2 systèmes de production d'électricité, l'un EnR et l'autre nucléaire pour le suppléer : il faudrait 220 Md€ ; il va donc falloir effectuer des arbitrages. Le plus efficace serait de les faire en prenant comme critère le coût de la tonne de CO₂ évitée.

Il va falloir se pencher sur les SMR a) leur articulation avec les EPR, b) si c'est pour l'export, combien de démonstrateurs sur notre territoire. En tout cas, ne pas donner l'impression que le kWh sera moins cher qu'avec les EPR.

En ce qui concerne le programme d'EPR2 (47,2 Md€ pour 3 paires), on peut se poser la question s'il ne faudrait pas en prévoir 12 pour baisser le coût unitaire, et trancher le nœud gordien : qu'est-ce qui permet de garder une filière d'excellence ? d'obtenir le coût le plus bas ? de développer la meilleure politique industrielle ?

Quelles perspectives pour l'électronucléaire dans le monde, en Europe et en France ?

Débat des conférenciers avec la salle

JA rappelle que l'Allemagne a exclu du plan de relance le nucléaire, mais pas le gaz. La France a copié en 2012 la loi allemande d'Energiewende (EWG) sans se rappeler d'où on vient. Le grand perdant est l'utilisateur qui paye plus cher à cause des taxes.

Comment retrouver des marges de manœuvre vis-à-vis de Bruxelles (taxonomie, liberté d'EDF de sortir de l'ARENH ?) Comment faire que l'humain soit plus rationnel ?

- Faire comprendre qu'on n'est pas dupe, sinon on aura une réaction du genre gilets jaunes et on sera tous perdants. Il faut distinguer la peur, localisée sur un sujet précis (ex : Covid, avec une réaction personnelle et collective efficace possible) de l'anxiété diffuse et sans visage.
- Il y a de la part des politiques une perte de culture scientifique, d'où le fait de tordre le bras de l'administration pour dire que 100 % de renouvelables, c'est faisable. La réponse est de mettre des conditions ... Il faut bien séparer la place de l'expert de celle du politique, qui a en charge la société et l'aménagement du territoire.

Il n'y a pas eu de vent en septembre dernier sur toute l'Europe

YJ : RTE n'a jamais dit qu'il y aurait toujours du vent quelque part ! Le choix des moyens de substitution relève de chaque pays [biogaz, hydrogène décarboné, hydraulique...]. Le rôle de RTE est de caractériser et de quantifier les moyens de substitution, dont le nucléaire, et de faire l'étude d'impact. Il est clair que le cycle *power-to-gas-to-power* [hydrolyse – stockage de l'hydrogène – pile à combustible] n'a qu'un rendement de 30 %, mais certains pays envisagent d'importer leur hydrogène. RTE regarde toutes les solutions et éclaire le débat ; la décision revient ensuite aux politiques.

Dans un réseau électrique, il faut régler la fréquence et la tension ; or le PV impose des onduleurs sans bénéficier de la capacité réactive du réseau et de l'inertie des machines tournantes pour régler la fréquence.

YJ : Oui, mais les consommations sont de toute façon de plus en plus électroniques et nécessitent des raccordements de toute façon. Le système électrique change ; j'ai confiance qu'on sache inventer des réponses progressives moyennant de la R&D.

Il y a peu d'élus présents dans la salle : D'où vient cette désaffection ?

JA : D'une part la date du colloque entre en concurrence avec la visite du Président de la République et un congrès mondial de pompiers. D'autre part, chaque municipalité veut avoir sa propre transition énergétique, sans avoir consulté la PPE ... Enfin, le nucléaire relève de la politique nationale et non locale.

Il y a la possibilité d'une crise énergétique en Europe : quelles sont les réponses ?

YJ : La crise énergétique, on est dedans ! L'énergie ne se réduit pas à l'électricité. En 2005 [vote de la Constitution européenne], le mot « sécurité d'approvisionnement » n'était nulle part : on ne parlait que baisser les prix par la libre circulation. En Chine, on assiste à des coupures géantes d'électricité. La France en est préservée grâce à son parc [nucléaire] qui constitue un actif essentiel. Mon sujet, c'est : l'électricité – pour décarboner l'énergie.

Est-ce que le réseau de la Russie fera partie du réseau européen ?

AL : Au contraire, les pays baltes vont se déconnecter de la Russie. Mais une autre connexion s'établit avec le gazoduc North Stream 2.

Est-ce que le back-up des EnR en Allemagne est fait par du gaz qui produit du CO2 ?

YJ : Si vous voulez me faire défendre la transition énergétique allemande, je ne le ferai pas : les Allemands n'ont pas fait de transition énergétique pour réduire le CO2, mais pour sortir du nucléaire. La centrale à

Quelles perspectives pour l'électronucléaire dans le monde, en Europe et en France ?

charbon de Cordemais ne sera sollicitée que quelques jours par an, ce qui représentera une émission CO2 négligeable. Les pays européens non nucléaires présentent le gaz comme une énergie de transition, mais en France on n'en a pas besoin.

Quid du démantèlement ?

VF : C'est l'occasion de progrès en informatique (maquette 3D pour optimiser les interventions des personnels) et en robotique. Il y a 2 marchés : celui des centrales actuelles (Chooz A, Fessenheim – malheureusement, qui présentent peu de verrous technologiques, avec un effet de série ; et celui des installations du cycle (labos et usines), qui sont des marchés extrêmement techniques : chacun est différent.

OB : EDF a aussi sur les bras les AGR anglais, qui sont tous spécifiques.

AL : Le démantèlement de SuperPhénix se passe très bien ; les Anglais, les Américains et les Japonais viennent en recueillir le REX.

Est-ce que le coût global est évalué dans les scénarios de RTE ?

YJ : C'est bien un des objets du rapport.

VF (qui a travaillé sur le scénario 50 GW de nucléaire) : Chaque filière arrive et dit ce qu'elle va faire d'ici 2050. RTE a challengé sur le rythme de construction crédible compte tenu de Flamanville-3. On sera prudent sur la première paire, avec une possibilité d'accélérer ensuite. Mais il faudrait avoir déjà la première commande !

En ce qui concerne le dépassement des 60 ans, l'ASN est intervenue. EDF est concentrée sur les 40 ans et un peu sur les 50 ans, donc on s'est servi de l'exemple américain. Au résultat, on introduit dans le scénario 50 GW un peu de dépassement de 60 ans. Un scénario n'est pas l'avenir : c'est un éclairage sur les décisions que l'on prend, ou sur les conséquences de celles qu'on ne prend pas ! [et sur la criticité des hypothèses]

OB : On est prudent, compte tenu de l'expérience de l'EPR de Flamanville. Quand on compare la restauration d'une performance d'une part et l'émergence potentielle d'une solution hypothétique, ce ne sont pas des hypothèses équiprobables.

YJ : Ce qui est important, c'est de comprendre le chemin, et de définir l'arbre des décisions : quand est-ce qu'on décide. Pour asseoir la crédibilité, il vaut mieux répéter longtemps que de changer souvent, et avancer progressivement. Je voudrais qu'on sorte du débat l'un ou l'autre : il y aura les deux. La mesure jugée la plus efficace, c'est de ne pas fermer ce qui existe.

On a reproché à l'EPR sa complexité, du fait du mix de conception franco-allemand. Est-ce qu'on en échappe avec l'EPR-2 ?

OB : En Chine, l'EPR a été construit en 9 ans, mais les Chinois pourraient le construire en nominal en 6 ans. Aujourd'hui, c'est l'occasion de revoir des options : par exemple, le cloisonnement du bâtiment réacteur, pour permettre d'entrer dans le bâtiment réacteur quand il est en fonctionnement. Le retour sur cette option, que les Français n'utilisent pas, simplifierait beaucoup la construction.

Est-ce qu'entre les EPR et les SMR, on oublie les moyennes puissances ?

OB : Pas du tout, il y a bien une déclinaison de l'EPR2 en 1200 MW.

Deux aspects n'ont pas été pris pour Astrid : EDF n'est pas demandeur de la surgénération, et le CEA n'avait pas le budget compte tenu des retards du RJH.

OB : Le métier d'EDF est de faire de l'électricité avec des séries de réacteur, pas de financer un projet.

VF : C'est une décision consensuelle de tous les acteurs de la filière, c'est un constat commun.

Nuward va recevoir des financements supplémentaires jusqu'à l'avant-projet détaillé. Mais le Président a aussi parlé d'innovation de rupture (suite probablement au constat de l'absence de la France sur les vaccins

Quelles perspectives pour l'électronucléaire dans le monde, en Europe et en France ?

et sur l'espace) : sur le cycle du combustible, sur les réacteurs de l'espace, sur des briques industrielles importantes. Le CEA a communiqué sur une pause : il est temps de nous questionner sur nos forces, par exemple sur le sodium mais aussi sur les sels fondus, et sur le cycle du combustible. Framatome et Orano entrent dans des consortiums aux Etats-Unis : on lance tout et on regarde après.

C'est au niveau local qu'on a un impact de l'énergie sur le mode de vie (transports et habitat).

Joëlle CANUET excuse l'absence de Sophie JOISSAINS, maire d'Aix en Provence, et donne des exemples des actions réalisées en local suite à la conférence de Rio de 1992 :

- Réseau de chauffage urbain : la chaufferie au fioul est alimentée depuis 2014 par la biomasse bois, approvisionnée dans un rayon de 80 km. Les 100 MWh produits par an permettent de chauffer 25.000 Aixois à un prix de 70 €/MWh, alors qu'il serait de 120 avec le gaz et 140 avec l'électricité. Le réseau de 24 km sera étendu. Une deuxième chaufferie est prévue pour les logements sociaux des quartiers Ouest.
- Audit énergétique des bâtiments communaux et des écoles pour accroître l'isolation et placer des panneaux photovoltaïques.
- Economie d'énergie en baissant à 30% l'éclairage public entre 1 heure et 5 heures du matin.

Bien que ces actions ne soient pas très visibles, la mairie espère qu'elles se traduiront sur les prix.

La Sfen va rédiger un livre blanc du nucléaire d'ici la fin de l'année

Valérie FAUDON rappelle le programme de l'année :

- 1) la convention Sfen dans les territoires et l'édition des cahiers de régions
- 2) les fiches « parler du nucléaire » qui seront remises à jour (chiffres-clés sur chaque sujet)
- 3) la rédaction en cours du livre blanc avec 3 axes : a) la sécurité d'approvisionnement électrique ; b) la décarbonation ; c) la réindustrialisation du pays.

a) A propos de la sécurité d'approvisionnement : rappel que la panne au Texas a touché 4,5 M habitants et a provoqué, directement et indirectement, 650 décès : c'est pourquoi ne pas prendre de décision de renouvellement ferait courir un grand risque à la population (voir la note Sfen de juin 2020).

b) La crise du gaz a mis en évidence que les taxes sur l'électricité bas carbone sont plus élevées que sur le gaz, alors que dans une perspective de décarbonation, c'est sur les matières carbonées qu'il faut faire porter les taxes ! Les calculs montrent que les énergies renouvelables ne seront pas suffisantes pour produire l'hydrogène nécessaire à la décarbonation de l'économie, et qu'il faudra en importer la moitié. C'est pourquoi il faudra développer les SMR, non seulement pour remplacer les centrales à charbon, mais aussi pour décarboner l'économie en profondeur, en produisant de la chaleur, et permettre de développer la production d'hydrogène par électrolyse à haute température.

c) La réindustrialisation a été étudiée avec le think tank Fondapol. Il s'agit de faire renaître une industrie – mais décarbonée – grâce au nucléaire. A titre d'exemple, 1 tonne d'aluminium produite à Dunkerque avec de l'électricité fournie par la centrale de Gravelines produit 2 tonnes de CO₂ ; quand elle est produite en Chine, ce sont 15 tonnes de CO₂ qui sont émis ! Le nucléaire s'appuie en France sur 3200 entreprises (l'aéronautique, sur 500 seulement), avec des innovations qui profitent aux industriels de la région.

Cette réflexion sur la programmation sur le temps long sera présentée aux équipes de campagne d'ici la fin de l'année.

Lien de téléchargement des diaporamas et des vidéos des conférences :

- URL: <https://secured-drive.com/sfen>

- Identifiant: **quellesenergiespourdemain15octobre2021**

- Mot de Passe: **BBBu7tt5vcx**