



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

2021: Sixième Colloque du cycle « Quelles ÉNERGIES pour demain ? »
organisé par la Sfen – Groupe régional Provence



DOSSIER DE PRESSE

PROGRAMME

Animation par M. Yves BLISSON, Journaliste MPROVENCE

8h15 - 9h00	Accueil des participants
9h00 - 9h05	Présentation du Colloque , Patrick MICHAILLE Président du Groupe Régional Provence de la Sfen
9h05 - 9h15	Allocution de bienvenue , Maire d'Aix-en-Provence
9h15 - 9h55	Evolution mondiale de l'électronucléaire , Michel BERTHELEMY Analyse 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
10h20 - 10h30	pause-café
10h30 - 11h10	L'électronucléaire chinois , Christophe POINSSOT Ex Conseiller nucléaire près l'Ambassade de France en CHINE
11h20 - 12h00	L'électronucléaire russe , Alexey LOKHOV Représentation de ROSATOM en France
12h10 - 12h50	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
14h10 - 14h30	Échanges conférenciers du matin / participants
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
17h10 - 17h30	Échanges conférenciers / participants
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



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

2021: Sixième Colloque du cycle « Quelles ÉNERGIES pour demain ? »
organisé par la Sfen – Groupe régional Provence



DOSSIER DE PRESSE

Présentation du Colloque

Patrick MICHAILLE, Ingénieur Centrale Paris, licence ès Sc. Économiques, Docteur ès Sciences Physiques
Retraité après une carrière faite essentiellement au CEA, il a pris en 2020 la succession de Bruno SICARD comme Président du Groupe régional Sud-Corse de la SFEN.



Si en Europe certains pays arrêtent leurs réacteurs nucléaires, soit totalement comme l'Allemagne, soit partiellement comme la France, le nucléaire est promu dans d'autres pays, notamment en Chine, en Russie, et même en Europe, comme une source d'énergie bas carbone et pilotable, avec des projets innovants comme aux USA.

Ce colloque a pour objectif de faire un tour d'horizon des marchés en développement dans le monde sur la base des technologies de Génération 3. On abordera aussi, à travers les résultats des études de l'OCDE/AEN et de RTE, l'enjeu - qui concerne tout particulièrement la France - de l'optimisation du mix énergétique, en identifiant les conditions d'une bonne intégration des énergies intermittentes soutenues par une technologie nucléaire fiable et souple.

L'évolution mondiale de l'électronucléaire

Michel BERTHELEMY est docteur en économie de l'École des Mines de Paris, puis a réalisé un postdoc à University College London (UCL). Economiste-chercheur au CEA/I-Tésé, il a coordonné de nombreuses études couvrant à la fois le cycle du combustible nucléaire, les coûts du nouveau nucléaire, les perspectives économiques des nouveaux concepts de réacteurs (SMR, Gen-IV) et le rôle du nucléaire dans les trajectoires de décarbonation. Il est depuis 2019 détaché du CEA auprès de l'Agence pour l'Énergie Nucléaire (AEN) de l'OCDE où il est responsable des études économiques.



Le rôle de l'Agence de l'énergie nucléaire de l'OCDE (OECD/NEA) est de favoriser les échanges entre les 33 états membres. Notamment, ces dernières années, l'Agence a étudié

- 1) Comment faciliter l'innovation dans le nucléaire (*Nuclear Innovation 2050*), comment réduire les délais et le coût de l'introduction de solutions innovantes, dans le respect des normes de sûreté.
- 2) Comment optimiser le mix énergétique pour la production d'électricité.

Les freins à l'innovation en matière nucléaire sont : les fragilités du marché de l'électricité, qui découragent les investissements très capitalistiques requis par les technologies nucléaires ; la décroissance de la disponibilité des infrastructures de recherche, qui sont un creuset de compétences et de moyens pour la démonstration de la sûreté et de la performance des technologies nucléaires ; l'absence d'approche internationale coordonnée pour les processus d'autorisation de sûreté requis pour les innovations.

Convergence des cadres réglementaires et maintien au bon niveau des compétences sont deux sujets critiques. C'est pourquoi l'AEN a lancé une initiative, rejointe par 10 pays, de favoriser la circulation de jeunes talents entre des pays ouvrant l'accès à des projets nationaux ambitieux, leur permettant d'être exposés à des défis techniques au meilleur état de l'art.



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

2021: Sixième Colloque du cycle « Quelles ÉNERGIES pour demain ? »
organisé par la Sfen – Groupe régional Provence



DOSSIER DE PRESSE

L'optimisation du mix énergétique

Après que le GIEC ait reconnu l'importance du nucléaire dans la production d'électricité décarbonée, il est essentiel de pouvoir optimiser la part respective de nucléaire et de sources d'énergies renouvelables intermittentes (VRE : *variable renewable energy*, pratiquement l'éolien et le solaire PV) dans un système électrique, de façon à définir un objectif de transition - et le chemin pour l'atteindre.

Si les coûts d'exploitation des VRE sont intrinsèquement faibles, il faut leur ajouter le coût de l'impact de leur variabilité sur le système pilotable (perte de production et usure du fait du cyclage), ainsi que les coûts induits sur le réseau (perte de stabilité à compenser, renforcement des réseaux de transport et de distribution).

En termes de coût d'investissement, la puissance de VRE à installer doit intégrer leur facteur de production : pour délivrer 98 GW en pointe, il faut investir dans 118 GW au niveau de 10 % de VRE ; 167 GW pour 30 % de VRE ; 220 GW pour 50% de VRE ; 325 GW pour 75% de VRE.

À noter que dans un scénario à 50% de VRE, les réacteurs doivent assurer des rampes de puissance de 30-35 % /h pour suivre la variabilité des VRE. À 75% de VRE, le nucléaire a disparu, seul subsiste le cycle combiné à gaz comme moyen pilotable de compenser les variations des VRE. Les coûts de système augmentent alors fortement en proportion des coûts d'investissement (50 \$/MWh à 75% VRE), à comparer aux 60 \$/MWh d'éolien terrestre et aux 130 \$/MWh de solaire PV.

Les prix de l'électricité produite fluctuent aussi fortement : la valeur est nulle en cas de vent, l'excédent de puissance installée provoque une '*auto-cannibalisation*' (notamment avec le solaire PV) qui conduit à des arrêts volontaires dès 30 % VRE ; *a contrario*, les périodes où le prix flambe au-dessus de 100 \$/MWh doublent.

L'étude conclut à un ratio optimal, dans les conditions technico-économiques actuelles, de 30-40% VRE, et 40-60% de pilotable bas-carbone (nucléaire, hydro), ainsi qu'une forte interconnexion.

ITER et la collaboration internationale – du rêve à la réalité

Bernard BIGOT est diplômé de l'Ecole Normale Supérieure de Lyon.

Il a occupé la fonction de Haut Commissaire à l'Energie Atomique de 2003 à 2009, puis celle d'Administrateur Général du Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA) entre 2009 et 2014.

Il a été élu Directeur Général d'ITER Organization début 2015, et ré-élu unanimement par le Conseil ITER en janvier 2019 pour 5 ans supplémentaires.



L'électronucléaire russe

Alexey LOKHOV est ingénieur de l'École Polytechnique et docteur en physique théorique.

Il a commencé sa carrière en 2006 au CEA/Saclay au SERMA (Service d'études des réacteurs et de mathématiques appliquées). De 2010 à 2015, il a travaillé à l'AEN de l'OCDE, dans la division de développement du nucléaire. Depuis 2015, il est Directeur adjoint Responsable du développement à Rosatom Western Europe



Rosatom regroupe environ 400 entreprises et un effectif de 250.000 employés.

En Russie, les capacités de production nucléaire sont de 30,2 GW exploités dans 36 réacteurs (contre 62,2 GW par EDF en France, dans 57 réacteurs), le nucléaire représente environ 19% du mix électrique russe.

Mais, parmi les 9 nouveaux réacteurs nucléaires connectés au réseau électrique en 2018 dans le monde, 3 étaient de facture russe - un était construit en Chine et les deux autres en Russie.

Autres points forts de Rosatom, c'est un cycle de combustible développé (ROSATOM capte aussi 36 % du marché mondial de l'enrichissement d'uranium), la maîtrise industrielle des réacteurs à neutrons rapides



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

2021: Sixième Colloque du cycle « Quelles ÉNERGIES pour demain ? »
organisé par la Sfen – Groupe régional Provence



DOSSIER DE PRESSE

(notamment les unités BN-600 et BN-800) et une première réalisation de SMR avec une centrale flottante qui a été connectée au réseau en 2019.

Concernant les nouvelles centrales nucléaires, en Asie, les clients sont l'Inde et la Chine, partenaire historique, mais aussi le Bangladesh. Dans les pays primo-accédants, ROSATOM -- comme d'autres constructeurs d'ailleurs, doit faire face à plusieurs défis, surtout la formation du personnel et obtention des autorisations nécessaires dans les pays avec une autorité de sûreté nucléaire inexpérimentée.

En même temps, la plupart des nouveaux projets : en Finlande et en Hongrie, mais aussi en Turquie et en Égypte, doivent répondre à des critères de sûreté et de performance très stricts, ce qui amène ROSATOM à renforcer ses coopérations avec des fournisseurs occidentaux, surtout français. Par exemple, les projets en Finlande et en Hongrie utilisent les turbines Arabelle, le contrôle-commande de Framatome-Siemens, et font appel à des fournisseurs et ingénieurs des différentes sociétés française et européennes. D'après les estimations, chaque nouvelle unité de ROSATOM représente jusqu'à 1 milliard d'euros de contrats pour les entreprises françaises.

A noter que Rosenergoatom, qui exploite le réacteur à neutrons rapides BN800, prévoit d'utiliser du combustible entièrement MOX d'ici 2021, ce qui permet d'économiser l'uranium-235 (le seul isotope naturellement fissile) et de recycler le plutonium, au lieu de le stocker comme déchet.

L'électronucléaire chinois

Christophe POINSSOT est spécialiste du traitement des métaux rares et des combustibles nucléaires. Après un post-doc au laboratoire de gestion des déchets de l'institut Paul Scherrer en Suisse, il a été Chef du département des procédés de transformation des minerais et du recyclage du combustible au CEA, avant de devenir Conseiller nucléaire et représentant du CEA en Chine. À son retour de Chine, il a été nommé Directeur Général Délégué et Directeur Scientifique au BRGM.



La Chine a investi dans toutes les technologies nucléaires de 2^{ème} génération (G-II), et continue de le faire avec des réacteurs de 3^{ème} génération (G-III) :

- Réacteurs à eau sous pression M310, construits par CGN avec l'appui d'EDF, sinisés en CPR1000 (G-II) et promus en ACPR1000 (G-III) ; CNNC construit des réacteurs CNP600 de 650 MW
- Réacteurs à eau lourde de type CANDU, construits par CNNC avec Atomic Energy Canada Ltd
- Réacteurs à eau sous pression VVER 1000 (G-II) et VVER 1200 (G-III), construits par CNNC avec l'appui de Rosatom
- Réacteurs à eau sous pression AP1000 (G-III), construits par CNNC avec l'appui de Westinghouse, et améliorés (université de Tsinghua) en CAP1000 (1250 MW) et CAP1400 (1400 MW)
- Réacteurs à eau sous pression EPR (G-III de 1700 MW), construits par CGN avec la participation d'EDF
- Réacteurs rapides CDFR600, construits par CNNC avec l'appui de Rosatom
- Réacteur à haute température de 600 MW, construit par CNEC
- Réacteur modulaire de 100 MW (SMR), construit par CNNC, destiné au chauffage urbain

Les relations franco-chinoises

Outre le démarrage des 2 EPR de Taishan construits en partenariat avec EDF, les relations franco-chinoises sont marquées par une vision commune du recyclage du combustible usé pour économiser les ressources de la planète, particulièrement en uranium-235 (signature en novembre 2019 d'un mémorandum d'entente sur la coopération pour la construction d'une usine de traitement-recyclage des combustibles nucléaires usés), ce qui conduit les Chinois à développer des RNR (un réacteur à sodium de 600 MW avec les Russes, un projet de réacteur refroidi au plomb-bismuth, et un autre à combustible liquide en sels fondus). Par ailleurs, la



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

2021: Sixième Colloque du cycle « Quelles ÉNERGIES pour demain ? »
organisé par la Sfen – Groupe régional Provence



DOSSIER DE PRESSE

coopération franco-chinoise s'étend au marché britannique avec la participation de la CGN aux projets de construction des réacteurs EPR sur le site d'Hinkley Point C et de Sizewell C, ainsi que la participation d'EDF au développement d'un projet piloté par la CGN sur le site de Bradwell B qui serait doté des réacteurs Hualong 1, notamment en vue d'obtenir la certification britannique pour le fer de lance des réacteurs chinois à l'exportation.

La Chine à l'international

Ce sont les électriciens-exploitants chinois (CNNC, CGN et SPIC) qui portent les projets internationaux. Au Pakistan, CNNC a démarré 4 réacteurs de 340 MW à Chasma et construit 2 réacteurs de 1 000 MW à Karachi. En Argentine, CNNC prévoit la construction d'un réacteur à eau lourde de 700 MW et d'un réacteur Hualong de 1 000 MW.

SPIC pourrait être porteur de la technologie AP 1000 et AP 1400 aujourd'hui acquise par la Chine.

Au cours des deux décennies à venir, c'est 70% à 80% des nouveaux réacteurs dans le monde qui seront construits par la Chine (la quasi-totalité du reste par la Russie).

Stratégie américaine en matière de nucléaire civil en Amérique du Nord

Après un doctorat en Mathématiques Appliquées, puis des études postdoctorales effectuées au Collège Polytechnique Royal à Stockholm, Sunil FÉLIX a été embauché au CEA, où il a mené des activités de chercheur dans le domaine du Calcul de Structures. Il a dans ce cadre été envoyé au Japon pour des activités de recherche sur la thématique de la Fuite avant Rupture sur les tuyauteries de RNR. Pendant la présidence française du Forum International Génération IV (GIF) de 2006 à 2010, il a été l'assistant personnel du Président Jacques Bouchard.



Il a exercé les fonctions de Conseiller nucléaire dans différentes ambassades, en Corée du Sud, en Inde, au Japon, et désormais près l'Ambassade de France à Washington, avec compétence sur les Etats-Unis et le Canada.

Le nucléaire aux Etats-Unis

La place actuelle du nucléaire dans le mix énergétique

Les Etats-Unis demeurent à ce jour le pays comptant le plus de réacteurs nucléaires au monde, avec un parc de 95 tranches en exploitation, générant environ 19% de l'électricité produite et constituant la première source d'énergie zéro carbone du pays (55%). La moitié du parc a plus de 40 ans, son facteur de charge atteint des records (93,4% en 2019). La quasi-totalité des unités bénéficient déjà d'une licence d'exploitation jusqu'à 60 ans, et 4 ont en vue d'obtenir les premières licences à 80 ans.

En matière de cycle du combustible, la stratégie américaine repose sur l'interdiction du retraitement en territoire national et de l'exportation de matériel pouvant aider un pays à y recourir.

Perspectives à moyen et long terme du parc nucléaire civil aux Etats-Unis

Même si les Etats-Unis sont le berceau occidental des technologies électronucléaires, le nombre de réacteurs en exploitation baisse régulièrement, peu compétitif face notamment au gaz. Les seuls chantiers en cours sont ceux des AP-1000 de Vogtle et de VC Summer (arrêté depuis 2017), victimes de dérapages de coûts et de calendrier. Le contexte actuel d'urgence climatique a conduit l'administration démocrate à réaffirmer le rôle du nucléaire dans le mix national. Sur la scène internationale du nucléaire, les Etats-Unis ont depuis longtemps perdu leur leadership technologique. Dans le contexte d'une guerre froide technologique croissante avec la Chine, il est difficile d'imaginer les Etats-Unis accepter sans réagir le leadership russe dans le domaine comme la dynamique



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

2021: Sixième Colloque du cycle « Quelles ÉNERGIES pour demain ? »
organisé par la Sfen – Groupe régional Provence



DOSSIER DE PRESSE

irrépressible chinoise. Dès lors se pose pour les Etats-Unis la question du chemin stratégique permettant de reconquérir du leadership dans le marché international nucléaire.

Cette situation a conduit les Etats-Unis à investir dans l'innovation pour répondre aux défis techniques, économiques, environnementaux, géostratégiques qui se posent à eux. Des investissements soutenus sont accordés aux centres de recherches nationaux pour la construction d'infrastructures. Le DOE apporte un soutien massif à l'investissement industriel dans l'innovation, à l'image de son programme GAIN (Gateway for Accelerated Innovation in Nuclear). Il revient alors à l'industrie de choisir des voies en rupture, que ce soit par les grands manufacturiers nucléaires classiques, par de grands industriels non nucléaires, ou par tout un aréopage de start-up. Cette irrigation financière de l'écosystème produit des concepts qui prennent corps comme le projet de SMR NuScale incarnant l'esprit entrepreneurial et innovant américain dans le domaine nucléaire, ou également le REB BWRX-300 de GEH. Les idées innovantes foisonnent et les fonds publics investis par le DOE accélèrent les développements associés, au travers par exemple du programme Advanced Reactor Development Program, qui promeut en particulier les SMR, avec des concepts dont l'architecture est innovante mais les technologies classiques, et de nombreux concepts beaucoup plus en rupture technologique et explorés par des start-up.

Le nucléaire au Canada

Dans un contexte de forte croissance de la demande électrique, le Canada a fait le choix d'intégrer l'atome parmi ses stratégies de lutte contre le réchauffement climatique. C'est ainsi par exemple que dès 2016, dans un rapport remis à la convention cadre des Nations unies, sur les six scénarii énergétiques présentés par le Canada, cinq prévoient un accroissement de la capacité nucléaire installée, d'un facteur sept à huit.

A l'origine de ces prévisions, le contexte énergétique national, caractérisé notamment par :

- La perte de 3,1 GWe sur un total de 13,5 GWe (dont 12,9 GWe dans l'Ontario) de capacité totale installée du fait de la fermeture prévue en 2024 et 2025 des six réacteurs de Pickering opérés par le plus gros électricien nucléaire du pays, OPG ;
- 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.

Ce rapport pointait par ailleurs le rôle des SMR, MMR, présentés comme alternative aux générateurs diesel approvisionnant en courant les nombreuses communautés isolées du pays. Depuis, le pays promeut cette technologie, au travers notamment de moyens financiers, d'échanges menés par les Canadian Nuclear Laboratories avec des développeurs, des clients / financeurs potentiels... visant en particulier à accélérer l'achèvement d'une étape clé du processus de pré-certification par l'Autorité de Sûreté, des technologies en cours de développement (VDR – Vendor Design Review).

Des sites ont par ailleurs été identifiés pour la construction de SMR, dont celui de Darlington B, qui accueille actuellement 4 réacteurs exploités par OPG. En octobre 2020, celui-ci annonçait avoir retenu 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, et le SMR Xe-100 d'X-Energy.

Les liens nord-américains sont forts en matière de technologie SMR. Le Canada espère ainsi figurer – aux côtés des Etats-Unis – dans le peloton de tête des pays développant la gamme des petits réacteurs modulaires...

L'électronucléaire français

Olivier BARD, ingénieur de CentraleSupélec, a commencé comme assistant du conseiller nucléaire de l'ambassade de France au Japon, puis comme ingénieur de conception et





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

2021: Sixième Colloque du cycle « Quelles ÉNERGIES pour demain ? »
organisé par la Sfen – Groupe régional Provence



DOSSIER DE PRESSE

chef de projet de contrôle-commande, avant de participer à la construction de la centrale de Ling Ao. Rentré en France à la centrale de Paluel, il obtint son diplôme de l'INSEAD, puis repartit en Chine participer à la construction des EPR de Taishan, puis dirigea l'offre nucléaire française auprès de l'Afrique du Sud. Il est désormais Directeur du Programme Nouveau Nucléaire, à EDF.

Synthèse d'après l'article de **Xavier URSAT**, Directeur exécutif d'EDF en charge de la direction Ingénierie et projets Nouveau nucléaire, « Les leviers industriels de la compétitivité du nucléaire » dans « Le nucléaire civil, enjeu et débats », numéro spécial de « Responsabilité & Environnement » N°97, pp. 131-135, Annales des Mines, janvier 2020.

Notre électricité est déjà actuellement décarbonée à 90%, grâce au nucléaire (73%) et aux renouvelables (17%, essentiellement l'hydraulique). Grâce à sa manœuvrabilité (variation de 80% Pn possible 2 fois par jour), le nucléaire apporte les capacités de réserve de puissance permettant de garantir l'équilibrage entre production et consommation, et la fréquence de 50 Hz ; il est donc particulièrement adapté pour accompagner le développement des énergies renouvelables intermittentes qui feront partie du mix électrique futur. Rappelons les chiffres du GIEC concernant les émissions de carbone sur le cycle de vie des différents moyens de production d'électricité (en g CO₂-éq/kWh) : charbon, 820 ; gaz, 490 ; solaire PV, 45 ; hydraulique, 24 ; nucléaire, 12 ; éolien terrestre, 11.

Le parc nucléaire actuel, construit en 25 ans, a résulté d'une volonté politique ferme d'améliorer le niveau d'indépendance énergétique en offrant un kWh électrique à un prix compétitif. Pour éviter un effet falaise (80% du parc aura atteint 60 ans avant 2050), EDF prévoit de lisser l'arrêt définitif des réacteurs ayant atteint entre 50 et 60 ans. La PPE prévoit dans ce contexte la mise à l'arrêt de 14 réacteurs de 900 MWe (dont les 2 réacteurs de Fessenheim) avant 2035.

La période où il faudra commencer à remplacer ces réacteurs se situe vers 2030-2035, ce qui implique d'en prévoir le renouvellement dès à présent, car les temps de l'industrie sont longs. Les conditions de la réussite du parc actuel devront être remises en œuvre : standardisation des REP et création d'une filière industrielle.

Les causes des dérives de coût et de durée dans la construction de l'EPR de Flamanville sont identifiées :

- perte de compétences et d'expérience opérationnelle chez l'ensemble des acteurs, notamment la capacité à déceler les non conformités graves parmi une foule de signaux ;
- insuffisance de la préparation, cumulée à un objectif initial excessivement optimiste en matière de coût et de délai
- évolution des exigences réglementaires dans les années 2000
- absence de la souplesse qui s'attache à la réalisation par paire de réacteurs.

L'EPR2, qu'EDF développe, s'appuie sur le retour d'expérience des 6 projets d'EPR, en simplifiant et standardisant la construction, et en intégrant les outils numériques de l'ingénierie de système pour gérer les nombreuses interfaces et garantir la cohérence et la traçabilité de la réalisation. L'ensemble des industriels de la filière s'est réuni dans un syndicat professionnel, le GIFEN (Groupement des industriels français de l'énergie nucléaire), en vue de fédérer les efforts des participants vers une industrie plus innovante, plus efficace, et capable de gérer des objets plus complexes.

L'engagement, à partir de 2021 ou 2022, d'un palier de 3 paires d'EPR2 à raison d'une paire tous les 4 ans, dont la mise en service s'étalerait entre la moitié des années 2030 au début des années 2040, permettrait de disposer de 10 GW décarbonés dans le mix à long terme. Il est aussi et surtout une condition nécessaire à la mobilisation de l'ensemble de la filière (2600 entreprises employant 220 000 salariés) pour poursuivre la reconstitution de ses capacités industrielles engagée avec Flamanville 3 et disposer ainsi, dans 10 à 15 ans, d'une option de nucléaire neuf performant quand le moment sera venu de fixer l'objectif en matière de mix électrique à l'horizon 2050.



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

2021: Sixième Colloque du cycle « Quelles ÉNERGIES pour demain ? »
organisé par la Sfen – Groupe régional Provence



DOSSIER DE PRESSE

Sinon, la France risque d'être acculée à construire en urgence des centrales à gaz, en renonçant aux objectifs de décarbonation et d'indépendance énergétique.

Le réseau électrique et sa dimension européenne

Yannick JACQUEMART, ingénieur SupElec, a fait l'INSEAD, et a commencé sa carrière dans la recherche sur l'évaluation de la sécurité des systèmes électriques. Il est désormais Directeur de l'Economie du Système Electrique à RTE après avoir été Directeur de la R&D couvrant les impacts de la transition énergétique.



Dans le cadre de la PPE, RTE a développé 5 scénarios, dénommés Ohm, Ampère, Hertz, Volt, Watt. Le scénario Ohm (50% de nucléaire en 2025), nécessite un flux annuel d'investissement dans les VRE au-delà des capacités du pays, et le scénario Watt (baisse du nucléaire à 8 GW, 70 % d'énergies intermittentes) remplace le nucléaire par du thermique carboné. Le scénario Hertz, qui vise 39 GW de nucléaire, s'appuie lui aussi sur le gaz. Pour ces raisons, ces 3 scénarios ont été abandonnés. Ont été retenus, avec l'objectif de ne remplacer le nucléaire que par des énergies également décarbonées, sans mettre en péril la sécurité du réseau : le scénario Ampère (50 % de production nucléaire en 2035 avec une puissance de 48,5 GW, fermeture de 16 réacteurs), et le scénario Volt (55 % de nucléaire en 2035 avec 55 GW de nucléaire, fermeture de 9 réacteurs d'ici 2030, en plus des 2 de Fessenheim). Dans ces deux scénarios, qui ne préjugent pas des investissements pour au-delà de 2035, la France reste exportatrice et contribue à la baisse des émissions de CO2 européennes.

L'évolution des marchés de l'électricité

Les principaux enjeux sont les suivants :

- la régulation doit reposer sur le court terme, avec des prix du CO2 élevés
- les dispositifs de soutien doivent être transitoires ; le mécanisme d'ajustement va évoluer pour permettre la participation des énergies intermittentes aux dispositifs de court terme
- les mécanismes de capacité sont des rustines temporaires

Au cours des dernières années, le marché de l'électricité français a été transformé en profondeur pour :

- assurer la sécurité d'approvisionnement (p.ex : mécanisme de capacités)
- développer le rôle de la demande et la flexibilité sur le marché (p. ex : ouverture de tous les marchés aux consommateurs industriels et résidentiels)
- poursuivre la construction du marché européen de l'électricité
- mener à bien la transition énergétique (p.ex : réflexions autour de la participation des ENR aux marchés + premières analyses socio-économiques des smart-grids)
- ouvrir le marché de l'électricité aux effacements (la France est le 1^{er} pays d'Europe en matière d'ouverture aux effacements de consommation)
- mettre en place le mécanisme de capacité :
 - pour les fournisseurs d'énergie intermittente : couvrir la consommation réelle de leurs clients pendant les pointes ;
 - pour les exploitants de capacité : toutes les capacités participent au marché à hauteur de leur plus-value.

La Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE)

Julien AUBERT, Député de Vaucluse ; Diplômé de Sciences Po Paris, il fait un master à l'université Johns-Hopkins (SAIS) de Washington DC (États-Unis) puis l'École nationale d'administration. Il est nommé auditeur, puis conseiller référendaire à la Cour des comptes.





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

2021: Sixième Colloque du cycle « Quelles ÉNERGIES pour demain ? »
organisé par la Sfen – Groupe régional Provence



DOSSIER DE PRESSE

La PPE pour 2028 comprend deux plans quinquennaux qui constituent un outil opérationnel engageant pour les pouvoirs publics. Les principaux objectifs sont :

Réduction des émissions de gaz à effet de serre issues de la combustion d'énergie
(14 % en 2023 ; 30 % en 2028 par rapport à (vs) 2016, et pour cela :

- Baisse de la consommation primaire d'énergies fossiles (940 TWh en 2028 contre 1400 TWh en 2017)
- Augmentation de la consommation de chaleur renouvelable (TWh_R), pour une baisse de la consommation de chaleur totale (TWh_T) : 200/640 en 2023 ; 250/580 en 2028 vs 154/740 en 2017
- Forte augmentation de la production de biogaz (4 à 6 fois la production de 2017 – 6 TWh) sous l'hypothèse d'une baisse des coûts.

Réduction à 50 % de la part d'électricité nucléaire dans le mix électrique en 2035, et pour cela :

- Fermeture des 2 réacteurs de Fessenheim dès 2020, de 2 réacteurs avant la VD5 en 2027 et 2028, et de 10 autres REP-900 d'ici 2035 ;
- Baisse de la consommation d'énergie finale (de 1600 TWh en 2018 à 1400 TWh en 2028).
- Accélération des investissements en production intermittente d'électricité, en visant en 2028 : 40 GW de solaire PV, 34 GW d'éolien terrestre, 5,5 GW d'éolien en mer, l'hydroélectricité restant stable à 26 GW. Cela représentera # 80 GW de sources intermittentes, à comparer aux 63,2 GW de nucléaire plafonnés dans la loi sur la transition énergétique.

NB : En continuant au même rythme d'investissement, on atteindra en 2035 : 51 GW de solaire PV, 46 GW d'éolien terrestre, 12 GW d'éolien en mer, pour une production annuelle incluant l'hydroélectricité de 225 TWh. Si on y ajoute autant de nucléaire, la production se montera à 450 TWh, correspondant à la consommation nationale actuelle, mais sans permettre de solde exportateur.

La PPE dispose : « Si [avec le démarrage de Flamanville-3] de nouvelles capacités nucléaires n'apparaissent pas nécessaires pour le système électrique avant l'horizon 2035, par contre la sécurité d'approvisionnement et de stabilité du système électrique imposent de préserver une capacité de construction de nouveaux réacteurs nucléaires appuyés sur une technologie et des capacités industrielles nationales. Le Gouvernement conduira avec la filière d'ici mi-2021 une évaluation technique, économique, et sociétale, d'un programme de trois paires d'EPR2. »

Les questions que nous pourrions poser à Julien Aubert sont notamment, parmi bien d'autres :

- Par rapport à l'étude de l'OCDE/AEN, et à l'étude d'EDF concluant à la difficulté de gérer la stabilité d'un réseau comportant plus de 30-40% de sources intermittentes, les objectifs nationaux pour 2030 sont-ils réalistes ?
- Quelle date butoir est considérée comme raisonnable pour lancer un programme de 3 paires de EPR2, sans risquer de perdre la compétence chèrement reconstituée avec l'EPR de Flamanville ?



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

2021: Sixième Colloque du cycle « Quelles ÉNERGIES pour demain ? »
organisé par la Sfen – Groupe régional Provence



DOSSIER DE PRESSE

La Sfen, Société française d'énergie nucléaire : « Faire avancer le nucléaire »

Valérie FAUDON, Déléguée Générale de la Société Française d'Énergie Nucléaire (SFEN) et Vice-Présidente de l'European Nuclear Society (ENS), est diplômée de l'École Polytechnique et de Sciences Po où elle continue à enseigner dans le cadre de la Public School of International Affairs. Titulaire d'un Master of Science de l'Université de Stanford en Californie, elle a été Directrice Marketing d'AREVA de 2009 à 2012, après avoir occupé différentes fonctions de direction chez Hewlett Packard puis Alcatel-Lucent, aux États-Unis et en France.



Avec la création du Gifen (Groupement des industriels français de l'énergie nucléaire), Valérie a géré la transition de la Sfen pour se recentrer sur sa vocation de société savante.

Elle tirera les conclusions de ce colloque en replaçant les interventions dans le contexte international qui fait l'objet de nombreux articles dans la Revue Générale du Nucléaire.