

ANNEXE N° 2 :
COMPTE RENDU DE L'AUDITION PUBLIQUE DU 26 MAI 2016 SUR
« LES ENJEUX TECHNOLOGIQUES DE L'INTEGRATION DES
ÉNERGIES RENOUVELABLES AU RÉSEAU ÉLECTRIQUE »

OUVERTURE

M. Jean-Yves Le Déaut, député, président de l'OPECST. Je suis très heureux de vous accueillir aujourd'hui à l'Assemblée nationale pour cette audition consacrée aux enjeux technologiques de l'intégration des énergies renouvelables au réseau électrique.

Je remercie les responsables et chercheurs qui ont accepté d'y participer, tout spécialement les professeurs Friedrich Wagner, directeur émérite du *Max-Planck-Institut für Plasmaphysik*, et Jeffrey Bielicki, de l'*Ohio State University*, qui n'ont pas hésité à entreprendre un long voyage pour être présents parmi nous. Je salue également M. Rémy Dénos, de la direction générale énergie de la Commission européenne, qui arrive de Bruxelles.

Je commencerai par dire quelques mots de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques. L'OPECST est une délégation permanente, commune à l'Assemblée nationale et au Sénat, dans laquelle siègent dix-huit députés et dix-huit sénateurs. L'Office agit de trois manières : il peut soit être saisi par les autorités, soit organiser des auditions publiques sur des questions d'actualité, soit encore être saisi par la loi sur un certain nombre de sujets. Nous auditionnions par exemple hier, comme chaque année, conformément à la loi, l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN), pour contrôler son activité au cours de l'année écoulée. Nous pouvons recourir en tant que de besoin aux compétences d'un conseil scientifique composé de vingt-quatre membres. Nous sommes, par ailleurs, organisés en réseau européen, l'*European parliamentary office of technology assessment* (EPTA), dont fait partie le *Science and Technology Options Assessment* (STOA) du Parlement européen.

L'audition d'aujourd'hui s'inscrit dans la longue lignée des travaux de l'OPECST consacrés à la question de l'énergie qui, après la santé, est le sujet le plus souvent traité dans ses rapports.

Les conditions de l'intégration à grande échelle d'énergies renouvelables intermittentes dans le réseau électrique ont ainsi été examinées dans le cadre de plusieurs de nos études ou auditions publiques ces dernières années. Cela a par exemple été le cas en 2014, à l'occasion d'une audition sur les enseignements à tirer du tournant énergétique allemand pour la transition énergétique française, ou encore en 2013 dans le cadre de deux études respectivement consacrées à la

transition énergétique à l'aune de l'innovation et de la décentralisation et au rôle de l'hydrogène en tant que vecteur énergétique.

Deux ans auparavant, le rapport de l'OPECST sur l'avenir de la filière nucléaire, second volet de la mission qui lui a été confiée par les présidents des deux Assemblées après l'accident de Fukushima, a conclu à la nécessité de laisser le temps au développement, puis au déploiement, de technologies telles que le stockage massif de l'énergie, conditionnant l'intégration des énergies renouvelables.

Ce problème des développements scientifiques et technologiques nécessaires à la gestion de l'intermittence des énergies renouvelables avait déjà été étudié en 2009, lors de l'évaluation de la première stratégie de recherche en énergie, évaluation dont l'Office parlementaire s'est trouvé chargé par la loi du 13 juillet 2005, fixant les orientations de la politique énergétique. Depuis lors, la loi du 22 juillet 2013, relative à l'enseignement supérieur et à la recherche, a également confié à l'OPECST l'évaluation de la stratégie nationale de recherche.

L'audition de ce jour constituera également une opportunité pour préparer l'évaluation de la future Stratégie nationale de recherche en énergie, en donnant un premier éclairage sur les mécanismes qui permettront son élaboration et de prendre en compte les multiples facteurs en jeu au niveau national, européen et international.

PREMIÈRE TABLE RONDE : QUELLES TECHNOLOGIES POUR INTÉGRER LES ÉNERGIES RENOUVELABLES AU RÉSEAU ÉLECTRIQUE ?

Présidence de M. Jean-Yves Le Déaut, député, président de l'OPECST.

M. Jean-Yves Le Déaut. Cette première table ronde ouvre l'opportunité d'entendre plusieurs acteurs majeurs du monde de l'énergie sur les besoins en termes de moyens scientifiques et technologiques à développer ou à déployer, afin de prendre en compte la montée en puissance des énergies renouvelables, tout en assurant la stabilité du réseau électrique et la satisfaction des besoins énergétiques.

Ne sera pas abordé aujourd'hui le sujet épineux des moyens de substitution à la production d'électricité renouvelable intermittente, qu'il s'agisse, comme en France, de l'énergie nucléaire ou, comme outre-Rhin, de centrales à flammes fonctionnant au gaz, au charbon ou au lignite. Cette question est évidemment de première importance, puisqu'il s'agit aujourd'hui, avec l'énergie hydraulique, d'une composante indispensable au maintien de l'équilibre du réseau électrique.

Les producteurs d'électricité sont aujourd'hui confrontés à de sérieuses difficultés pour maintenir ces moyens de production pilotables, dont la rentabilité est mise à mal par l'arrivée sur le marché d'une électricité d'origine renouvelable à coût nul voire négatif, puisque déjà rémunérée au travers des mécanismes d'achat à prix garantis.

Bien qu'en France les centrales à flammes soient principalement utilisées pour gérer la pointe de consommation, il conviendrait également de s'interroger sur leur impact sanitaire, y compris pour celles situées par-delà nos frontières. Ainsi, un récent rapport de l'université de Stuttgart, commandité par Greenpeace Allemagne, a fait grand bruit : il révèle que le parc de centrales à énergies fossiles en service ou en construction chez nos voisins aurait pour impact une perte totale de plus de quarante-cinq mille années de vie humaine, notamment du fait de la pollution due aux microparticules, maximale dans un rayon de cent à deux-cents kilomètres de ces installations.

Plus généralement, nous n'évoquerons pas non plus l'évolution technologique des moyens de productions renouvelables, susceptibles de faciliter leur intégration au réseau. Par exemple, il est clair que l'éolien en mer présente une courbe de production plus intéressante de ce point de vue que l'éolien terrestre.

Je souligne que l'éolien terrestre et le photovoltaïque classique n'ont pas connu de saut technologique décisif ces dernières années, malgré les quelque vingt milliards d'euros versés en France au titre des obligations d'achat d'énergies renouvelables pour la période 2002 – 2013. D'après la Commission de régulation de l'énergie, ces obligations devraient d'ailleurs dépasser les soixante-dix milliards d'euros pour la période 2014 – 2025, ce qui resterait encore inférieur à leur équivalent en Allemagne, qui s'élève à près de vingt-cinq milliards d'euros annuels. À partir du moment où l'on dispose de ces chiffres, il semble évidemment nécessaire de s'intéresser à la meilleure gestion possible de l'intégration de ces énergies au réseau.

Ne serons pas abordés non plus les questions de sobriété et de performance énergétique, qui sont pourtant au cœur de la plupart des scénarios énergétiques à forte composante d'énergies renouvelables présentés ces dernières années. Ce choix ne découle évidemment pas d'un oubli, ni d'une volonté d'ignorer ce problème essentiel. J'ai moi-même publié, voici deux ans, un rapport sur les freins à l'innovation en matière d'économies d'énergie dans le bâtiment. Le rapport de la sénatrice Fabienne Keller et du député Denis Baupin sur les nouvelles mobilités sereines et durables, paru la même année, traitait quant à lui de la nécessaire réduction de la consommation énergétique dans les transports.

Le problème de l'extension du réseau électrique et du renforcement des liaisons ne sera pas traité en tant que tel, même s'il a de fortes implications technologiques et scientifiques, par exemple pour la transmission longue distance en courant continu ou l'enfouissement de certaines lignes électriques.

À côté de ces questions absolument fondamentales, il apparaissait en effet important de faire un point précis sur des technologies visant directement à faciliter la gestion de la variabilité de la production dans le réseau électrique, telles que les réseaux intelligents, le stockage de l'énergie ou encore l'effacement.

Je rappelle que chaque table ronde commencera par une série d'interventions de sept minutes chacune au plus. Deux exceptions seront toutefois consenties pour nos invités les plus lointains, qui bénéficieront de trois minutes supplémentaires. Ces interventions seront suivies d'un débat.

En introduction à cette première table ronde et pour donner un éclairage général à nos échanges, M. Patrick Ledermann va nous présenter, au nom de l'Académie des technologies, la problématique de l'intermittence et les enjeux technologiques de l'intégration des énergies renouvelables.

INTERVENTIONS

M. Patrick Ledermann, membre de l'Académie des technologies. La pénétration accrue des énergies renouvelables intermittentes, que sont le solaire photovoltaïque et l'éolien, a un impact sur la capacité d'équilibrage entre fourniture et consommation d'électricité sur les réseaux, à trois échelles de temps.

La première concerne le besoin augmenté d'une capacité de réserve, pour faire face aux pics de consommation. J'illustrerai mon propos en m'appuyant sur une étude récente d'EDF, dans laquelle a été simulé un parc de 280 GW d'éolien sur le réseau électrique européen. Sur la base de l'historique des variations climatiques, on observe que, pour une capacité de 280 GW, la production varie en hiver, sur une journée, entre 40 GW et 170 GW. Cela montre bien l'impact considérable en besoin de flexibilité et de capacité de réserve, donc de sécurité de l'approvisionnement. Il me semble également important de rappeler l'existence en Europe d'une tendance caractérisée d'accroissement du pic de consommation rapporté à la consommation moyenne sur l'année, en raison de la réduction de la consommation industrielle qui est stable.

Tous ces facteurs influent sur le besoin de réserve de capacité pour assurer la sécurité d'approvisionnement. Du fait de la pénétration accrue des énergies renouvelables intermittentes, les centrales thermiques sont moins utilisées. Leur rentabilité est donc dégradée et l'on constate dans plusieurs pays d'Europe, notamment en Allemagne, la fermeture d'un certain nombre de centrales de type cycle combiné gaz. Cela montre l'intérêt du marché de capacité, en cours de discussion, et le lien existant entre les technologies, les règles de gouvernance et les règles du marché. Il est important de disposer de règles de gouvernance définies et stables, à charge ensuite pour l'industrie de définir le bouquet de technologies permettant de s'adapter à ces règles. Concernant la question du pic de consommation, les interconnexions entre les réseaux des différents pays sont également un élément important.

La deuxième échelle de temps concerne l'équilibrage continu du réseau, sur une heure voire moins, entre fourniture et consommation. Cela renvoie au marché de l'électricité, sur la base de prévisions de consommation et de production, un jour avant la production et le jour-même. En Allemagne, les relevés montrent, sur une heure, une variation de production du parc solaire photovoltaïque de plus ou moins 9 %. Sachant que l'Allemagne dispose de 40 GW de solaire photovoltaïque, l'impact de cette variation est considérable.

À cet égard, sur le plan technologique, le numérique va jouer un rôle très important, avec non seulement une meilleure prévision de consommation et de production, mais aussi le développement de compteurs et de réseaux intelligents, en lien avec les objets connectés, permettant aux consommateurs et aux gestionnaires de réseaux de définir les modalités d'effacement de la consommation, afin d'ajuster la demande à l'offre.

Le stockage d'électricité est un autre élément clé, avec les stations de pompage – turbinage, aussi appelées stations de transfert d'énergie par pompage hydraulique (STEP), disposant d'un bassin haut et d'un bassin bas permettant de remonter l'eau par pompage lorsque l'électricité est abondante et de turbiner l'eau pour générer à nouveau de l'électricité en période de pic de consommation. Il s'agit là d'une technologie importante et mature. En France, il existe environ 5 GW de STEP mais peu de nouveaux sites sont susceptibles d'être développés. L'autre aspect du stockage sera constitué par les batteries, pour lesquelles l'enjeu réside essentiellement dans la réduction des coûts, qui restent actuellement élevés.

Après l'heure, la troisième échelle de temps est la minute, voire la seconde. L'enjeu ici est le contrôle de la fréquence du réseau et son maintien à 50 Hz en cas d'erreur de prévision ou de défaut d'une centrale ou du réseau, sachant que la variation acceptable est de l'ordre de 1 %. Or, les énergies intermittentes, en particulier le solaire photovoltaïque, se caractérisent par une diminution de l'inertie mécanique, qui conduit à une accélération de la variation de fréquence du réseau en cas d'incident.

Typiquement, un problème de maîtrise de la fréquence du réseau se pose en période estivale, à midi, lorsque certaines centrales thermiques ont été déconnectées. Il faut souligner que l'on peut bénéficier, avec l'électronique de puissance pilotant les éoliennes, de l'inertie mécanique des pales en rotation. Là aussi, le stockage de l'électricité, avec des batteries ou des volants d'inertie, peut jouer un rôle pour compenser cette augmentation de variation de fréquence.

Voici, brièvement évoquées, les trois échelles de temps pour lesquelles la pénétration des énergies renouvelables intermittentes, photovoltaïque et éolienne, va impacter l'équilibrage du réseau.

M. David Marchal, directeur adjoint Productions et énergies durables, ADEME. Mes propos vont s'appuyer sur deux études menées par l'ADEME les années précédentes : la première concerne le stockage d'électricité à l'horizon 2030 et la seconde à l'horizon 2050, voire au-delà.

Dans le cadre de la première étude, il s'agissait d'évaluer, avec l'appui de l'Association technique énergie environnement (ATEE) et de la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC), les besoins de stockage du système électrique français à l'horizon 2030, selon différents scénarios de pénétration des énergies renouvelables. Ces travaux se sont fondés sur une évaluation horaire de l'équilibre entre l'offre et la demande.

Le premier grand enseignement de cette étude est que nous disposons en France d'un système électrique déjà très flexible, si bien que les conclusions de ce rapport viennent finalement en assez forte opposition avec celles d'études similaires menées, par exemple, au Royaume-Uni où la flexibilité du système est beaucoup plus faible. À titre d'exemple, nous avons en France beaucoup d'hydroélectricité, dont une part susceptible de moduler la production. S'ajoutent à cela les STEP, citées précédemment. Notre parc de chauffe-eaux électriques, dont on peut aujourd'hui moduler la production avec le système « heures creuses – heures pleines », est également considérable et représente un gisement conséquent de déplacement d'énergie possible.

La grande conclusion de cette étude a été qu'à l'horizon 2030 il n'apparaissait pas, quel que soit le scénario envisagé, de besoin de développer de façon significative le stockage en France métropolitaine, en dehors de situations locales particulières qui n'ont pas pu être toutes analysées.

Nous avons mis en évidence la possibilité de développer en France métropolitaine, un ou deux gigawatts de nouveaux moyens de stockage de type STEP, susceptibles de trouver une rentabilité. Ces STEP pourraient entrer en concurrence avec d'autres moyens de flexibilité, tels que le pilotage de la demande. J'ai déjà parlé des chauffe-eaux, mais il convient de considérer l'effacement industriel, ainsi que le placement intelligent des recharges de véhicules électriques. À l'horizon 2030, ces véhicules pourraient se charger au moment opportun avec des signaux tarifaires. Ce pilotage de la demande, éventuellement par le biais tarifaire, pourrait au besoin prendre une place dans la gestion de ce gisement de stockage.

Cette évaluation concerne le cas général, en dehors de situations locales spécifiques, pour lesquelles il pourrait exister une rentabilité. Nous étudions ainsi, dans le cadre de différents projets accompagnés par l'ADEME, la rentabilité possible de dispositifs de stockage, notamment sur le réseau de distribution.

Il convient de mentionner ici un autre secteur dans lequel le stockage pourrait s'avérer utile. Il s'agit de la réserve tournante de 600 MW pour laquelle les volants d'inertie pourraient, par exemple, rendre un service.

Enfin, sur les territoires non interconnectés, îliens notamment, le stockage pourrait, dès aujourd'hui, représenter une opportunité intéressante pour des systèmes électriques de petite taille.

La seconde étude, publiée cette année, concerne la faisabilité en France métropolitaine d'un mix électrique très renouvelable, composé de 80 % à 100 % d'énergies renouvelables. Nous avons mis en évidence des résultats à la fois techniques et économiques. Cette étude a consisté à analyser la situation au pas horaire, et non, pour faire écho aux propos de M. Patrick Ledermann, aux conditions infra-horaires. Elle n'avait pas non plus pour vocation d'envisager les questions de scénario.

Cette étude a néanmoins permis de mettre en évidence différents points concernant notamment la faisabilité technique et le coût de production. Il existe différents mix électriques possibles, tous fondés majoritairement sur le photovoltaïque et l'éolien. Les coûts de production sont finalement assez peu éloignés de ceux d'autres mix électriques avec, par exemple, 40 % d'énergies renouvelables.

On constate enfin des résultats intéressants en termes de flexibilité et de stockage. Les besoins de flexibilité ont été évalués avec différents taux d'énergies renouvelables : 40 %, 80 % et jusqu'à 100 %, et différentes typologies de stockage susceptibles de rendre des services. En-deçà de 80 % à 95 % d'énergies renouvelables, les stockages de type batterie ou hebdomadaires – par exemple des STEP – peuvent prendre une part dans le mix électrique, avec environ 7 GW pour chaque type. Au-delà de ces taux, il serait nécessaire de recourir à des solutions de stockage inter-saisonnier, technologies aujourd'hui à l'état de prototype ou de petite démonstration. Nous avons ainsi retenu une technologie de type « *power-to-gas* », qui consiste à stocker du gaz de synthèse dans le réseau de gaz.

Il est important de souligner que la flexibilité dynamique de la demande, c'est-à-dire son pilotage, rend des services similaires à ceux rendus par le stockage infra-journalier en ce qui concerne l'équilibre entre l'offre et la demande. Toutefois cette flexibilité dynamique ne peut en aucun cas rendre des services en termes de stockage inter-saisonnier.

Je terminerai en évoquant la question des besoins en termes de technologies. Il apparaît notamment que les technologies de production sous-jacentes sont moins impactantes pour le réseau, au niveau des onduleurs, mais aussi des moyens de production. Par exemple, les technologies de photovoltaïque sur *tracker*, permettant d'orienter les panneaux suivant la position du soleil, ont des profils de production plus favorables au réseau, avec un pic moindre. De même, les éoliennes de nouvelle génération, de plus grand diamètre à puissance égale, peuvent également avoir un impact moindre sur le réseau.

J'ai déjà abordé le pilotage dynamique de la demande, avec l'opportunité offerte, dans les années à venir, par le pilotage intelligent de la charge des véhicules électriques.

En matière de stockage, un besoin de démonstration à l'échelle nationale a été pointé, notamment en zones non interconnectées (ZNI). Il faudra également affiner les connaissances sur les emplacements où ces dispositifs de stockage pourraient rendre un maximum de services.

Enfin, les outils de prévision pourront, tant à la maille nationale que locale, être utilisés pour améliorer les outils de conduite du réseau.

Les changements de vecteurs énergétiques, comme le « *power-to-gas* », ne seront nécessaires qu'à long, voire très long terme.

M. Jean-Guy Devézeaux de Lavergne, Alliance nationale de coordination de la recherche pour l'énergie (ANCRE), directeur de l'Institut de technico-économie des systèmes énergétiques (I-Tésé), CEA. Je m'exprime devant vous au nom de l'ANCRE, Alliance nationale de coordination de la recherche pour l'énergie, qui produit régulièrement des rapports portant notamment sur des scénarios énergétiques, des analyses technologiques et des feuilles de route, ou roadmaps.

L'ordre de grandeur des sujets que nous traitons aujourd'hui est extrêmement vaste. Au niveau mondial, dans de nombreuses prévisions relatives à la proportion d'énergies renouvelables à un horizon 2050, les pourcentages sont de l'ordre de 40 %. La question de l'intégration de ces énergies renouvelables sera un sujet extrêmement important, non seulement en France et en Europe, mais aussi dans le monde.

Les technologies elles-mêmes, mondialisées et échangées de manière très large entre les différents pays, sont extrêmement nombreuses. Nous en avons décomptées plusieurs dizaines au sein de l'ANCRE. À titre d'exemple, parmi les technologies du futur qui viennent d'être présentées au ministre de l'économie, M. Emmanuel Macron, sept technologies spécifiques sur huit concernent notre sujet d'aujourd'hui, et quatre sur huit sont transverses. Les réseaux, ou peut-être les énergies renouvelables îlotées, seront ainsi des concentrés de technologies parmi les plus importants dans le monde de l'énergie de demain.

Il faudra bien sûr s'intéresser également aux aspects de coûts. J'y reviendrai en conclusion.

Nous avons par ailleurs analysé la question du stockage. Dans un contexte d'augmentation de la sollicitation des énergies renouvelables et de la demande, certains de nos scénarios laissant apparaître une demande électrique plus importante que dans les perspectives de l'ADEME, le stockage sera appelé à jouer un rôle central, à hauteur, dans certaines hypothèses, de 38 GW et 47 TWh à l'horizon 2050. Cela a été analysé par l'ANCRE comme appelant des ruptures

significatives dans les technologies. Ce volet sera abordé ultérieurement par M. Fabrice LEMOINE. Il faut préparer ces technologies des années 2030 – 2050 dès maintenant et ne pas seulement travailler sur des taux de maturité élevés.

L'ANCRE a aussi mis en évidence l'importance de la dynamique. Par exemple, les coûts du solaire baissent, comme vous le savez, de façon très significative. Il faut envisager cette dynamique selon deux axes : d'une part, la baisse des coûts des technologies et l'augmentation des performances, et, d'autre part, les questions relatives au changement du parc. L'un des scénarios élaborés par l'ANCRE montre ainsi que si l'on souhaite diminuer la part en énergie nucléaire à l'horizon 2025, cela se traduira globalement par une augmentation des émissions de CO₂, parce que les technologies ne seront pas disponibles et que les parcs électriques sont rigides. Ainsi, le pilotage de la transition, qui est l'objet même de la programmation pluriannuelle de l'énergie, devra intégrer aussi ces aspects de prise en compte des temps caractéristiques des parcs.

L'analyse des sujets que nous traitons aujourd'hui est assurément pluridisciplinaire. Les questions qu'ils soulèvent se posent, en effet, à différents niveaux et échelles (technique, local, régional, national, européen), dans le temps et en termes de filière énergétique, puisque l'énergie va s'interfacer de plus en plus avec du froid, du chaud, de l'hydrogène, avec les véhicules électriques, etc. De nombreux sujets se posent de façon multidimensionnelle dans les techniques de l'ingénieur, mais aussi dans les sciences humaines et sociales.

J'en veux pour preuve une courbe fournie par Réseau de transport d'électricité (RTE), montrant que la charge des véhicules électriques peut, en fonction de plusieurs hypothèses, considérablement modifier la charge horaire. L'un des enjeux sera de comprendre comment cela va réellement se passer, comment les comportements vont évoluer et quels seront les signaux à envoyer aux consommateurs pour qu'ils deviennent « consomm'acteurs » et parviennent à bien gérer ces phénomènes. Cela suppose donc que des recherches soient menées dans le domaine des sciences humaines et sociales.

Diverses études ont été produites récemment sur les capacités à intégrer des taux élevés d'énergies renouvelables dans les réseaux. L'ANCRE a examiné de nombreux travaux de prospective à ce sujet et estime que la maturité du système n'est aujourd'hui pas suffisante. Il sera, selon nous, encore nécessaire de comparer et d'analyser, dans la mesure où la faisabilité des scénarios n'est pas toujours assurée, ni comprise. Nous sommes aujourd'hui à l'aube de cette phase au cours de laquelle il va falloir échanger et comparer, pour mieux comprendre, partager, expliquer et se mettre d'accord sur le fond, pour faire de la science sur ces sujets.

Ma conclusion ne peut être que temporaire, puisque la science évolue tous les jours. Elle tend à rappeler le besoin en technologies multiples et le fait que des solutions existent, mises en lumière notamment dans notre dernier rapport intitulé

Decarbonization Wedges, élaboré en collaboration avec l'Organisation des Nations unies (ONU) et disponible sur notre site.

Pour autant, ces technologies ne suffiront pas. Nous avons montré que des tensions risquaient de se produire vers 2030 et qu'il est de ce fait important d'avancer et de développer ces technologies. Cela nécessite d'élaborer des feuilles de route et de travailler sérieusement sur ces sujets, de façon pluridisciplinaire, en veillant notamment à inclure dans ces travaux et réflexions les sciences humaines et sociales. Il nous apparaît ainsi indispensable de travailler avec des économistes en mesure d'indiquer, par exemple, qu'il existe des coûts de système importants dans le système électrique et qu'il ne suffit pas de raisonner en termes de parité de réseau. Les coûts de système pour les énergies renouvelables intermittentes sont peut-être, aujourd'hui, compris entre 10 € et 30 € par mégawattheure, ce qui est élevé. Un organisme de recherche comme l'ANCRE a vocation à les faire baisser, puisque nous souhaitons que ces nouvelles formes d'énergie se développent dans les parcs du futur. Il faudra, bien sûr, réfléchir à la conception de marché. Le développement des technologies ne pourra pas se faire sans modifications profondes dans ce domaine ; il faut y travailler, notamment dans le cadre d'une interface entre économistes et techniciens.

J'insiste enfin sur la nécessité de travailler sur les comportements, ce qui requiert de solliciter tout un éventail de compétences présentes au sein des sciences humaines et sociales. Nous savons que l'Office parlementaire s'est déjà beaucoup mobilisé sur ces sujets.

M. Pierre Mallet, directeur recherche et développement et innovation, ERDF. Je tiens à vous remercier de me donner l'occasion de présenter une vision industrielle, un peu différente peut-être de celle des autres intervenants. Je vais en effet vous exposer le point de vue d'un gestionnaire de réseau de distribution sur les technologies nécessaires pour intégrer les énergies renouvelables au réseau.

Mon entreprise, ERDF, est résolument tournée vers la préparation de l'avenir, avec un objectif d'excellence technologique, dans le but de toujours améliorer notre performance technico-économique, au service de nos clients.

ERDF consacre des moyens importants au développement de solutions innovantes et l'intégration des énergies renouvelables est évidemment l'une de nos priorités stratégiques en termes de recherche et développement, pour ne pas dire notre priorité. ERDF développe de nombreux projets dans ce domaine, que je ne pourrai vous présenter de façon exhaustive. Je ne vous donnerai donc que quelques exemples de nos actions.

Le premier, plutôt technique, est relatif aux technologies de réglage de la tension. Les moyens de production décentralisés modifient en profondeur la façon de régler la tension sur le réseau. ERDF a déjà développé une loi de réglage local, qui permet de limiter les élévations de tension générées par les producteurs. Sa mise en œuvre industrielle a commencé au début de l'année 2016. Permettant un

raccordement moins coûteux et plus rapide, elle est plébiscitée par les filières photovoltaïque et éolienne. Au-delà de cette première étape, ERDF travaille sur une fonction de régulation coordonnée de tension au niveau de la zone d'action d'un poste source. Cette solution, actuellement en phase de test sur le terrain, a nécessité quatre à cinq années de recherches. Elle s'appuie sur des concepts très avancés en automatique, en optimisation et en électrotechnique. Je pense qu'ERDF se positionne vraiment comme leader mondial sur cette thématique de la gestion de la tension. Elle va permettre d'accueillir un volume plus important d'énergies renouvelables dans une zone donnée.

Un autre travail mené conjointement avec RTE porte sur la contribution des systèmes de distribution au soutien de la tension sur les réseaux de transport. L'évolution des systèmes fait que la relation entre transporteur et distributeur doit être revisitée, ce qui fait l'objet de travaux communs de recherche.

Plus généralement, le comportement électrotechnique, la stabilité des systèmes comportant des moyens de production répartis et peu de machines tournantes, sont des sujets complexes, sur lesquels de nombreux travaux restent nécessaires. L'entreprise est fortement mobilisée sur ces aspects, en partenariat avec d'excellents laboratoires universitaires français.

Le second exemple concerne la question de la flexibilité, indispensable pour accueillir un système avec des moyens énergétiques renouvelables intermittents. Elle peut se situer au niveau de la production, de la demande ou du stockage. Les équipes travaillent à faciliter son développement dans ces trois dimensions.

Par exemple, à l'échelle de la production, l'idée est de proposer, en échange de limitations de puissance demandées ponctuellement lorsque la conduite du réseau l'exige, des raccordements moins coûteux et plus rapides. Cette option sera proposée, et non imposée, aux producteurs. Chacun pourra opter pour celle-ci s'il estime y trouver son intérêt.

Pour mettre en œuvre ces solutions, il faut identifier en permanence les très rares situations nécessitant une action sur la production. On se dirige ainsi vers une gestion dynamique des systèmes de distribution. Cela implique notamment de développer, entre nos centres de conduite et les installations de production, des outils modernes de communication permettant de faire transiter des informations dans les deux sens.

L'intégration des énergies renouvelables passe aussi par la mise en œuvre d'une flexibilité au niveau de la demande en électricité. Afin de faciliter le développement des effacements et leur accès au marché, ERDF élabore des outils et méthodes permettant d'interpréter, de modéliser et d'utiliser au mieux les phénomènes ainsi que les mécanismes associés. L'entreprise travaille ainsi sur l'estimation de la réduction de puissance *ex ante* et les effets de bord induits (anticipation, report et rebond), et développe des méthodes de contrôle des

effacements réalisés, facilitant la mise en place de mécanismes de marché correspondants.

Les solutions en matière de stockage apportent évidemment une réponse complémentaire aux enjeux d'intégration des énergies renouvelables. Par exemple, des algorithmes de commande de systèmes de stockage sont étudiés, pour optimiser leur intégration dans le réseau. Ce travail porte notamment sur la comparaison de moyens très décentralisés, tels qu'une batterie dans le garage d'un client domestique ayant un panneau photovoltaïque sur le toit de son habitation, avec des solutions plus conséquentes raccordées aux moyennes tensions ou dans le poste source. Cela permet d'identifier les solutions les mieux adaptées, en termes de taille, à chaque situation. Cela fut notamment testé dans le cadre d'un démonstrateur près de Nice.

Il apparaît ainsi que la gestion des systèmes locaux devient de plus en plus complexe. Or, il faut continuer à garantir le bon fonctionnement du dispositif, en termes de stabilité et de continuité d'alimentation, ce qui amène ERDF à développer des solutions de gestion prévisionnelle, en termes de prévision locale de production et de consommation, d'identification des congestions éventuelles et de meilleures solutions pour y remédier par un mécanisme d'appel au marché.

Le troisième élément que je souhaitais évoquer concerne les outils numériques et les applications web, destinés à faciliter l'émergence des projets de production et l'exploitation des installations. Les capacités disponibles pour les producteurs font déjà l'objet de publications conjointes avec RTE et les entreprises locales de distribution (ELD). ERDF s'inscrit résolument dans la mise en place de nouveaux outils permettant la mise à disposition de données sur les capacités d'accueil de nos réseaux.

J'ai ainsi le plaisir de vous indiquer qu'ERDF lancera en 2016 le test d'un prototype d'application web qui permettra d'évaluer l'impact d'un projet de raccordement de production. Suivant la puissance de l'installation et la localisation du site, l'utilisateur pourra lui-même évaluer directement la plus ou moins grande facilité de raccordement au réseau basse tension. Cela offrira ainsi aux porteurs de projet la possibilité de mieux dimensionner leurs installations.

Par ailleurs, ERDF développe un portail « producteurs », pour aider à la coordination des travaux en phase d'exploitation du système.

Avant de conclure, je voudrais souligner que l'intégration des énergies renouvelables sera aussi facilitée par le développement de solutions innovantes pour la gestion des données massives. Le déploiement du système de comptage évolué Linky va entraîner la génération d'un très fort volume de données, dont la loi a confié la gestion à ERDF, qui devra notamment permettre à d'autres acteurs d'accéder à ces données : utilisateurs du réseau, fournisseurs, offreurs de services, collectivités locales, etc. Tout cela devra bien évidemment s'effectuer dans le respect des réglementations sur la protection de la vie privée et les conditions de

maîtrise de la *cybersécurité*. Les nouveaux acteurs susceptibles d'accéder à ces données pourront être, par exemple, des agrégateurs de production, d'effacement ou de stockage qui vont développer de nouvelles solutions de flexibilité. Pour être en mesure de permettre ces évolutions, il va falloir développer et optimiser les capacités en matière de traitements massifs de données, ou *Big Data*, notamment par l'intermédiaire de nouvelles architectures de système d'information.

Ce tour d'horizon rapide illustre la variété des technologies nécessaires pour contribuer à l'intégration des énergies renouvelables. Les domaines scientifiques sollicités couvrent bien évidemment l'électrotechnique, mais aussi l'automatique, les mathématiques appliquées, l'optimisation ou encore l'informatique et les télécoms, avec des sujets comme le *Big Data*, les solutions web, l'Internet des objets, etc.

M. Patrick Panciatici, conseiller scientifique, RTE. Issu du domaine de la recherche et développement, je vais essayer d'apporter un regard original sur ces questions.

La France fait partie d'un très grand système électrique interconnecté. D'aucuns affirment que ce serait le plus grand système industriel jamais construit par l'homme. Ce système complexe fonctionne depuis longtemps. Il est important d'en comprendre l'architecture et le fonctionnement. Trente-quatre pays sont ainsi interconnectés dans le cadre du système électrique européen. Le but est d'essayer d'assurer une sécurité de fonctionnement et d'alimentation, ainsi qu'une optimisation économique à cette échelle. Quarante-et-un gestionnaires de réseaux de transport comme RTE contribuent à cette démarche.

Au-delà des questions classiques que sont l'intermittence et ses solutions de flexibilité et de stockage, ou encore les productions diffuses conduisant à des flux bidirectionnels, je souhaiterais évoquer des éléments plus techniques, avec une perspective « système » et de sécurité de fonctionnement.

Depuis leur émergence, les grands systèmes électriques fonctionnent de façon plutôt satisfaisante, sans télécommunication ni système informatique complexe et centralisé, grâce notamment à l'entraide « instantanée » en cas d'aléas. Il faut savoir que, en cas de perte d'un gigawatt en France, tous les groupes de production de la zone interconnectée synchrone, du Portugal à la Pologne et du Danemark à la Grèce, réagissent instantanément pour produire chacun moins de un mégawatt, ce qui est au final assez indolore pour chacun d'entre eux mais contribue énormément à la robustesse générale du système. La mesure locale de la fréquence du signal de tension électrique permet de connaître le besoin global du système, ce qui a d'ailleurs fait le succès des réseaux à courant alternatif, par rapport aux réseaux à courant continu.

Depuis leur émergence, ces systèmes électriques se caractérisent par une interconnexion massive et croissante des réseaux, ainsi que par l'augmentation de la taille unitaire des groupes de production, en vue d'atteindre une plus grande

fiabilité et une réduction des coûts de production d'électricité. Or, il semble que la transition énergétique induise aujourd'hui un infléchissement de cette tendance historique. On se dirige ainsi vers des groupes de production de plus petite taille, interfacés au réseau via de l'électronique de puissance.

Il existait jusqu'alors des milliers de grands alternateurs synchrones, de taille moyenne – de l'ordre de 500 MW – connectés au système. Le système vers lequel on se dirige se caractérisera par l'existence de millions de générateurs d'électricité plus petits, interfacés par de l'électronique de puissance et dotés d'un pilotage numérique. On va ainsi passer de systèmes qui créaient naturellement la fréquence à des dispositifs qui mesurent la fréquence du réseau et injectent du courant à cette fréquence. On comprend bien que, s'il n'existait plus que des machines de ce type, le système ne fonctionnerait plus. Au-delà du réglage, il faut, en effet, que quelqu'un crée le signal pour connaître le besoin du système.

Un phénomène similaire se produit pour les réseaux de distribution. Historiquement, ces réseaux étaient passifs, donc prévisibles, et aidaient le système en cas d'aléas. La situation est actuellement en train d'évoluer. De nombreux systèmes vont être connectés, avec beaucoup de possibilités de contrôle sur les systèmes de distribution. La question est de savoir comment procéder. Si l'on adopte une vision trop locale, on risque de commettre des erreurs. Ainsi, effectuer un réglage trop rapide de tension ou synchroniser des comportements peut mettre le système en danger. De bonnes intentions locales peuvent, en effet, avoir des impacts très négatifs à l'échelle globale.

On assiste donc à un changement de paradigme assez conséquent. Autrefois, la dynamique du système était vraiment imposée par les lois de la physique et du matériel. On bascule aujourd'hui vers un monde dans lequel cette dynamique est davantage imposée par des boucles de contrôle et du logiciel. Hier, la physique assurait le fonctionnement stable du système, tandis qu'une couche informatique veillait à son optimisation. Perdre l'échelon « cyber » faisait perdre de l'argent, mais ne remettait pas en cause la stabilité du système.

Demain, cette couche « cyber » descendra dans la couche physique et assurera la sécurité du fonctionnement. Il est très important de prendre cela en compte et de l'anticiper. Des éléments que l'on ne spécifiait pas parce qu'ils venaient naturellement avec la physique du système, vont devoir l'être désormais. Il existe d'ailleurs une initiative européenne en ce sens, à laquelle je participe, qui vise à mener une réflexion globale sur ce type de *cyber-physical systems of systems*, systèmes complexes dans lesquels existent des interactions assez fines entre les parties « cyber » et « physique ».

Je souhaite, pour conclure, mentionner quelques exemples de projets européens dans lesquels RTE se trouve impliqué. L'entreprise collabore ainsi à un projet européen de recherche et développement intitulé MIGRATE (*Massive InteGRATion of power Electronic devices*). Piloté par nos amis allemands, il concerne justement la question de l'intégration massive d'électronique de

puissance dans les réseaux. Les collègues irlandais sont également partie prenante à ce projet, l'Irlande, pays interconnecté mais doté de courant continu, étant particulièrement concerné. Imaginons qu'il y ait 100 % d'électronique de puissance dans les systèmes : comment cela fonctionnerait-il ? Qui créerait le signal de fréquence ? Le deuxième projet, GAPUR (*Generally Accepted Reliability Principle with Uncertainty modelling and through probabilistic Risk assessment*), vise à repenser la définition de la fiabilité des systèmes électriques à l'aune de ces nouveaux éléments, en faisant appel à des notions probabilistes. Le système doit être robuste à la perte d'un équipement. Enfin, le projet DYMASOS (*DYnamic MAnagement of physically coupled Systems Of Systems*) concerne les modalités de pilotage et de contrôle de grandes populations d'agents ou d'équipements relativement autonomes, connectés physiquement entre eux. Comment penser des systèmes moins hiérarchiques, composés d'agents autonomes devant interagir de façon raisonnable ?

M. Davy Marchand-Maillet, directeur des opérations, Sun'R Smart Energy. Sun'R Smart Energy faisant partie du groupe Sun'R, qui intègre un producteur d'électricité photovoltaïque, est totalement concerné par les différentes problématiques précédemment présentées, qu'elles soient techniques, puisque cela a un impact direct sur la valeur de la production et sur les coûts de raccordements au réseau des centrales, ou économiques. Vous avez ainsi indiqué en introduction que la Contribution au service public de l'électricité (CSPE) coûtait cher aux Français. Sun'R Smart Energy souhaite trouver des solutions pour que cette charge soit moindre, et que ces systèmes soient intégrés dans les marchés de l'électricité. Son objet consiste précisément à concentrer son activité sur les métiers de l'agrégation des énergies renouvelables et du stockage.

Le stockage mutualisé et décentralisé est un élément fondamental pour l'intégration des énergies renouvelables. Aussi, proposons nous aujourd'hui des innovations assez classiques, portant sur des dispositifs d'intégration du solaire au bâti ou combinant l'agriculture et le photovoltaïque, mais incluant de la flexibilité et du stockage, notamment des solutions spécifiques de pompage-turbinage, extrêmement flexibles et décentralisées.

Pourquoi se tourner vers de telles solutions ? Pour développer les énergies renouvelables dans le mix électrique, il est évident que l'intégration des énergies renouvelables nécessite l'apport d'actifs flexibles sur les réseaux d'électricité. Or, il n'existe, *a priori*, que quatre types de solutions susceptibles de répondre à cette exigence.

Une première solution consiste à faire varier la production classique. Mais les actifs thermiques, potentiellement mobilisables dans ce cadre, sont générateurs pour la plupart de CO₂ et ne constituent donc pas une solution viable. Quant à l'hydroélectricité, beaucoup plus propre en termes d'émission de gaz à effet de serre, elle présente un potentiel relativement réduit.

Une deuxième solution consiste à agir via les réseaux, ce qui peut entraîner des gains rapides. Néanmoins, il faut être conscient du fait que les réseaux vont surtout aller chercher les flexibilités là où elles se trouvent et non créer de la flexibilité en tant que telle. À un moment donné, il est plus utile d'étendre les réseaux, puisque les flexibilités potentielles sont toutes à disposition.

Une troisième solution concerne l'effacement, aussi bien en termes de production que de consommation. Il convient néanmoins de prendre en compte le fait que l'effacement pur de production ou de consommation correspond à une destruction d'utilité. L'énergie produite et non injectée dans le réseau est perdue. Quant à la consommation que l'on efface, elle ne sera par définition pas convertie en un élément présentant une utilité. Il ne faut pas confondre cela avec l'effacement de consommation générant un report, qui constitue un déplacement de consommation, donc une forme de stockage.

Une quatrième solution consiste à développer le stockage d'électricité, avec deux possibilités. Le *power-to-power* consiste à stocker de l'électricité sous une forme donnée, restituée ensuite sous forme d'électricité. Le *power-to-X*, par exemple le *power-to-gas*, renvoie à la conversion de l'électricité en un autre élément susceptible d'être stocké et utilisé en tant que tel, sans requérir l'utilisation d'électricité. Il s'agit en fait d'un déplacement de consommation.

Le stockage est finalement le seul moyen qui permet d'absorber massivement la variabilité des énergies renouvelables, puisque la production classique, les réseaux et l'effacement sont limités. Seul le stockage peut être développé de façon massive, tout en étant rentable.

Quel est, partant de ce constat, l'échelon le plus pertinent pour déployer le stockage ?

Jusqu'à présent, *Sun 'R Smart Energy* a beaucoup travaillé sur le stockage purement centralisé, comme les grandes stations de pompage – turbinage, qui offrent des capacités unitaires élevées et présentent un réel intérêt de par leur coût. Elles n'ont toutefois aucune interaction avec les réseaux locaux et sont myopes par rapport aux enjeux locaux. S'ajoute à cela la rareté de nouveaux sites susceptibles d'être développés, tant en France qu'en Europe. Une importante étude, menée par le *Joint Research Centre (JRC)* sur les moyens de stockage susceptibles d'être développés, montre qu'ils sont finalement assez peu nombreux. De plus, ce type de stockage requiert beaucoup de réseau et, généralement, un investissement public, dans la mesure où les structures privées ont du mal à porter ce type d'actif.

À l'autre bout de la chaîne, on peut aussi envisager un stockage sur site, c'est-à-dire chez le consommateur, derrière un site de production. Cette solution n'est pas efficace économiquement, parce qu'elle ne remplit qu'un certain nombre de fonctions, qui pourraient en outre être utilisées à d'autres moments.

La clé semble donc résider dans la mutualisation des équipements de stockage dans le réseau, non derrière les points d'injection ou de consommation. Elle permet, en effet, de mutualiser les capacités, de fournir davantage de services, notamment au réseau électrique, pour faire du réglage de tension ou de puissance active sur les réseaux de distribution. Cette solution permet d'optimiser les investissements et de se dispenser de renforcer le réseau à certains endroits. Par exemple, dans le cas d'un site solaire confronté à des difficultés de raccordement, un effacement de production de seulement quinze heures dans l'année peut permettre d'éviter le renforcement du réseau.

Il s'agit assurément d'un sujet nouveau et complexe, qui concerne, par ailleurs, des unités de taille moyenne, dont la rentabilité reste encore à consolider.

J'insisterai pour conclure sur la question des besoins auxquels notre entreprise se trouve confrontée. Pour travailler sur ces sujets, *Sun'R Smart Energy* a des besoins en termes de captation, de surveillance (*monitoring*), de contrôle et de gestion des données. La prévision des énergies renouvelables est également un enjeu, même si cette question est déjà relativement bien traitée. Il faut aussi travailler sur l'optimisation et sur les technologies de stockage.

Outre ces besoins technologiques, il existe aussi des besoins en recherche économique, notamment sur la conception de marché (*market design*) et sa traduction réglementaire. Aujourd'hui, la conception (*design*) du marché européen, orientée vers la production d'énergie (*energy only*) n'est pas complètement adaptée à la gestion du stockage, de même que le tarif d'utilisation, qui prend mal en compte la gestion des réseaux. Cela demande de la recherche, par exemple sur les incitations prenant en compte les dépenses totales (*total expenditures*).

M. Dominique Grand, docteur en physique, *Realistic energy*. Depuis quelques années, mes collègues et moi essayons d'observer les impacts du développement de l'éolien et du solaire, d'anticiper leur évolution future, et de prévoir les besoins de gestion de l'intermittence, en termes notamment de stockage. Pour ce faire, il semble important d'appliquer la méthode scientifique, avec toute sa rigueur d'observation, de primauté des faits, et de révision éventuelle des théories, en fonction des observations effectuées.

Dans ce cadre, mes collègues et moi avons eu connaissance des travaux du Pr Friedrich Wagner, qui s'inscrivent parfaitement dans la même démarche et ont inspirés notre propre réflexion. Ses études consistent tout d'abord à observer les résultats de l'éolien et du solaire en Allemagne, pays particulièrement riche en la matière. Elles proposent une méthode pour se projeter dans l'avenir, avec une croissance de ces énergies, pour en déduire des prévisions, sans préjuger les résultats ou solutions souhaitables. De plus, ces publications détaillent tous les moyens permettant de reproduire et de vérifier les démonstrations présentées, ce que se sont attachés à faire plusieurs collègues, dans différents pays européens, notamment en Suède et en Tchécoslovaquie. MM. Roland Vidil, Christian

Le Brun et moi-même menons ce travail en France depuis trois ans, et nous avons réalisé plusieurs publications à ce propos.

Le mix électrique que mes collègues et moi avons projeté, aligné sur la loi de transition énergétique, compte 50 % de nucléaire et 50 % d'énergies renouvelables, composées de 15 % d'hydraulique et autres énergies renouvelables et de 35 % d'éolien et de solaire.

Ont été utilisés pour se projeter dans ce mix les relevés de l'année 2013, avec une consommation et une courbe d'hydraulique inchangées, un nucléaire réduit au fil du temps pour atteindre l'objectif de 50 %, et la production totale, des énergies renouvelables intermittentes, éolien et solaire, caractérisées par d'importantes fluctuations, avec des pointes pratiquement à zéro et d'autres au niveau de la consommation.

Si l'on considère l'ensemble des productions et qu'on les soustrait à la consommation, on obtient une courbe d'équilibrage. Celle-ci alterne entre le négatif, qui correspond à de l'excédent à stocker, et le positif, qui témoigne d'un manque à compléter en apportant davantage de puissance. Il convient de noter l'importance des fluctuations.

Si l'on effectue la monotone de ces mêmes courbes, avec un tri des puissances par valeurs croissantes, on obtient une figure beaucoup plus lissée, qui ignore toutes les fluctuations. On constate toutefois toujours l'existence d'une partie à stocker de 43 TWh et d'une autre à produire en complément. 43 TWh correspondent à un quart de ce que produisent les énergies renouvelables intermittentes. Chaque année, les productions ont des historiques différents. Des vérifications effectuées sur trois années montrent cependant que les monotones de ce type sont remarquablement stables. Ces dernières indiquent donc bien une tendance générale de la production au cours d'une année, très différente de celle obtenue en moyennant plusieurs années.

Une fois le besoin estimé, nous avons essayé de regarder l'estimation des apports, à chercher notamment du côté de l'hydraulique, avec à la fois les STEP et les moyens de flexibilité qui aboutissent à 10 TWh. Si l'on considère une estimation de la consommation de l'ordre de 2 TWh, et que l'on se fonde sur ce que l'on connaît de la flexibilité aujourd'hui, cela ferait une augmentation considérable. Nous avons prévu un peu de power-to-power, qui consiste en un retour à l'électricité de ce que l'on a transformé pendant un temps sous forme de gaz.

Sont également mentionnés dans nos travaux les puissances installées nécessaires pour produire tout cela. En photovoltaïque et éolien, ces puissances sont calculées grâce aux facteurs de charge tels que nous les observons aujourd'hui, remarquablement stables au fil des années et en cohérence avec les données de l'étude allemande. La puissance hydraulique, qui sert à la flexibilité, concerne essentiellement les STEP et les centrales de lac. Nous avons enfin fait

figurer les installations fossiles, dans la mesure où il sera nécessaire d'y recourir pour toutes les parties qui n'auront pas été partiellement effacées.

Il ne faut toutefois pas oublier des éléments que les monotones cachent, à savoir l'historique, l'importance des fluctuations et la nécessité que les moyens s'y adaptent, ce que l'on a supposé dans nos travaux.

M. Jean-Yves Le Déaut. Comme je vous l'indiquais en introduction, l'Office parlementaire a consacré une audition publique à la transition énergétique française, en envisageant les enseignements à tirer du tournant énergétique allemand. Celle-ci avait permis d'inviter de nombreux acteurs et spécialistes du secteur de l'énergie en Allemagne et en France.

Nous avons le plaisir d'accueillir aujourd'hui un physicien allemand de grand renom, M. Friedrich Wagner, directeur émérite du *Max-Planck-Institut für Plasmaphysik*, professeur émérite de l'université Ernst-Moritz-Arndt à Greifswald, au nord de Berlin, et membre du groupe énergie de la Société européenne de physique, qui va présenter, en conclusion de cette première table ronde, sa vision de scientifique sur les caractéristiques d'un approvisionnement en électricité par des sources intermittentes.

Pr Dr Friedrich Wagner, directeur émérite du Max-Planck-Institut für Plasmaphysik, professeur émérite de l'université Ernst-Moritz-Arndt à Greifswald, membre du groupe Energie de la Société européenne de physique (EPS, *European physical society*). Je vais vous parler des caractéristiques d'un système d'approvisionnement énergétique fondé sur les formes d'énergies renouvelables indentifiables, à savoir le photovoltaïque et l'éolien, qui sont des sources intermittentes. Je vais surtout vous présenter des calculs effectués pour l'Allemagne. Les études correspondantes ont été publiées dans des revues à comité de lecture.

La situation allemande actuelle se caractérise par une puissance éolienne et photovoltaïque de l'ordre de 80 GW. La puissance installée totale, incluant le thermique, représente près de 200 GW, tandis que les besoins maximum en pointe sont de 83 GW. Ces données correspondent au parc déjà installé en matière d'énergies renouvelables, pour l'éolien et le photovoltaïque.

Je souhaiterais souligner ici une différence essentielle entre la France et l'Allemagne pour ce qui concerne la production d'électricité : la France produit, en effet, de l'électricité en émettant sept fois moins de CO₂ que l'Allemagne, en raison d'un mix dominé depuis quarante ans par l'hydraulique et le nucléaire. La France se trouve ainsi aujourd'hui dans la situation que l'Allemagne vise à l'horizon 2050.

La transition énergétique ou « *Energiewende* » présente plusieurs aspects, qu'il est possible de chiffrer à partir des méthodes exposées par M. Dominique Grand. Les calculs que je vais vous présenter sont fondés sur les données réelles

de 2012, extrapolées à 100 % de production électrique par l'éolien et le photovoltaïque, soit 500 TWh. C'est là la cible de tous mes calculs.

Les données exposées présentent les résultats pour deux semaines, l'une située au mois de mars, avec une production optimale des énergies renouvelables le 31 du mois, l'autre en novembre, avec un besoin optimal de production d'appoint le 15 du mois. On constate une demande importante du lundi au vendredi, diminuant en fin de semaine, ainsi qu'une demande plus forte la journée que la nuit. Notez enfin les besoins d'appoint nécessaires. On observe un excédent d'énergie en mars, avec 175 GWh. On remarque aussi une longue période d'une semaine au mois de novembre au cours de laquelle le recours à la production d'appoint est nécessaire.

Que peut-on calculer ? On peut, par exemple, calculer la puissance à installer pour 500 TWh : pour l'Allemagne, cela représente 306 GW, ce qui est suffisant pour desservir toute l'Europe les bonnes journées. Que doivent représenter les systèmes d'appoint ? 73 GW sont nécessaires, ce qui correspond à 26 % du besoin total. Les investissements requis pour ces systèmes d'appoint ne sont que de 12 % inférieurs à ceux correspondant à un parc de production sans énergies renouvelables, ce qui implique l'exploitation de deux systèmes en parallèle. Par ailleurs, 130 TWh d'énergie excédentaire sont produits, ce qui est suffisant pour approvisionner la Pologne.

Les conditions à mettre en œuvre dans le cadre du pilotage de la demande concernent essentiellement des prix d'électricité bas pendant la journée. Cela n'est pas toujours favorable, dans la mesure où l'on constate beaucoup d'excédents dans la journée en valeur moyenne. L'effet majeur du pilotage de la demande serait de développer l'activité pendant les week-ends, dans la mesure où le soleil comme le vent se moquent de savoir si l'on se situe en cours ou en fin de semaine.

Quel sera le niveau de réduction des émissions de CO₂ ? Nous ne parviendrons vraisemblablement pas, selon mes calculs, au niveau de la France, de la Suède, de la Suisse ou de la Norvège. Nous en connaissons les raisons.

Les principaux problèmes techniques liés à l'utilisation des sources intermittentes sont la production excédentaire d'énergie et la puissance excédentaire, à un niveau très élevé, la question du stockage et le problème de l'intermittence.

Les excédents constituent déjà un problème de nos jours. Les exportations d'électricité allemandes augmentent, pour atteindre un niveau que l'on connaissait seulement pour la France. Ces exportations correspondent à la production d'énergie photovoltaïque. Cela est d'ailleurs assez bien corrélé : l'énergie créée par le photovoltaïque est exportée à des prix faibles, voire négatifs. Cette production excédentaire cause de graves problèmes à nos voisins, dans la mesure où les périodes de prix bas interfèrent avec la production d'autres pays, comme les

Pays-Bas. Des transferts de phase vers la Pologne ou la République Tchèque sont aussi créés.

Les besoins en stockage saisonnier en Allemagne, calculés sur la base de 100 % de production d'électricité renouvelable et 500 TWh, sont de 32 TWh. À l'heure actuelle, en Allemagne, le stockage est de 8 GW et 50 GWh, soit un facteur de plus de 600. Les besoins de capacité représentent un problème majeur qui requiert la mise en œuvre de nouvelles technologies de stockage, ainsi que cela a été précédemment exposé. Or, ces technologies ne sont pas encore développées et les aspects écologiques mal connus. On sait néanmoins que la disponibilité dépend de l'efficacité du système.

Pour illustrer mon propos, je vais m'appuyer sur l'exemple du *power-to-gas*, et du retour à l'électricité, qui pourrait constituer un bon candidat parmi les nouvelles technologies. L'efficacité est d'environ 50 % lorsqu'on utilise l'hydrogène et 30 % avec un vecteur méthane. Dans le premier cas, on récupère 65 TWh sur 130 TWh et dans le second 40 TWh seulement.

L'une des solutions serait d'envisager une surproduction, en installant deux fois plus de photovoltaïque et d'éolien, qui produiraient ainsi 1 000 TWh, alors que le besoin serait de 500 TWh. Il faut toutefois savoir que, sur ces 1000 TWh, 445 seulement seraient utilisés, le reste étant de l'excédent. Or, l'excédent étant supérieur à la demande, ceci montre bien les problèmes à surmonter. Une capacité de stockage de 6 TWh serait nécessaire. Les 55 TWh restants seraient sans débouché.

Il faut par conséquent prévoir énormément de stockage. La phase entrante doit, en outre, pouvoir supporter des quantités d'énergie à un fort niveau de puissance. Or, quelle que soit la technologie, ce ne sera pas le cas.

La question de l'intermittence est un vaste sujet. Cela concerne les pics de puissance, tout comme l'interférence croissante avec les réseaux ou les oscillations de puissance sur le réseau.

L'analyse des dynamiques de puissance, extraites des données tchèques avec une résolution d'une minute, montre que la puissance de contrôle doit être augmentée d'un facteur deux par rapport au niveau actuel. Le contrôle primaire est le plus critique. La variabilité, faible, peut être contrôlée en utilisant des turbines à gaz ou des centrales combinées. Cela ne peut toutefois être utilisé par les systèmes d'appoint, avec 100 % de solaire et d'éolien. La criticité peut augmenter lorsqu'on réduit l'inertie du système, car on ne peut plus alors faire démarrer facilement ces centrales.

La question est de savoir si un système interconnecté à l'échelle européenne serait utile. Cela pourrait faire baisser le besoin de production d'appoint ou de capacité de stockage de 30 %, tandis que le niveau d'intermittence diminuerait d'environ 40 %.

Il faut néanmoins tenir compte des conditions météorologiques en Europe. J'ai ainsi étudié l'utilité des pays voisins quant à leur possible apport d'excédent dans les cas où l'Allemagne aurait besoin de systèmes d'appoint. Le premier pays susceptible d'apporter son soutien est l'Espagne, dans la mesure où les conditions météorologiques locales ne sont pas fortement corrélées à celles de l'Allemagne. La plus petite contribution viendrait des voisins immédiats, qui connaissent des conditions météorologiques similaires à celles de l'Allemagne, la conséquence étant que ces voisins produisent aussi un excédent. Pour bénéficier d'un réseau européen est-ouest et nord-sud et faire face à ce surplus de puissance, il faut de grandes capacités d'interconnexion.

J'aimerais à présent évoquer les conséquences qu'aurait, pour un pays comme la Suède, le remplacement du nucléaire par l'éolien. La Suède consomme 134 TWh d'électricité, dont 62 TWh produits par l'hydraulique, 63 TWh par le nucléaire, 10 TWh par l'éolien. L'hydraulique n'étant pas en mesure de compenser les fluctuations introduites par l'éolien, il faut des systèmes d'appoint, comme les centrales à gaz. Il faut savoir que le remplacement de 9 GW de puissance nucléaire requiert 22 GW d'éolien et 9 GW de gaz. Les émissions spécifiques de CO₂ augmentent d'environ 50 %. Le photovoltaïque est, en outre, assez inefficace pour remplacer l'appoint, et le stockage n'est pas significatif, dans la mesure où la puissance excédentaire est trop faible. Enfin, la surproduction ne fonctionne pas, car cela conduit à remplacer l'hydraulique par l'éolien, donc un système équilibré par un déséquilibré.

Pour conclure sur le sujet de cette audition, j'indiquerai que le maximum acceptable de sources intermittentes se situe aux alentours de 40 %.

Je m'attends à la survenue de problèmes économiques à cause du système de production excédentaire, des coûts du système d'appoint, et de la technologie nécessaire pour supporter ces augmentations de puissance.

Se pose aussi la question d'un réseau européen, dans lequel on puisse effectuer des transferts est-ouest et nord-sud, avec des interconnecteurs forts n'ayant pas de bonnes perspectives économiques.

Pour la France, la question est de savoir si le nucléaire et une production fortement intermittente peuvent s'accorder.

DÉBAT

M. Jean-Yves Le Déaut. Il nous reste malheureusement peu de temps pour le débat. Je souhaiterais toutefois que l'ADEME puisse notamment réagir à la conclusion du Pr Friedrich Wagner. Vous avez, me semble-t-il, élaboré un scénario envisageant d'aller largement au-delà de 40 % d'énergies intermittentes.

M. David Marchal. L'ADEME s'est fondée, pour l'étude à laquelle vous faites référence, sur des logiciels de simulation de l'équilibre horaire d'un parc tout à fait reconnu, y compris par les gestionnaires de réseau.

L'une des principales différences avec les deux études présentées réside dans la modulation et le pilotage de la demande. Les chroniques de production considérées sont, par exemple, telles qu'aujourd'hui. On regarde finalement la demande nette, sans prendre en compte cette flexibilité. L'un des résultats des différents travaux menés en 2013 et 2015 est qu'à l'horizon 2030, avec 40 % de renouvelable, le plus intelligent pour le système électrique serait de déplacer les charges modulables, telles que le chauffage de l'eau chaude sanitaire, aux heures de production solaire. C'est le meilleur moyen pour que, globalement, le coût pour la collectivité soit le moins élevé possible. Or, je n'ai pas vu ce déplacement dans les chroniques qui ont été montrées.

L'étude 100 % énergies renouvelables de l'ADEME, qui considère un mix théorique, fait apparaître des gisements de flexibilité liés à la demande situés entre moins huit gigawatt et plus vingt-deux gigawatt. Une grande flexibilité existe donc au travers de la modulation de la demande.

M. Patrick Ledermann. Dans l'étude de l'ADEME envisageant 80 % à 100 % d'énergies renouvelables, vous prenez en compte, me semble-t-il, une réduction très importante de la consommation, à 420 TWh au lieu des 550 TWh actuels. Une réduction aussi conséquente est-elle vraiment envisageable ?

M. Dominique Grand. Les éléments présentés, qui n'ont pas encore été publiés, prennent en compte la flexibilité de la production hydraulique, et une estimation de 2 TWh au niveau de la consommation. Or, mis à part les chauffe-eaux électriques, les rapports sur la flexibilité produits par RTE indiquent, pour l'instant, un niveau cent fois inférieur. Il faut donc tenir compte de cette montée.

Lorsque l'on considère des monotones comme celles-ci, on ne cherche plus du tout à garder la corrélation avec le temps : on suppose que les moyens s'adaptent instantanément. Les installations à la fois de stockage et de production, ou les éléments de flexibilité, sont des installations industrielles qui vont devoir s'adapter à des transitoires très rapides. Cela reste à démontrer.

Pr. Dr. Friedrich Wagner. Si l'on considère des études à 100 % de renouvelable, il faut, bien sûr, envisager les conditions limites. Il s'agit d'augmenter l'efficacité, pas tellement d'économiser l'énergie. Dans le cas de l'Allemagne, si l'on considère la biomasse dans ces conditions, alors on peut parvenir à 100 % ; mais on réduit la consommation à 30 %. Si l'on veut obtenir 60 %, ce qui est déjà gigantesque, il faut doubler la biomasse ; or cela ne me semble pas possible pour l'Allemagne, qui importe déjà 50 % de sa biomasse. On voit donc là qu'il existe certaines limites.

Concernant la gestion de la demande, j'aimerais recommander que l'on chiffre les propositions, faute de quoi il est difficile de savoir précisément de quoi l'on parle. Le pilotage de la demande est, par exemple, un élément calculable. Il faut en analyser précisément les fluctuations au jour le jour. Peut-on fonder une activité économique sur un élément très fluctuant ?

De plus, il s'agit de voir en quoi cela aide à récupérer l'électricité manquante. On peut tout axer sur la production de chaleur, mais cela n'aide pas beaucoup, car, en Allemagne, la chaleur est de 950 TWh, alors que la production est de 230 TWh. Il est très important de quantifier les choses ; cela offre une base sur laquelle il est possible de réfléchir et de travailler.

M. Davy Marchand-Maillet. Il faut bien comprendre que l'effacement, de la production comme de la consommation, est en ligne avec les besoins. Pour gérer les pointes de consommation, il est nécessaire de disposer d'un gisement de consommation effaçable, quitte à détruire de l'utilité. De la même manière, on dispose toujours d'autant de production à effacer que possible. Le gisement est toujours présent. Il s'agit ensuite d'une question purement économique. Je défends pour ma part fortement l'utilisation du stockage pour tous les cas qui ne sont pas économiques. Néanmoins, le gisement existe.

M. Jean-Yves Le Déaut. Ce débat est très intéressant, dans la mesure où ce sont les modèles qui influencent les politiques. Or, on se situe dans des modèles de transition énergétique dans lesquels il est généralement indiqué qu'il faut augmenter la proportion d'énergies renouvelables, l'efficacité énergétique, la sobriété énergétique et baisser les consommations. Le problème résiderait dans le fait de se diriger vers des modèles impossibles, pour essayer de condamner d'autres types énergétiques. Votre débat est strictement scientifique, mais, en politique, d'aucuns n'hésitent pas à avancer des arguments visant simplement à conforter leur thèse.

Il est donc essentiel que la totalité des points en jeu soit clairement exposée. Il est, par exemple, important de savoir, ainsi que cela vient d'être souligné, qu'il existe des gisements importants en termes d'effacement. Il est également fondamental de bien mettre en lumière les limites de chaque système.

La question de l'économie est aussi centrale. Dans le système allemand, qui n'est pas à 100 % renouvelable, 70 milliards d'euros seront consacrés aux énergies renouvelables pour la période 2014 – 2025. Il faut que les chiffres du coût par rapport à d'autres bouquets énergétiques soient évoqués. Cette transition ne se fera pas à coût identique. Tous les experts confirment que cela entraîne un coût supplémentaire, de l'ordre de trois ou quatre milliards d'euros par an, payés aujourd'hui par le consommateur.

Il faut aller vers cela, trouver les solutions de gisement, soutenir les petites entreprises qui travaillent sur les solutions d'effacement, tout en disposant de la totalité des éléments de réflexion nécessaires. Il faut éviter de faire croire à un public non averti que les choses sont simples et qu'il suffit d'aller vers du 100 % renouvelable pour résoudre les problèmes de notre système de consommation électrique et aplanir les difficultés d'adaptation entre la production et la consommation.

DEUXIÈME TABLE RONDE : RÉSEAUX INTELLIGENTS, EFFACEMENT,
STOCKAGE, OPTIMISATION – QUELQUES PISTES DE RECHERCHE
POUR L'INTÉGRATION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

**Présidence de Mme Anne-Yvonne Le Dain, députée,
vice-présidente de l'OPECST.**

M. Jean-Yves Le Déaut. Mme Anne-Yvonne Le Dain ayant été retenue par un vote, je vais assurer la transition jusqu'à son arrivée. Je demanderai aux intervenants de cette deuxième table ronde de bien vouloir respecter le temps qui leur est imparti. Si vos interventions sont toujours passionnantes, il est en effet également très intéressant, pour nous parlementaires, qu'un débat puisse se nouer à l'issue des présentations. Je vous remercie.

INTERVENTIONS

Mme Marion Perrin, CEA-LITEN. Mon propos va essentiellement concerner le solaire photovoltaïque et le stockage, qui sont les deux points que le laboratoire et mon service maîtrisent le mieux.

L'agrégation d'un certain nombre de centrales sur un territoire permet une limitation de la variabilité. Une mesure de la production de dix-huit centrales photovoltaïques montre que si une centrale isolée présente une variabilité d'environ 20 % sur un pas de trente minutes, lorsqu'elles sont agrégées par deux, puis par quatre, et jusqu'à dix-huit, cette variabilité tend vers une asymptote, située aux alentours de 3,2 %. L'agrégation de centrales réduit donc fortement la variabilité. Il s'agit d'une évidence, qu'il convient malgré tout d'étudier, en termes de répartition territoriale, et par zones météorologique. En effet, il ne s'agit peut-être pas d'installer les panneaux photovoltaïques uniquement là où ils produisent le plus, mais aussi là où ils sont les plus respectueux du réseau.

Le deuxième point de mon intervention porte sur la prévision de la production, outil nécessaire pour l'exploitation des différentes sources de production reliées à un réseau intelligent, qui doit équilibrer offre et demande, en tout point du territoire. Cette prévision peut être basée sur des données météorologiques ou, pour des pas de temps plus courts, sur des données satellitaires. Pour des pas de temps inférieurs à trente minutes, il est possible de s'appuyer sur la vision du ciel depuis la centrale, ce qui permet d'obtenir un équilibrage très dynamique sur des systèmes de type micro-réseau, particulièrement intéressants pour des systèmes non interconnectés. Pour améliorer ces résultats, il est nécessaire de disposer d'apprentissage par surveillance (*monitoring*), et d'affiner les modèles météorologiques.

Un troisième aspect concerne l'utilisation de la flexibilité du solaire photovoltaïque pour participer aux services système. Il ne faut pas considérer le photovoltaïque uniquement comme un problème, mais éventuellement aussi comme une partie de la solution à certaines difficultés ou problématiques actuelles du réseau. Nous avons effectué un parallèle avec l'agrégation de la production

photovoltaïque, pour évaluer dans quelle mesure les erreurs de prévision de production pouvaient se compenser. Alors que la production photovoltaïque s'avère dans une certaine mesure prévisible dans les heures suivantes, avec une marge d'erreur de l'ordre de 7 à 9 % pour une centrale isolée, celle-ci tend vers une asymptote à 2 %, pour dix-huit centrales agrégées. Il s'agit là d'une donnée tout à fait exploitable pour participer à des services au système, en particulier engager des blocs sur les services de régulation de fréquence, ce d'autant plus que le photovoltaïque est très simplement, par de l'électronique de puissance et du logiciel (soft), mobilisable dynamiquement à la baisse, mais exclusivement à la baisse, ce qui constitue, je le concède, un point faible.

Je ne vais pas m'appesantir sur la question de l'utilisation du stockage, que d'autres intervenants ont largement traitée auparavant. Dans un réseau de distribution ou dans une zone non interconnectée, comme celle de cette grande centrale couplée à du stockage, installée à La Réunion, les pistes de recherche portent sur le dimensionnement, l'architecture électrique avec le couplage éventuellement en courant continu des différents organes qui produisent et stockent, la conversion – car l'électronique de puissance est primordiale – les choix technologiques et la gestion optimale de tels systèmes.

Par ailleurs, je souhaiterais illustrer le concept de mobilité solaire. Un véhicule consomme, pour rouler quinze mille kilomètres par an, l'équivalent de ce que produit une place de parking couverte par une ombrière solaire. Le bilan énergétique est donc tout à fait satisfaisant. Il s'agit maintenant d'établir un bilan en puissance. Si l'on ne met pas en œuvre de gestion d'énergie entre le moment, par exemple, où les gens arrivent au travail, rechargent leur véhicule, et le moment où le soleil va sortir, qui sont probablement décalés, la synchronicité des besoins et de la production va conduire à un taux de couverture solaire des kilomètres de l'ordre de 40 %.

Pour augmenter ce taux, il va falloir mettre en œuvre une gestion d'énergie, prévoir la production, la consommation des véhicules, et gérer les bornes de recharge en fonction de la production. On peut alors atteindre un taux de couverture solaire des kilomètres de 60 %. Pour parvenir à 67 %, il est envisageable de recourir à un petit stockage localisé. Une ombrière solaire qui compte huit bornes de recharge – lentes, semi-rapides et rapides – dispose par exemple d'un très petit stockage de 4 KWh, qui sert juste à effectuer de la stabilisation dynamique et de la couverture de temps très court.

Le dernier levier pour maximiser le taux de couverture solaire relève d'une approche territoriale. Imaginons une ombrière implantée à Ajaccio et une autre à Bastia : pendant que l'une est déficitaire en énergie, l'autre est bénéficiaire, ce qui, pour la gestion actuelle, présuppose une plaque de cuivre, donc un réseau électrique non contraint entre les deux, mais peut aussi être géré en fonction des contraintes du réseau.

Mon dernier point porte sur la convergence entre véhicule électrique et photovoltaïque. Une approche du véhicule bidirectionnelle, qui ne soit pas seulement une charge supplémentaire pour le réseau, mais aussi un véhicule capable d'injecter dans ce réseau, me semble primordiale. Dans la mesure où il n'y a pas de barrière technologique à réaliser un tel véhicule, le seul verrou est sociétal. Il s'agit pourtant d'un scénario gagnant – gagnant, dans lequel le propriétaire du véhicule prolonge la durée de vie de sa batterie, qui est moins souvent à plein état de charge – la batterie lithium-ion vieillit de vieillissement calendaire – tout en aidant le soir le réseau national de distribution s'il est en déficit.

M. Frédéric Wurtz, directeur de recherche au CNRS – G2ELAB – université de Grenoble Alpes. Je vais aborder un sujet non encore évoqué aujourd'hui, qui concerne l'interaction du réseau avec le bâtiment. Historiquement, le G2ELAB, laboratoire de génie électrique de Grenoble, est identifié comme un acteur de recherche académique dans le domaine des réseaux intelligents ou *smart grids*. Comment développer des *smart grids* pour intégrer les énergies renouvelables, avec toutes les difficultés de gestion de l'énergie intermittente que cela suppose ?

Cette équipe, dont je me suis rapproché voici une dizaine d'années, a constaté que 66 % de la consommation dans le réseau électrique était réalisée dans les bâtiments résidentiels, tertiaires et commerciaux. Il apparaissait donc pertinent de considérer le bâtiment comme un élément majeur, présentant éventuellement des capacités de stockage et de délestage. Les bâtiments semblent d'autant plus intéressants qu'ils peuvent être aussi des producteurs importants d'énergies renouvelables. Ce sont en effet des collecteurs naturels d'énergies renouvelables, de par leurs surfaces de toit.

À partir de là, nous avons décidé de travailler sur plusieurs axes en lien avec ces problématiques. Nous menons tout d'abord une recherche des réseaux vers les bâtiments. J'ai notamment pu contribuer dans ce cadre au projet GreenLys, qui s'est déroulé entre Lyon et Grenoble et dans lequel nous avons pu expérimenter l'effacement diffus, c'est-à-dire des charges pilotables à distance entre chauffage, chauffe-eaux, chauffage susceptible d'être délesté une heure par jour. Nous avons ainsi pu étudier notamment l'impact de ce délestage, selon différents scénarios, afin de travailler sur le degré de liberté au niveau du bâtiment, en jouant sur le chauffage et sur l'inertie du lieu.

Ce travail comporte aussi une dimension de recherche des bâtiments vers les réseaux. La problématique, que je connais mieux, est celle du smart building connecté au réseau. Il s'agit d'étudier le bâtiment, avec une capacité d'autoconsommation. Le réseau est, d'un point de vue scientifique, un système récursif avec, à différents niveaux, des nœuds qui doivent être en capacité de produire, de stocker et de gérer l'électricité, le premier nœud pouvant parfaitement être le bâtiment. On cherche donc, dans ce contexte, à développer des systèmes de gestion et de supervision optimale à l'échelle du bâtiment, qui vont aider l'utilisateur

à adapter sa courbe de production à sa courbe de consommation. On peut ainsi jouer sur le degré de liberté qu'offre le bâtiment, en termes de stockage et report de charge. Il s'agit, par exemple, d'inciter à déplacer la consommation lorsqu'il y aura de la production photovoltaïque sur leur toit. Nous travaillons ici sur des modèles, des stratégies de supervision optimale, des outils d'aide à la conception.

Les types de développement réalisés sont des environnements de supervision optimale, utilisant de la modélisation, de la prévision et s'appuyant sur les objets connectés. Le cœur du système est ainsi constitué par une centrale domotique (*home box*) ou un système de gestion domestique (*home management system*), connecté d'une part aux équipements de production, de stockage et de consommation de la maison, d'autre part au compteur intelligent. On entre ce faisant, pour gérer ces dispositifs, dans une problématique de traitements massifs de données (*Big Data*).

L'une des dimensions majeures de ces travaux concerne l'interaction avec l'utilisateur. En termes de résultats de recherche, nous avons développé des méthodes et des outils de supervision de bâtiments intelligents, qui ont donné lieu notamment à de la valorisation par des start-up et permis de participer à de grands projets comme COMEPOS (conception et construction optimisées de maisons à énergie positive), conduit par l'ADEME, visant, à l'horizon 2018, à réaliser un certain nombre de bâtiments à énergie positive en France, avec des constructeurs de maisons individuelles.

Dans ce cadre, nous avons mis notre savoir-faire à disposition pour fournir des systèmes à base de tablettes connectées au compteur et aux équipements destinés à aider l'utilisateur de la maison à faire, pour reprendre l'expression de mon ami Daniel Quénard du Centre scientifique et technique du bâtiment (CSTB), du « jardinage énergétique », c'est-à-dire à gérer ses productions et à essayer d'adapter sa consommation à sa production.

Nous essayons ainsi d'apporter une vision système, à l'échelle du bâtiment, mais aussi dans un contexte de bâtiment intégré dans le réseau, en tenant grand compte de l'utilisateur.

Nos recherches étaient, au départ, très techno-centrées. Nous développions des techniques de supervision et cherchions à automatiser un maximum de choses. Aujourd'hui, nous infléchissons quelque peu cette démarche. Au lieu de tendre exclusivement vers un pilotage, une automatisation, nous prêtons une grande attention aux notions de conseil et d'aide aux usagers.

Ceci nous conduit à travailler régulièrement dans des *Living Labs*. Nous disposons par exemple d'une plateforme de 600 m² à Grenoble, avec des véhicules électriques, des moyens de production et de stockage, utilisés par une cinquantaine d'utilisateurs. Nous essayons de reproduire cela à l'échelle de GreEn-ER, bâtiment qui accueille l'école de l'énergie à Grenoble, soit deux mille personnes, sur vingt-deux mille mètres carrés. L'idée est de parvenir à mettre au point des systèmes de

surveillance (monitoring), des dispositifs sur téléphones intelligents qui seraient mis à disposition des usagers. La question est alors de savoir quels signaux envoyer à ces usagers pour qu'ils adaptent leur consommation à la courbe de production des énergies renouvelables situées dans leur environnement. Nous essayons en outre d'étendre cette réflexion à l'éco-cité alentours, afin de développer la démarche.

Il s'agit là de travailler à l'interaction entre les réseaux et les systèmes et de voir, d'une part, quels signaux les réseaux pourraient envoyer à tous ces systèmes, d'autre part, comment ces derniers pourraient y répondre.

Nous essayons de mener ces recherches en lien étroit avec les sciences humaines et sociales, pour notamment comprendre les actions à mettre en œuvre, par exemple en termes d'ergonomie, pour impliquer au mieux les usagers. Nous collaborons également avec des économistes sur la question des mesures. Nous réalisons avec eux des expérimentations incluant le plus grand nombre possible d'utilisateurs et de systèmes, afin de mesurer in situ l'impact d'un système d'aide à la décision ou d'un tel signal adressé par le réseau aux usagers : signal tarifaire, suggestions ou *nudge* en lien avec l'impact des comportements sur la pollution ou la santé, etc.

Mme Anne-Yvonne Le Dain. Il s'agit d'une autre forme d'automatisation, plus intelligente.

M. Frédéric Wurtz. On a, d'un côté, des systèmes automatisés et pilotables, de l'autre des systèmes dont on débraye totalement les automatismes, pour prodiguer du conseil et voir comment les usagers réagissent. Le défi est bien de trouver le juste compromis entre ces deux alternatives. En effet, les systèmes trop automatisés sont en général rejetés par les usagers, qui ne peuvent se les approprier, tandis qu'un excès de conseils risque de lasser les personnes et de finalement les dissuader de les suivre. Le sujet est donc bien de trouver un juste milieu.

M. Vincent Leclère, ingénieur des Ponts, des Eaux et des Forêts, chercheur au Centre d'enseignement et de recherche en mathématiques et calcul scientifique (CERMICS), Ecole des Ponts ParisTech. Le défi de l'optimisation pour les réseaux intelligents. Il n'est plus nécessaire aujourd'hui de rappeler que les énergies renouvelables vont prendre une part de plus en plus importante dans le mix énergétique français et européen. Cependant, du point de vue d'un gestionnaire de réseau, ces énergies renouvelables sont sources de problèmes, du fait de leur intermittence. Leur production varie en effet d'un quart d'heure à l'autre, de façon incontrôlée. À l'heure actuelle, on ne choisit pas le niveau de production, tout au plus peut-on éventuellement envisager, dans le futur, de le contrôler à la baisse.

Ces énergies se caractérisent également par leur imprévisibilité. Quel que soit le niveau de prédiction possible, il subsiste en effet toujours un résidu aléatoire, que l'on ne maîtrise pas.

Ces énergies sont donc très mal adaptées au marché de l'électricité tel qu'il se présente aujourd'hui. De nombreux travaux de conception de marché (*market design*) restent à mener dans ce domaine.

Face à cette production, la demande est, elle aussi, aléatoire, variable et maîtrisée seulement partiellement. Or, l'équilibre entre offre et demande sur le marché de l'électricité est physiquement indispensable. Contrairement au marché du riz où, si l'on ne se met pas d'accord sur le prix, les kilogrammes de riz ne seront pas échangés et on s'arrêtera là. Sur le marché de l'électricité, celle-ci continue à être échangée même si aucun accord n'est trouvé sur le prix. Si l'on ne fait pas en sorte que l'offre soit égale à la demande, c'est la qualité, la fréquence de l'électricité qui va varier.

La réalisation de cet équilibre requiert de la flexibilité, qui peut être envisagée de trois manières : une production plus flexible, avec par exemple une centrale thermique qui n'est ni à son maximum ni à son minimum, des solutions d'effacement permettant de diminuer ou de reporter la demande ou la production et, enfin, le stockage.

Afin de répondre à ce défi de l'utilisation de la flexibilité pour assurer l'équilibre entre offre et demande, des moyens humains et financiers conséquents sont aujourd'hui investis dans l'installation de moyens de mesure, comme le compteur intelligent Linky ou les objets connectés. Des investissements sont également réalisés dans les leviers d'action, comme le report de la demande, le déplacement du chauffage de l'eau ou encore le développement de simulateurs grandeur nature, à l'échelle d'une ville ou d'un bâtiment.

Ces investissements sont réalisés sur des moyens technologiques, pour répondre au défi des énergies renouvelables et de leur intégration dans le système. Ces technologies ont vocation à répondre à des promesses : la capacité à intégrer les énergies renouvelables dans un système qui, sinon, risquerait de tomber, d'une diminution des émissions de CO₂ ou du coût financier. Or, il est souvent fait abstraction de la manière dont ces technologies vont permettre de tenir ces promesses.

À un instant donné, lorsqu'on voit que la demande est légèrement supérieure à la production, on peut recourir à de nombreux leviers d'action disponibles mais lequel activer ? Pour répondre à cette question, il faudra construire une interface logicielle incluant des algorithmes de décision, qui désigneront le type de stockage à mettre en œuvre ou d'effacement à activer.

La flexibilité consiste aussi à disposer d'unités de production flexibles, comme de centrales thermiques peut-être pas parmi les plus efficaces d'un point de vue économique – leur coût de production au mégawattheure étant supérieur à

celui d'autres types de centrales – mais présentant précisément l'avantage de la flexibilité. La question est alors de savoir combien de centrales flexibles démarrer la veille, l'anticipation étant un élément majeur. Aujourd'hui, certains collègues aux États-Unis travaillent sur cette question de la réserve disponible, en concevant des algorithmes plus efficaces que la règle heuristique en vigueur auparavant. Ils parviennent environ à 1 % d'économie, ce qui correspond à un milliard de dollars par an pour un-septième du réseau électrique américain.

La question du système à utiliser entre mathématiquement dans la catégorie des problèmes d'optimisation stochastiques, dans la mesure où ils comportent une part d'aléatoire, et multi-étapes, puisqu'il faut considérer plusieurs pas de temps. Aujourd'hui, les problèmes les plus semblables dans le monde de l'énergie se rencontrent dans la gestion des stocks hydrauliques, généralement appréhendés à moyen terme, c'est-à-dire à l'horizon de l'année en France et de la dizaine d'années au Brésil, en négligeant un certain nombre de contraintes physiques réelles. Au final, il s'agit d'un problème de taille relativement réduite. De nombreux chercheurs et ingénieurs travaillent depuis des années sur ces problèmes, pour aboutir aujourd'hui à des solutions très satisfaisantes.

Pour autant, on ne peut espérer transposer ces solutions à la gestion d'un réseau intelligent (*smart grid*), pour intégrer les énergies renouvelables, ou de l'intégration et de l'utilisation de tous les nouveaux leviers d'action et données que l'on est en train de développer. Pour comprendre pourquoi, permettez-moi de traiter quelques instants de mathématiques. Il existe un problème intitulé « le voyageur de commerce », qui consiste à faire le tour des villes en un temps minimal. Ce problème a été résolu en 1954 avec quarante-neuf villes et en 1971 avec soixante-quatre villes. On a mis une dizaine d'années pour gagner quelques villes, ce qui aurait été, en force brute, cent-vingt fois plus compliqué. En 1994, on en était à 7 400 villes ; dix ans plus tard à 25 000. Ce passage de 7 400 à 25 000 n'a certainement pas été permis par la puissance des ordinateurs.

Il ne suffira donc pas, pour passer du problème de gestion d'une vallée hydraulique à celui de la gestion d'un réseau intelligent ainsi que de tous les outils et informations futurs, d'augmenter le nombre d'ordinateurs. Il va falloir faire une alliance entre l'intelligence humaine et les capacités informatiques pour réussir à trouver les algorithmes efficaces face aux problèmes posés, afin que les promesses attachées à ces moyens technologiques puissent être réalisées.

Or, ceci est aujourd'hui, à notre sens, le parent pauvre en termes d'efforts fournis. Nous avons l'impression que beaucoup d'énergie et d'argent sont dépensés par l'ADEME et les industriels sur des moyens technologiques que l'on pense être capable d'utiliser, en oubliant que cela requiert de réfléchir à la manière de les exploiter. Il ne suffira pas de mobiliser davantage d'ordinateurs pour y parvenir. Il faudra des personnes compétentes pour faire tourner ces ordinateurs, ce qui suppose de la recherche et développement ainsi que de la formation en amont.

Mme Anne-Yvonne Le Dain. Je vous remercie d’être parvenu à expliciter un élément très difficile à comprendre pour le commun des mortels, à savoir le fait que les grosses centrales sont finalement plus flexibles que les petites installations.

Mme Vera Silva, responsable de programme recherche et développement, EDF. Je souhaite tout d’abord rappeler que le groupe EDF est fortement investi dans les énergies renouvelables, avec sa filiale EDF Energies Nouvelles et un important parc hydraulique en France. L’enjeu pour nous est de faciliter l’intégration de ces énergies dans le système électrique et notamment de rechercher des moyens pour lever les difficultés liées à l’intermittence.

C’est la raison pour laquelle la direction de recherche et développement d’EDF a réalisé une importante étude, avec l’objectif d’examiner très précisément les différents aspects techniques et économiques d’une situation dans laquelle le système électrique européen serait approvisionné à 60 % par des énergies renouvelables, dont 40 % de production intermittente, éolienne et photovoltaïque. Cette étude a montré qu’avec 40 % d’énergies produites par du solaire et de l’éolien, le système électrique européen pouvait techniquement fonctionner, avec des niveaux de fiabilité et de sécurité proches de ceux du système actuel, pourvu que plusieurs solutions soient mises en place.

Ce système aura notamment besoin d’infrastructures de réseau et d’interconnexions supplémentaires entre les pays, afin de bénéficier du foisonnement géographique des énergies renouvelables. Cependant, une importante variabilité devra encore être gérée à l’échelle européenne et l’équilibre entre offre et demande deviendra fortement exposée aux aléas météorologiques et climatiques.

Dans ce système, différentes technologies coexistent. Les centrales thermiques demeurent nécessaires pour la sécurité de fourniture. Le stockage et la demande active contribuent à l’équilibrage du système, en complément des moyens de production.

Des analyses fines du fonctionnement dynamique du système électrique montrent que les énergies renouvelables devront aussi participer à l’équilibrage du système et aux réglages de tension et de fréquence. Dans le cas contraire, nos simulations indiquent qu’il existerait dans le système européen de gros risques d’instabilité et d’incidents étendus.

Le développement de modèles d’optimisation et de simulation du système électrique européen a été essentiel dans le cadre de ces études, à la fois pour la compréhension des enjeux techniques et économiques et pour l’identification des technologies nécessaires. Ce travail a comporté un effort important d’adaptation de modèles existants et le développement de nouveaux modèles.

Nous avons ainsi pu consolider une approche innovante, basée sur une chaîne d’outils complémentaires, et construire une vision des investissements dans des technologies existantes et nouvelles permettant de répondre aux besoins du

système. Cette caractérisation des besoins s'appuie sur une modélisation fine de l'équilibre offre – demande au pas horaire, ainsi que sur une simulation du fonctionnement dynamique du système sur l'ensemble du système électrique européen, dont la France fait partie.

Cette simulation à l'échelle européenne est essentielle, dans la mesure où les marchés de l'électricité sont déjà intégrés au niveau européen. Ces efforts d'intégration se poursuivent avec plusieurs nouveaux codes réseaux, qui vont jusqu'à l'équilibrage de la production et de la consommation proche du temps réel. Ils sont soutenus par le renforcement des interconnexions entre les pays. La France fait en effet partie d'une zone dite « synchrone », qui couvre le continent européen et possède une seule fréquence. Ceci signifie que les impacts du développement des énergies renouvelables intermittentes, notamment de la fréquence, sont ressentis dans l'ensemble de la zone européenne.

Ces travaux de modélisation portent plus précisément sur cinq points. Nous avons tout d'abord travaillé sur la caractérisation fine des aléas, à partir d'une simulation locale de la production des énergies renouvelables, éolienne et photovoltaïque, et de la consommation électrique à l'échelle de l'Europe, au pas horaire, pour trente-et-une années climatiques. Ceci est combiné avec la simulation probabiliste des aléas sur la production. Nous avons traité l'optimisation des investissements dans divers moyens de production, capacités d'interconnexion et de stockage, ainsi que l'optimisation fine de l'équilibre offre – demande au pas horaire, pour cent années, soit cent scénarios d'une année chacun.

Nous nous sommes aussi intéressés à l'analyse de la flexibilité, nécessaire pour couvrir les erreurs de prévision infra-journalière avec des modèles probabilistes, qui, malgré les progrès significatifs de la prévision d'énergies renouvelables intermittentes, restent conséquentes vu la taille du parc installé.

Nous avons par ailleurs créé une plateforme pour la simulation de la stabilité de la fréquence du système électrique, à l'échelle européenne. Nous avons ainsi simulé pas moins de neuf cent mille pas de temps sur le fonctionnement dynamique.

Ces modèles nous ont enfin permis de simuler la mise en œuvre de différentes solutions, comme la contribution des énergies renouvelables intermittentes à la flexibilité et aux services système. Ceci a notamment porté sur la participation de la production éolienne à des services système existants, mais aussi à de nouveaux services, pour traiter les problèmes de baisse d'inertie dus au fait que les énergies variables sont interfacées par l'électronique de puissance.

L'intégration des différentes problématiques dans une seule approche d'optimisation et de simulation a représenté une avancée importante pour la valorisation de nouvelles technologies, ainsi que pour l'étude de systèmes avec une forte proportion d'énergies renouvelables.

Mais pour aller plus loin, il reste encore des progrès à accomplir, notamment concernant les modèles de simulation multi-énergies. Pour cela, un effort de modélisation visant à élargir les modèles du système électrique à d'autres énergies permettra notamment d'analyser l'apport complémentaire des réseaux de gaz et de chaleur à la flexibilité du système électrique.

Il convient également de citer l'optimisation locale globale, qui traite de la représentation des besoins et des contraintes locales et de leurs interactions avec l'équilibre du système interconnecté. Cette notion de « local » peut couvrir différents périmètres, allant du niveau national à des réseaux de distribution, voire à des périmètres plus fins. Ce type de modèle est essentiel pour aller plus loin en termes de valorisation des réseaux électriques intelligents et d'apport de flexibilité distribuée.

J'insiste enfin sur le nécessaire approfondissement de l'étude du fonctionnement dynamique du réseau, avec des scénarios présentant un très fort taux d'énergies renouvelables intermittentes. Il faut aller encore plus loin dans ce domaine et couvrir également les aspects de réglage de tension, le fonctionnement des systèmes de protection ainsi que les interactions entre les nouvelles technologies qu'il faudra ajouter au réseau et au système existant.

La simulation et l'optimisation d'un système électrique avec une forte proportion d'énergies renouvelables intermittentes constituent un sujet multidisciplinaire, nécessitant un travail conjoint de spécialistes de la métrologie, des mathématiques appliquées, des statistiques, de la science des données, de la gestion de la production, de l'automatique et du fonctionnement des réseaux électriques. Pour relever tous ces défis, nous avons besoin d'une forte coopération entre chercheurs et d'équipes spécialisées dans tous ces domaines.

Mme Anne-Yvonne Le Dain. Le concept de « flexibilité distribuée » me perturbe quelque peu, notamment quant à la complexité que cela représente par rapport à la quantité d'énergie injectée dans le système à un moment donné. Cela pose de vraies questions.

Nous accueillons à présent M. Benjamin Topper, qui n'est pas étranger à l'Office puisqu'il a accompagné l'étude du président Jean-Yves Le Déaut sur l'innovation à l'épreuve des peurs et des risques. Il est président fondateur de WattStrat, jeune entreprise innovante primée à plusieurs reprises, dans le cadre par exemple du programme européen d'accélération Climate-KIC et du concours national de création d'entreprises innovantes de BPI France, en collaboration avec le ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche. WattStrat a développé la première plate-forme de simulation énergétique territoriale, accessible directement via une interface web.

M. Benjamin Topper, président fondateur de WattStrat – plate-forme de simulation énergétique territoriale. L'intégration des énergies renouvelables au système électrique est un enjeu important pour la décennie à venir. Le panel

d'intervenants réunis aujourd'hui illustre bien la diversité des approches, qui sont d'ailleurs le plus souvent complémentaires, tant au niveau de la recherche que de l'innovation.

Je vais essayer pour ma part d'aborder cette question via une meilleure anticipation des évolutions du système énergétique, en se basant pour ce faire sur une couche de software, c'est-à-dire de logiciels, plusieurs fois évoqués dans les présentations précédentes.

On parle déjà beaucoup dans le grand public, souvent d'ailleurs par abus de langage, des données massives, du big data, comme d'une révolution en marche. Dans le secteur de la mobilité par exemple, la valeur ajoutée est clairement en train d'échapper aux constructeurs automobiles, au profit d'acteurs du numérique. En réalité, on devrait probablement évoquer une révolution du logiciel plutôt que de la donnée, concernant non seulement la donnée brute, mais aussi son exploitation, via une couche algorithmique qu'on lui superpose, afin de l'interpréter et de la questionner. La donnée seule n'est pas suffisante.

Dans le secteur de l'énergie, l'exploitation des centaines de données publiques déjà disponibles et leur mise en interaction permettent la construction d'outils puissants pour identifier les contraintes du système, anticiper ses évolutions et faciliter l'intégration des solutions de recherche et développement matériel ou hardware (stockage, *power-to-gas*, nouvelles technologies de production, etc).

Mais trêve de discussions théoriques : comment cela fonctionne-t-il concrètement ? Je vous propose d'aborder la question par l'intermédiaire de l'analyse d'un cas simplifié : l'intégration des éoliennes au système électrique.

Il convient tout d'abord de récupérer des données et de construire son modèle. Ces données sont de différentes natures : des données météorologiques, en l'occurrence sur le vent, issues de plusieurs centaines de stations et qu'il faut ensuite étendre à l'ensemble de la France avec une couche algorithmique, des données topographiques, relativement disponibles, et enfin des données sur le parc éolien installé, en termes de géolocalisation des parcs, de hauteur des mâts, de types d'éoliennes, etc.

À partir de ces premiers éléments, on peut déjà, en imaginant prendre une éolienne typique et l'installer partout en France, s'interroger sur son taux de charge. En clair, on peut déjà produire une cartographie nationale de la ressource éolienne pour ce type précis de matériel. Mais est-elle correcte ? On peut le vérifier en testant le modèle. On se rend assez rapidement compte qu'un modèle statistique est largement suffisant pour nombre de besoins et qu'il n'a pas grand-chose à envier à un modèle hydrodynamique, qui nécessiterait des supercalculateurs. Sur la courbe présentée, vous voyez par exemple se superposer en bleu la production éolienne observée au niveau national, en rouge la reconstruction effectuée par nos modèles et en vert la prévision de production

effectuée vingt-quatre heures auparavant, tout ceci réalisé simplement à partir de données publiques.

L'avantage d'une telle approche réside essentiellement dans sa très grande flexibilité, avec un degré de précision satisfaisant, suffisant pour interroger le modèle. On peut par exemple demander au modèle si l'intégration actuelle des éoliennes est optimale : a-t-on fait les bons choix d'implantation pour maximiser la production et en minimiser la volatilité par le foisonnement, qui constitue une externalité négative pour le réseau et pour les autres acteurs ?

Poser cette question revient en fait à demander à la simulation de tester toutes les configurations possibles des parcs éoliens en France et de fournir le meilleur arbitrage possible entre ces deux critères. La réponse est illustrée sur le graphique par la courbe bleue : si l'on se situe sur cette courbe, cela signifie que le parc est optimal, si l'on est à droite qu'il est sub-optimal. Il est impossible d'être à gauche de cette courbe ; cette configuration n'existe pas.

On peut parcourir cette courbe et regarder simultanément les différentes cartes de France possibles, avec les différentes implantations de parcs éoliens envisageables. Par exemple, le premier point situé en bas à gauche illustre la volonté de minimiser la volatilité, avec une production maximale pour ce niveau de volatilité. Si l'on regarde la carte correspondante, on n'est pas étonné de constater que cela se traduirait par la construction de petits parcs, répartis sur l'ensemble du territoire, afin de maximiser le foisonnement. Le quatrième point, tout en haut de la courbe, montre au contraire la volonté de maximiser la production. Il faut dans ce cas construire quelques gros parcs éoliens, notamment dans l'ouest et le sud. On peut ainsi générer tous les parcs possibles.

La véritable question consiste à savoir où se situe aujourd'hui la France par rapport à cette courbe bleue. Elle se trouve sans surprise dans la zone sub-optimale : ceci signifie que pour une même puissance installée, localisée différemment, on pourrait obtenir un meilleur arbitrage entre production et volatilité. Cette sub-optimalité est à la fois un enjeu financier pour les producteurs et les acteurs du réseau, et un élément qui impacte les technologies actuellement en recherche et développement.

En effet, les exigences techniques que l'on fait peser sur ces nouvelles technologies proviennent directement des contraintes empiriques mesurées sur les réseaux. Ceci est d'ailleurs fort bien apparu lors des discussions précédentes, dans lesquelles on s'appuyait sur des courbes reprenant des hypothèses nationales, sans prendre en compte ces effets de foisonnement ou de meilleur arbitrage dans le positionnement du parc éolien en l'occurrence, mais aussi d'autres moyens de production ou de la consommation, dans une approche géolocalisée.

On pourrait bien évidemment aller plus loin, en ajoutant d'autres types de contraintes, comme les capacités de raccordement. Ainsi que le soulignaient les intervenants d'ERDF et de RTE, il existe de plus en plus de données disponibles

sur les capacités de raccordement locales. On peut aussi imaginer ajouter des contraintes réglementaires, concernant par exemple les aérodromes, les zones de protection des oiseaux, etc. Il est également possible de prendre en compte les autres secteurs de consommation et de production, pour disposer d'une vision vraiment complète.

Je vous remercie de m'avoir écouté et espère être parvenu à vous montrer l'intérêt de cette approche des énergies renouvelables pour orienter et accompagner les politiques publiques de recherche en énergie et d'énergie en général.

Mme Anne-Yvonne Le Dain. Le parc actuel français est, si j'ai bien compris, sub-optimal ?

M. Benjamin Topper. Absolument, avec une même puissance installée, répartie différemment sur le territoire, on pourrait obtenir une production totale plus importante, avec une volatilité plus faible.

Mme Anne-Yvonne Le Dain. Les interventions suivantes vont concerner plus précisément la question du stockage.

M. Pierre Lombard, McPhy Energy. McPhy Energy est une jeune PME industrielle française qui conçoit et fabrique des équipements de production d'hydrogène par électrolyse de l'eau, ainsi que des dispositifs de stockage d'hydrogène et de chargement hydrogène pour la mobilité des stations. Elle est déjà présente à l'international et membre de l'Association française pour l'hydrogène et les piles à combustible (AFHYPAC).

McPhy est le fruit de plus de dix ans de recherches menées au CNRS, avec une consolidation en partenariat avec le CEA pour ce qui concerne le stockage dans les hydrures métalliques. Nous avons une vision pour les marchés et les potentiels de ces technologies, basée sur le constat d'une croissance de la production d'énergies d'origine renouvelable, décentralisées, avec la possibilité de stocker cette électricité sous des formes diverses. Notre objectif est également de décarboner les usages et de supprimer les pollutions de l'air.

L'hydrogène est présent partout. Composant 75 % de tous les éléments, il est le premier élément dans l'univers. Sur Terre, on le retrouve essentiellement sous forme d'eau. L'un des avantages que l'hydrogène est susceptible d'apporter aux réseaux réside dans sa densité de puissance : un kilogramme d'hydrogène permet en effet de parcourir cent kilomètres avec un véhicule classique, ce qui en fait, en volume, un élément trois fois plus énergétique que des énergies fossiles. Pour la même quantité d'énergie, cela correspond à quarante kilogrammes de batterie ion-lithium.

L'hydrogène présente également la propriété physique avantageuse d'être stockable, sous plusieurs formes : gaz comprimé, gaz liquide ou encore, dans les hydrures métalliques que nous développons, solide. Il s'agit d'un composant stable, non auto-inflammable.

Il faut en revanche le produire. Nous avons pour ce faire opté pour une solution d'électrolyse simple, basée sur des technologies robustes, en l'occurrence l'électrolyse alcaline, développée depuis plusieurs dizaines d'années. Ces électrolyseurs répondent assez bien aux variations des énergies renouvelables. Nous disposons de toute une gamme d'équipements qui peuvent s'implanter aussi bien en local, dans les territoires, que dans le cadre de très grosses installations susceptibles de produire plusieurs tonnes d'hydrogène chaque jour.

Ces installations peuvent s'insérer comme vecteur dans toute la chaîne énergétique d'usage de l'hydrogène : piles à combustible, énergies de combustion ou utilités directes aux industriels. Pour ce qui concerne les réseaux, elles peuvent agir comme régulateurs. Nous disposons en effet de systèmes capables de moduler en fonction des arrivées d'électricité, sans problème de mise en route ou d'arrêt.

Cela permet également, en local, pour les réseaux d'énergies renouvelables, de recréer de nouvelles valeurs par rapport à de nouveaux usages. Nous en distinguons essentiellement trois. Le premier, qui risque d'être le plus important, est la mobilité à hydrogène, totalement décarbonée. Le second concerne les vecteurs en *power-to-gas*, en stockage d'énergie. Le troisième usage enfin vise à aider les industriels à décarboner leurs process qui produisent aujourd'hui huit cent millions de tonnes de CO₂.

En termes de mobilité, il existe déjà aujourd'hui plusieurs véhicules en test sur le marché. Il s'agit par exemple de véhicules complètement (full) hydrogène, qui n'ont pas besoin d'être chargés autrement qu'avec de l'hydrogène. Nous testons aussi des prolongateurs d'autonomie, qui permettent de permuter entre des recharges électriques ou, sur de longues distances, de tripler l'autonomie d'un véhicule électrique classique.

Nous pensons que les véhicules à hydrogène sont plutôt orientés vers des usages très intensifs : véhicules utilitaires, par exemple pour La Poste, bus, camions pour les derniers kilomètres, engins de chantier ou engins agricoles. Nous nous sommes en effet aperçus, lors de tests récents, qu'un véhicule à hydrogène pouvait remplacer trois véhicules électriques dans des usages intensifs, puisqu'il dispense des problématiques de recharge, ce qui est très avantageux pour une flotte. Nous menons par ailleurs des recherches pour les futures mobilités transocéaniques.

Concernant le *power-to-gas*, nous envisageons deux solutions directes, à la fois en amont pour les réseaux, afin de permettre de décharger le surplus d'électricité sous forme d'hydrogène, et en aval avec une modulation pour les usages de mobilité électrique, puisque l'on peut imaginer que, si plusieurs

centaines de milliers de véhicules électriques se chargent en même temps le soir à dix-huit heures sur le réseau, cela nécessite une gestion spécifique. Une solution de rechargement basée sur l'hydrogène peut permettre de décaler cet appel au réseau. Nous travaillons actuellement à Fos-sur-Mer, avec GRTgaz et le CEA, sur un énorme projet intitulé « Jupiter 1000 » pour tester les injections directes d'hydrogène dans les réseaux de gaz. On estime pouvoir monter à 6 %, ce qui représente un volume possible de deux cents milliards de mètre cube. Dans le cadre de ce projet, nous allons également mener des travaux sur la méthanation, procédé consistant à récupérer du CO₂ fatal pour fabriquer des gaz de synthèse d'origine renouvelable.

Nous sommes aussi en veille sur tout ce qui concerne le *power-to-liquid*, en lien avec les essences de synthèse et voyons émerger des recherches sur le kérosène (jet fuel), dans l'aéronautique.

Un avantage intrinsèque de l'hydrogène est de recréer de la valeur ajoutée dans les territoires, en termes de chaînes d'usage plus locales et de dépollution de nos villes.

Mme Anne-Yvonne Le Dain. L'avantage de l'hydrogène est d'être présent partout. Mais n'est-ce pas un élément un peu explosif ? Ma deuxième question concerne la transformation : toute transformation se caractérise par des pertes de charge, avec des coefficients d'abattement. Maîtrise-t-on tout cela ?

M. Pierre Lombard. Tout dépend des usages : le *power-to-gas* utilisé pour récupérer l'électricité sur le réseau peut conduire, ainsi que l'a montré le Pr Friedrich Wagner, à des rendements de 30 %. Il faut donc sélectionner les usages de l'hydrogène pour véritablement optimiser la valeur d'usage. Quant au côté inflammable et explosif, cela concerne uniquement l'hydrogène en mélange. À l'état complet, l'hydrogène est absolument stable. Pour information, les pompiers de Cherbourg sont déjà équipés de véhicules à hydrogène.

Mme Anne-Yvonne Le Dain. Ce département est effectivement très actif sur le sujet. Je donne à présent la parole à M. Sylvain Lemelletier, directeur de projet Power to Gas et gazéification de GRTgaz, qui va nous présenter le projet démonstrateur « Jupiter 1000 », implanté à Fos-sur-Mer, qui combine génération d'hydrogène et méthanation, à ne pas confondre avec la méthanisation.

M. Sylvain Lemelletier, directeur de projet *Power to Gas* et gazéification, GRTgaz. Je vais vous apporter quelques précisions concernant le projet « Jupiter 1000 », précédemment évoqué par mon collègue de McPhy.

L'électrolyse permet de générer de l'hydrogène. On peut ensuite éventuellement accoupler un deuxième étage consistant à associer, avec un méthaneur, du CO₂ et de l'hydrogène, ce CO₂ pouvant provenir de n'importe quelle source : cheminée d'un industriel, biométhane, etc. Il s'agit de stocker de l'énergie électrique intermittente sur le long terme, les batteries étant très bien adaptées au court terme. Nous allons, en l'occurrence, exploiter des périodes de

production d'électricité intermittente excédentaire pour la stocker sur le long terme dans les réseaux de gaz, qui sont capables d'absorber de très grandes quantités d'énergie. GRTgaz, à lui seul, exploite trente-deux mille kilomètres de canalisations allant parfois jusqu'à 1,20 mètres de diamètre. Vous imaginez donc que l'ajout d'un peu de gaz supplémentaire dans ce stock ne pose aucun problème et peut permettre de passer des saisons.

L'un des avantages du power-to-gaz est de soutenir les réseaux électriques. Je ne reviendrai pas sur cet aspect déjà largement évoqué. Un autre avantage réside dans le fait de générer des gaz, hydrogène ou méthane, décarbonés et de les orienter ensuite vers les meilleurs usages : mobilité décarbonée, gaz naturel carburant, etc. Tous ces usages concernent un gaz produit à partir d'électricité. Il s'agit aussi d'absorber du CO₂.

Recycler du dioxyde carbone et le réemployer pour produire de l'énergie relève d'une démarche similaire à celle consistant à capter et stocker le dioxyde de carbone (en anglais, CCS ou *Carbon capture and storage*), puisque tout mètre cube de gaz produit de cette façon va éviter d'extraire un mètre cube du sous-sol. Ceci revient donc à laisser du carbone dans le sous-sol, à valeur équivalente. Il s'agit d'une démarche très vertueuse. Cela permet aussi une production locale, dans les territoires. Il est toujours intéressant de produire de l'énergie localement, en l'occurrence à Fos-sur-Mer, plutôt que d'aller l'extraire dans un champ sibérien et de le faire transiter par nos tuyaux.

Ce procédé est aussi l'occasion d'initier des filières d'excellence et de nouveaux emplois en France. De nombreuses start-up émergent qui s'intéressent à ces sujets et peuvent, demain, se développer.

« Jupiter 1000 » est un projet industriel à partenaires multiples, piloté par GRTgaz. On y retrouve McPhy, qui va fabriquer l'électrolyseur, et Atmostat qui, avec l'aide du CEA, va travailler sur la méthanation. Grâce à Leroux & Lotz, nous allons aller capter le CO₂ chez un industriel. GRTgaz et TIGF, autre opérateur de réseau de transport, vont collaborer sur la partie injection dans le réseau.

La CNR va nous fournir l'électricité décarbonée et s'intéresser aux usages et à la façon de piloter cela dans son parc de production d'énergie renouvelable (comment intégrer un stockage, optimiser les fonctionnements). Enfin, le port de Marseille-Fos nous accueille et construit la canalisation de CO₂. Le projet est financé en partie par ces industriels, aidés par la Région PACA, le fonds européen FEDER et l'ADEME, avec le soutien de la Commission de régulation de l'énergie.

Le site qui résultera de ce partenariat est un démonstrateur industriel ou pré-industriel, d'un mégawatt d'électrolyse. On y trouvera notamment deux électrolyseurs de technologies différentes et un méthaneur. Nous en sommes actuellement à la phase de dépôt des dossiers d'autorisation, si bien que les

opérations techniques, concrètes, vont bientôt pouvoir commencer, pour une mise en service prévue pour 2018.

Quels sont les enjeux de ce site ? Il s'agit, en premier lieu, de valider la technologie, en faisant fonctionner ces équipements ensemble, sachant qu'un électrolyseur est capable de réagir très vite aux besoins du réseau électrique, alors qu'un méthaneur est plus lent. Nous allons également tester la fiabilité de ces objets, notamment dans des situations de marche – arrêt à la demande du réseau électrique, pour voir s'ils continuent à bien fonctionner après quelques milliers d'heures.

Nous allons aussi devoir aborder des aspects réglementaires, dans la mesure où le gaz décarboné produit n'a pas de réalité réglementaire aujourd'hui. La réglementation en France ne connaît en effet que le biométhane produit par méthanisation. Il va donc falloir que nous travaillions pour le faire exister réglementairement. Par ailleurs, il nous incombera d'envisager la question des tarifs d'achat, en travaillant sur les modèles économiques. De tels modèles n'existent pas encore pour ce genre d'objet. Il va donc nous falloir examiner, pour construire un modèle économique, tous les gains latéraux : services système pour l'électricien, gaz vert pour le consommateur, valeur de l'oxygène produit, etc.

Il m'apparaît important de souligner qu'il ne s'agit pas, selon nous, d'un système unique, mais complémentaire des systèmes purement électriques. Notre vision se caractérise donc par une très forte interpénétration et interconnexion entre les réseaux. Aujourd'hui, lorsqu'il en a besoin, l'électricien utilise le gaz pour produire de l'électricité ; à un autre moment de l'année, il pourra, au contraire, produire du gaz, mobilisable pour de nombreux usages, à partir d'un surplus d'électricité. Pour nous, le réseau intelligent n'est pas un réseau électrique, mais un ensemble de réseaux : électrique, gazier et chaleur, avec beaucoup d'échange d'information.

J'aurai sans doute l'occasion de venir vous parler ultérieurement de projets visant à produire du gaz vert, qui ne sont pas l'objet de stockage mais nous interconnectent également, avec les réseaux de chaleur par exemple, pour la gazéification et d'autres sujets connexes.

Mme Anne-Yvonne Le Dain. Il s'agit assurément d'un projet très ambitieux.

M. Sylvain Lemelletier. Nous sommes encore au tout début de l'aventure. Il s'agit d'un démonstrateur et nous n'avons pas la perspective d'un développement massif dans les années qui viennent. Nous préparons l'avenir à l'horizon de quelques années.

Mme Anne-Yvonne Le Dain. Je laisse la parole, pour conclure cette table ronde, au Pr Jeffrey Bielicki, de l'*Ohio State University*, que je remercie d'être là.

Pr. Jeffrey M. Bielicki, Assistant Professor, Joint Appointment, Department of Civil, Environmental and Geodetic Engineering ; John Glenn College of Public Affairs, The Ohio State University. Je propose de limiter les aspects techniques de cette présentation, afin que nous puissions avoir un temps de débat en fin de séance. Je travaille à l'*Ohio State University* et à l'École des affaires publiques John Glenn, où je m'occupe de recherches en ingénierie civile, environnementale et géodésique. Je représente également aujourd'hui le Dr. Thomas Buscheck, chercheur au laboratoire national Lawrence Livermore (en anglais *Lawrence Livermore National Laboratory* ou LLNL). Je vais vous présenter un projet émergent, que nous nommons « Batterie Terre » (*Earth Battery*), qui vise à intégrer les énergies renouvelables au réseau électrique.

Les systèmes énergétiques modernes sont confrontés à un certain nombre de défis, notamment la réduction des émissions de CO₂. Je voudrais à ce propos féliciter la ville de Paris qui a accueilli la COP 21, qui a abouti à l'accord de Paris, visant à limiter les émissions de dioxyde de carbone et le réchauffement climatique à deux degrés.

L'un des défis majeurs consiste à augmenter le déploiement et l'utilisation des énergies renouvelables, et à les intégrer. Il ne s'agit pas uniquement de construire davantage d'installations solaires et éoliennes, mais d'utiliser au mieux chaque installation, d'accroître son utilisation, afin de pouvoir véritablement bénéficier de l'investissement financier effectué pour chacune d'elles. La production d'électricité à partir de ressources éoliennes et solaires n'est pas forcément en adéquation avec la demande. Ces technologies génèrent en effet de l'électricité lorsque le soleil brille dans un ciel sans nuage ou que le vent souffle.

Il faut, pour compenser cette variabilité, une solution permettant de stocker cette énergie et de gérer dans le temps une ressource énergétique extrêmement variable, que nous ne pouvons pas contrôler, afin qu'elle soit disponible lorsque nous en avons besoin. Il faut également pouvoir éviter les conflits avec les systèmes énergétiques existants, c'est-à-dire les centrales de base, qui ne seront peut-être pas en mesure d'intégrer cette énergie renouvelable.

Notre projet « Batterie Terre » vise à répondre à l'ensemble de ces défis, en utilisant des couches de roches sédimentaires souterraines, perméables et poreuses, dans lesquelles il est possible d'injecter et de stocker des volumes de fluides extrêmement importants. Ces couches sédimentaires sont présentes un peu partout dans le monde, notamment en Europe. Elles couvrent environ 50 % de la surface de la planète, sous terre et sous les océans. Elles constituent des conteneurs bien isolés, à faible coût, et sont absolument idéales pour le stockage d'énergie, sous forme de fluide chauffé ou sous pression. Par exemple, si l'on produit de l'électricité avec du vent ou du soleil en excès par rapport à la

demande, on peut parfaitement utiliser cette énergie pour injecter un fluide sous pression, puis le stocker.

Un autre grand défi concerne la capacité des centrales traditionnelles à réutiliser ces stockages. Nous pouvons par exemple mettre à profit la chaleur générée, la transformer en électricité, chauffer le fluide, avant de l'injecter en sous-sol et de stocker ainsi l'énergie sous forme de chaleur. Il faut savoir que l'eau chaude sous pression peut stocker cent fois plus d'énergie que l'eau stockée par pompage – turbinage.

Notre démarche est en outre tout à fait flexible, dans le sens où nous pouvons utiliser différents fluides : dioxyde de carbone, azote, eau ou air, comme « fluide de travail » pour stocker l'énergie. Nous stockons la chaleur en excès en sous-sol, en mettant sous pression et en injectant l'un de ces fluides lorsque la production d'énergies renouvelables est supérieure à la demande. Nous extrayons ensuite cette énergie lorsque nous en avons besoin. Pour modérer la pression en sous-sol, nous pouvons détourner une partie de la saumure présente pour produire de l'eau, que nous pouvons ensuite utiliser.

Parmi les questions techniques à traiter, figurent, d'une part, le contrôle de la pression, et, d'autre part, la migration du fluide de travail. Nous avons ainsi effectué quelques simulations, en utilisant des puits en anneaux concentriques dans lesquels nous avons injecté du dioxyde de carbone ou de l'azote, tout en produisant simultanément un fluide ailleurs. Ceci nous permet de bien maîtriser le niveau de pression et de faire en sorte que la migration des fluides soit contrôlée.

Je voudrais également ajouter que, d'après nos estimations, cette « Batterie Terre » est tout à fait compatible avec d'autres stockages d'énergie, en termes de capacité. Nous pouvons en effet utiliser ce conteneur bien isolé qu'est la Terre, dans le cadre notamment des variations saisonnières évoquées précédemment par d'autres intervenants.

Cette batterie vise donc à maximiser l'intégration des sources d'énergie sobres en carbone. Elle peut convertir les énergies renouvelables variables en énergie de base et de suivi de charge, capables de produire l'électricité lorsqu'elle est nécessaire. Les fluides supplémentaires préchauffés et injectés dans le sous-sol peuvent permettre aux centrales non flexibles de le devenir davantage et de produire non seulement en charge de base, mais aussi en électricité de pointe.

Nous utilisons également des données géologiques pour effectuer des simulations de sites réels, afin d'adopter une démarche de sites pilotes, avec deux ou trois puits. Nous travaillons notamment sur ce projet avec le Dr. Buscheck, du Laboratoire national Lawrence Livermore, des collègues de l'université du Minnesota et des collaborateurs de la société TerraCOH, basés à Zurich.

En résumé, cette « Batterie Terre » vise à relever les défis d'intégration des énergies renouvelables dans les réseaux électriques existants, pour utiliser au mieux la valeur de ces énergies et des centrales sobres en carbone.

DÉBAT

M. Patrick Ledermann. Ma question porte sur la dernière présentation : quelle est la surface typique nécessaire pour produire un mégawatt ?

Pr. Jeffrey Bielicki. D'après nos simulations, la zone de surface est d'un rayon extérieur de quatre kilomètres ; mais cela dépend de la profondeur et de la pression en sous-sol. On peut arriver à une centaine de mégawatts.

M. Patrick Ledermann. Une centaine de mégawatts pour un rayon de 4 km ?

Pr. Jeffrey Bielicki. Oui, au moins une centaine.

Pr. Dr. Friedrich Wagner. Vous avez, Mme Vera Silva, parlé de 40 % d'énergies renouvelables intégrées dans votre réseau. Pouvez-vous nous en dire plus ?

Mme Vera Silva. En fait, nous n'avons pas fixé de limite. Nous avons pris 40 % à titre d'exemple et constaté que cela fonctionnait. Toutefois, au-delà de 40 % les solutions techniques à mettre en œuvre seraient beaucoup plus complexes. Pour autant, il ne s'agit pas d'une limite. Il faut simplement se donner le temps de développer les technologies et de les intégrer au système.

Le public. Ma question concerne le stockage de l'hydrogène, en particulier le coût du stockage d'un kilowattheure dans de l'hydrogène, par rapport au coût d'un stockage batterie classique.

M. Pierre Lombard. Le stockage est généralement réalisé aujourd'hui dans des bouteilles d'hydrogène classiques. Tout dépend ensuite de la pression. Nous considérons que nous sommes à environ un euro pour un kilogramme d'hydrogène produit. Pour information, nous vendons cet hydrogène aux alentours de dix euros le kilogramme. 10 % du prix est donc consacré au stockage. Sous les formes non hydrures, nous sommes sur d'autres technologies, qui dépassent aujourd'hui les usages classiques.

M. Jean-Guy Devézeaux de Lavergne. Je souhaiterais apporter un complément d'information sur la flexibilité. Peut-être n'avons pas suffisamment insisté sur le fait que nous disposons, en France, d'un mode de flexibilité important, aujourd'hui largement exploité. Il s'agit des réacteurs nucléaires, qui suivent la demande avec une assez forte agilité. Nous continuerons à bénéficier de cette caractéristique. Des travaux sont actuellement menés sur l'augmentation de l'agilité des réacteurs. On peut donc en déduire que notre pays est bien placé pour générer des synergies entre énergies nucléaire et renouvelables variables. Disposer de puissance nucléaire, sans utiliser cette dernière au maximum de ses capacités en termes d'énergie constitue aussi un avantage. Il s'agit d'un point à prendre en compte dans le suivi de la programmation pluriannuelle de l'énergie. Nous

disposons en effet d'une capacité importante, qui peut aussi servir à augmenter la proportion d'énergies renouvelables, en jouant un peu le rôle de back up.

M. Davy Marchand-Maillet. Bien qu'il ait été beaucoup question de stockage dans les différentes interventions, toutes les technologies n'ont pas été mentionnées, ou bien ont été assorties de limites qui ne m'apparaissent pas tout à fait exactes. Concernant le pompage – turbinage, on dit par exemple souvent qu'il n'y a plus beaucoup de sites disponibles pour installer de grandes unités. En revanche, il est possible de développer de petites unités sur des bassins artificiels, avec des coûts économiques à peine plus élevés que ceux des grandes unités. On peut ainsi développer plusieurs gigawatts avec ce type de projets, avec des rendements totalement équivalents à ceux des grandes STEP, et des technologies potentiellement aussi flexibles que des batteries.

De la même façon, les technologies dites d'air comprimé, avec des cycles thermodynamiques isothermes, permettent d'atteindre des rendements de l'ordre de 70 %, contre 40 % pour des centrales à air comprimé classiques.

Je mentionnerai enfin des technologies permettant de travailler sur l'intersaisonnier, dont le coût à la capacité est quasi nul : une fois la conversion construite, on peut stocker quasiment à l'infini, dans des réservoirs. Ces technologies, qualifiées de « séparation et mélange », notamment basées sur l'électrodialyse, mériteraient d'être davantage connues.

TROISIÈME TABLE RONDE : QUELLES ORIENTATIONS POUR LA RECHERCHE ET COMMENT ACCÉLÉRER L'INNOVATION ?

Présidence de M. Bruno Sido, sénateur, premier vice-président de l'OPECST.

M. Bruno Sido, sénateur, premier vice-président de l'OPECST. Je tiens tout d'abord à remercier moi aussi toutes celles et tous ceux qui ont bien voulu participer à cette audition publique.

Cette troisième table ronde constitue une opportunité pour préparer l'évaluation de la future Stratégie nationale de recherche en énergie, dont les ministères en charge respectivement de la recherche et de l'énergie ont déjà initié le processus d'élaboration. La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte a en effet prévu que cette stratégie soit évaluée par le Parlement, au travers de notre Office.

Ce sera aussi l'opportunité de prendre connaissance de la stratégie européenne en la matière, ainsi que d'entendre le point de vue de l'Alliance nationale de coordination de la recherche en énergie (ANCRE), de l'ADEME et de l'association professionnelle *Think Smart Grids*.

Seront également abordées les questions des freins à l'innovation et de son accélération, au travers notamment des deux dernières interventions de cette table ronde.

Je vous remercie de veiller à respecter les temps de parole, afin que nous disposions d'un peu de temps pour débattre et conclure.

Je vais sans plus tarder donner la parole à M. Guillaume Méheut, directeur de cabinet à la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) au sein du ministère de l'environnement, de l'énergie et de la mer, qui va nous présenter le processus d'élaboration de la Stratégie nationale de recherche énergétique.

INTERVENTIONS

M. Guillaume Méheut, directeur de cabinet de la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC), ministère de l'environnement, de l'énergie et de la mer. Je vais effectivement vous présenter le processus d'élaboration de la Stratégie nationale de recherche énergétique, en me focalisant plus sur la méthode que sur le fond, dans la mesure où le travail, commencé au premier trimestre, est encore en cours et pourra d'ailleurs se nourrir des interventions présentées lors de cette audition publique.

Cette stratégie est, comme vous l'avez souligné, prévue par la loi. La loi de transition énergétique a modifié l'article du code de l'énergie relatif à cette stratégie de recherche énergétique, en précisant qu'elle devait être arrêtée par le ministre de l'énergie, conjointement avec le ministre de la recherche. C'est la raison pour laquelle le travail est co-piloté par la DGEC et nos collègues de la Direction générale de la recherche et de l'innovation du ministère de la recherche.

La loi a également précisé que la SNRE devait décliner le volet énergie de la Stratégie nationale de recherche, elle-même publiée l'année dernière, qui comporte notamment un défi intitulé Une énergie propre, sûre et efficace, avec quelques orientations et priorités d'action qui vont devoir être précisées et déclinées dans la SNRE que nous élaborons.

Un premier opus de la SNRE, à réviser cette année, a été élaboré en 2007 et évalué en 2009 par l'OPECST, qui avait alors formulé quelques pistes que nous essayons de prendre en compte, concernant notamment la gouvernance, le pilotage et le suivi de la mise en œuvre de cette stratégie dans le temps.

La SNRE va tenter de couvrir un champ assez large, allant de la recherche la plus amont jusqu'à l'innovation et les perspectives de valorisation des résultats de la recherche, tout en considérant des enjeux de cohérence multiples, notamment temporelle, par rapport aux exercices programmatiques et de scénarios menés dans le prolongement de la loi de transition énergétique, à commencer par la stratégie nationale « bas carbone » publiée à la fin de l'année 2015, qui nous donne des objectifs à l'horizon 2030 et est elle-même basée sur des scénarios allant

quasiment jusqu'en 2050, en particulier pour ce qui concerne les trajectoires de réduction d'émission de gaz à effet de serre et de consommation d'énergie.

Nous sommes également confrontés à des enjeux de cohérence géographique quant à la manière de bien mener cette recherche et cette innovation, avec une articulation à la fois à l'échelon européen – je pense que mon collègue de la Commission européenne abordera ultérieurement le Plan stratégique des technologies de l'énergie et le SET Plan, avec lesquels nous essayons de nous articuler au mieux – et au niveau local et régional, puisque les collectivités territoriales montent en puissance dans le domaine de la recherche et de l'innovation, y compris en matière d'énergie. Il est donc essentiel pour nous de veiller à articuler l'ensemble des exercices et d'optimiser au mieux nos moyens pour cette recherche énergétique.

En termes de pilotage, nous avons mis en place, conformément aux préconisations de l'OPECST, un comité de suivi regroupant l'ensemble des parties prenantes. Comme la loi le prévoit, participent notamment à ce comité les membres du Conseil national de la transition écologique, qui sera amené à rendre un avis sur la future stratégie, ainsi que des représentants des entreprises actives dans la recherche en énergie, les organismes de recherche et les alliances de recherche (dont ANCRE).

Comme cela a été mentionné à plusieurs reprises, ce travail comporte des enjeux de pluridisciplinarité, avec de fortes adhérences entre la recherche en énergie, les questions de numérique et les sciences sociales. L'un des défis de cette stratégie est donc de mettre en mouvement une action collaborative entre ces différents domaines.

Bien évidemment, l'ensemble des institutions et administrations concernées suivent ce travail.

Le comité s'est réuni une première fois en mars, pour lancer les travaux. Nous sommes actuellement dans une phase de contribution des différentes parties prenantes. Nous espérons produire cet été une première version de cette stratégie, avec l'objectif de l'adopter d'ici la fin de l'année.

J'ai signalé, parmi les éléments de contexte, l'existence du SET Plan européen. Nous sommes bien sûr également très attentifs à ce qui se passe au niveau mondial. Des travaux ont ainsi été initiés l'an dernier, au moment de la COP 21. Je pense notamment à une initiative internationale nommée « Mission innovation », qui regroupe une vingtaine de pays parmi les plus actifs en matière de recherche énergétique au niveau mondial, lesquels se sont donnés des engagements assez forts en termes de financement de la recherche dans les énergies propres et de collaboration internationale. Il faudra donc essayer de faire levier sur ce que nous faisons déjà au niveau européen dans le cadre du programme « Horizon 2020 » et tenter de le transposer au niveau mondial.

Je citerai pour terminer les axes de réflexion proposés pour structurer le travail collectif sur cette SNRE.

Se pose tout d'abord, sur le fond, la question des dynamiques transformantes associées à la transition énergétique à l'horizon 2030 – 2050. L'un des éléments centraux fait précisément écho au débat qui nous réunit aujourd'hui, puisqu'il concerne la diversification du mix énergétique et les flexibilités nécessaires pour intégrer le plus possible d'énergies renouvelables. Cela inclut aussi les questions des services système susceptibles d'être apportées par les énergies renouvelables, de la maîtrise de la demande et des consommateurs – acteurs, qui permettent une plus grande flexibilité dans les réseaux. Autant de thèmes qu'il conviendra de développer dans la stratégie.

Un autre axe de réflexion structurante concerne la question de l'articulation entre la recherche et l'industrie, sur les technologies matures comme sur les technologies émergentes, dont on peut espérer qu'elles favoriseront l'apparition et le développement de nouvelles filières industrielles.

Le troisième axe, très important, est celui des compétences. Il se décline d'une part dans le fait de disposer d'une communauté de recherche scientifique de haut niveau sur ces problématiques, autour de l'enjeu de pluridisciplinarité, d'autre part dans la manière dont le monde de la recherche et du développement peut contribuer à la formation initiale et continue de l'ensemble des professionnels du domaine.

Le dernier axe renvoie aux questions d'organisation collective et de gouvernance, avec la mise en place d'un suivi dans le temps de la mise en œuvre de cette stratégie et d'un mode de fonctionnement collaboratif entre les régions, l'Etat et une dimension internationale.

M. Rémy Dénos, chargé des politiques (policy officer), DG Energie, Commission européenne. Je travaille, au sein de la Direction générale de l'énergie, dans un département qui s'appelle *Energy technologies* et m'intéresse plus particulièrement dans ce cadre à la définition des programmes « Horizon 2020 ».

Avant de vous parler de recherche et d'innovation, je voudrais juste vous donner quelques chiffres datant de 2013 relatifs à la situation actuelle du mix énergétique européen. La proportion d'énergie renouvelable dans le mix électrique y est de 27 %, sachant que les objectifs climat – énergie de l'Union européenne, entrant également dans le cadre de la COP 21, sont, au niveau du mix énergétique global, de 27 % à l'horizon 2030. Cela montre bien que le réseau électrique est central pour la transition énergétique. Nous disposons en effet déjà de taux de renouvelable très élevés.

Concernant l'objectif de 27 % en 2030 au niveau du système énergétique global, les scénarios élaborés par l'intermédiaire des modèles, dont plusieurs exemples ont été présentés par les précédents intervenants, indiquent qu'il faudra

être à environ 50 % de renouvelable pour la production d'électricité. En d'autres termes, il faudra que notre système électrique soit, en 2030, préparé pour fonctionner avec environ 50 % d'énergies renouvelables. Nous sommes actuellement à 12 % d'énergie hydraulique, avec des perspectives limitées de croissance. Cela vous donne une idée du pourcentage de renouvelable variable, et cela au niveau européen.

Aujourd'hui, on estime le taux de renouvelable variable en France à environ 3,6 %. Il est de 34 % au Danemark. Il existe ainsi, à travers l'Union, des situations très différentes. Les défis à relever seront donc divers selon les pays.

Cette Union pour l'énergie est très importante : l'existence d'interconnexions de grande capacité permet, par exemple, d'éliminer le besoin de stockage. Deux pays voisins ayant des besoins et des consommations différents peuvent ainsi mutualiser la production et la demande et, par une simple solidarité de fait, progresser vers davantage d'énergies renouvelables.

Dans « Horizon 2020 », l'innovation correspond pour nous à l'étape entre la recherche et la mise sur le marché. Nous mettons pour ce faire tous les ans à disposition cent millions d'euros environ pour les réseaux intelligents et le stockage, 70 % de cette somme concernant des projets de démonstration.

Comme le territoire européen est relativement vaste, nous sommes agnostiques en termes de technologie. Nous avons opté pour une approche basée sur des défis (*challenge based*), ce qui n'était pas le cas dans le programme précédent. Lorsque nous lançons des appels à projet dans ce cadre, nous demandons par exemple que nous soient montrés des systèmes susceptibles de fonctionner avec 50 % de renouvelable, intégrant d'une part des renouvelables intermittents introduisant de la variabilité dans la production, mais aussi toute la flexibilité nécessaire, tant en termes de mécanismes d'effacement (*demand response*) que de stockage, de production variable et de l'aspect de réseaux intelligents. Cette notion de réseau intelligent renvoie à la manière dont le réseau va être capable de gérer, d'interfacer cette production hautement variable, cette consommation et tous les facteurs de flexibilité, pour finalement parvenir à faire se rencontrer production et demande, en temps réel.

Environ soixante-dix millions d'euros sont consacrés annuellement à ces projets de démonstration. Les trente autres millions sont plutôt dédiés à des projets plus en amont. Les projets de démonstration consomment de l'ordre de dix à douze millions d'euros. Ils concernent en général plusieurs pays européens et représentent plusieurs types de solutions. En effet, les solutions, les technologies, les compositions testées ne sont pas les mêmes pour la Finlande et l'Espagne par exemple. Cela nous permet de disposer d'un panel relativement large de solutions à tester.

L'intérêt de ces projets est essentiellement de nous confronter à la réalité. Les opérateurs qui mettent en œuvre un stockage basé sur de grosses batteries doivent implanter celles-ci dans un quartier. Ils se trouvent, par exemple, face à des problèmes d'obtention de permis liés à la sécurité. L'innovation consiste ainsi parfois à considérer des défis non technologiques.

Du point de vue strictement technologique, les ingénieurs sont très inventifs et compétents. Mais au final, la différence se fait dans la capacité à transformer leurs travaux en un dispositif susceptible d'être mis sur le marché, avec un modèle d'affaire, sans barrière régulatrice et suscitant un intérêt et un engagement de la part des consommateurs.

Nous demandons à ces projets non seulement de réaliser une démonstration technologique, mais d'apporter des solutions aux problèmes non technologiques, ce qui requiert des profils différents, de sociologues, d'économistes. Ceci doit nous permettre de nous approcher au plus près de ce que sera la réalité de notre système énergétique en 2030.

Pr. Fabrice Lemoine, directeur du laboratoire d'énergétique et de mécanique théorique et appliquée de Nancy, université de Lorraine, groupe Stratégie de l'Alliance nationale de coordination de la recherche en énergie (ANCRE). Je vais m'exprimer ici au nom du groupe Stratégie de l'alliance ANCRE.

Les propositions dont vous faites état sont fortement corroborées par les scénarios produits par l'ANCRE, visant à diviser par quatre les émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2050. Ces scénarios sont forcément très contrastés, en termes de réduction de la demande énergétique, de pénétration de l'électricité – tout du moins des usages électriques – et au regard des énergies renouvelables. Le premier de ces scénarios, basé sur la « sobriété renforcée », implique davantage d'efficacité énergétique et une augmentation forte du taux d'énergies renouvelables.

Le second concerne la « décarbonation par l'électricité » : il s'appuie également sur un accroissement de l'efficacité énergétique et de la part de l'électricité dans les usages, à condition bien évidemment que l'électricité soit produite de manière décarbonée, c'est-à-dire par les énergies nucléaire ou renouvelables. Le troisième, intitulé « vecteurs diversifiés », vise une hausse de l'efficacité énergétique, un maintien des usages électriques et surtout une diversification des sources et des vecteurs énergétiques, notamment développés localement.

Ces différents scénarios enseignent tout d'abord qu'il faudra lever des verrous majeurs, scientifiques et technologiques, mais aussi réglementaires et économiques. Ils montrent en outre qu'il faut introduire, dans chacun des scénarios, au moins une révolution technologique, une rupture, d'où l'importance de la recherche dans ce domaine. Ces scénarios présentent par ailleurs des

invariants, c'est-à-dire des propriétés communes. Tous appellent ainsi à davantage d'efficacité énergétique et de sobriété dans les domaines du bâtiment et des transports : véhicules sobres, mais aussi électriques à batteries et à hydrogène, et de l'industrie.

Tous nécessitent de gérer l'accroissement du taux des énergies renouvelables, qui génèrent évidemment de l'intermittence, que ce soit par le stockage de l'énergie – électricité et chaleur – le développement de réseaux intelligents, les micro-réseaux locaux et les stratégies d'autoconsommation avec stockage, le développement de nouveaux vecteurs énergétiques inter-convertibles et interopérables, en particulier basé sur l'hydrogène, et le suivi de charge des centrales nucléaires.

L'ANCRE s'est appuyée, dans le cadre de cette réflexion, sur une vision fortement systémique, prenant en compte d'un côté les usages, c'est-à-dire la demande énergétique, essentiellement dans le bâtiment, la mobilité, les systèmes urbains, l'industrie et les technologies de l'information et de la communication, de l'autre l'offre, qu'elle soit basée sur des énergies fossiles, pétrole et gaz, du nucléaire ou un mix d'énergies renouvelables, plus ou moins variables, le tout sous-tendu par la nécessité absolue d'assurer l'adéquation entre offre et demande, c'est-à-dire d'optimiser le système, en introduisant des réseaux d'énergies intelligents, du stockage d'énergie et en favorisant le développement de vecteurs flexibles, inter-convertibles, assurant l'interopérabilité entre les réseaux de gaz, d'électricité, l'hydrogène et éventuellement la chaleur.

Imaginer les technologies de demain, préparer les révolutions technologiques, implique de capitaliser sur les sciences de base pour l'énergie, donc sur une communauté forte, et de favoriser l'introduction de tous les usages du numérique pour les technologies de l'énergie.

L'ANCRE propose une double démarche : d'une part soutenir, de la recherche fondamentale jusqu'aux expériences de démonstration, les filières existantes ou émergentes dans les domaines du nucléaire, des hydrocarbures et des énergies renouvelables, d'autre part capitaliser sur une base de connaissances de l'état de l'art, pour se maintenir en capacité de faire émerger des concepts innovants à fort impact potentiel, qui permettront de préparer les ruptures technologiques.

L'ANCRE a dans ce cadre défini cinq priorités stratégiques.

La première concerne les invariants des scénarios : efficacité énergétique, sobriété et optimisation du système énergétique avec les réseaux d'énergies intelligents, le stockage et l'interopérabilité des vecteurs énergétiques.

La deuxième porte sur la consolidation et l'évolution des filières énergétiques nationales majoritaires : les hydrocarbures et les ressources minérales, indispensables pour les nouvelles technologies de l'énergie, le nucléaire et les énergies renouvelables, en particulier les filières nationales.

La troisième priorité touche aux révolutions technologiques, extrêmement contrastées selon les scénarios ; le scénario « sobriété » implique un captage important du CO₂, en vue de son stockage ou de sa réutilisation ; on l'a vu avec le power-to-gas. Le scénario « décarbonation par l'électricité » impose un stockage massif de l'électricité et de l'énergie de manière générale, tandis que le scénario « vecteurs diversifiés » requiert une exploitation de la chaleur fatale, et en particulier de la cogénération nucléaire.

La connaissance des marchés et des comportements actuels et futurs représente une quatrième priorité qui nécessite la contribution des sciences humaines et sociales, par l'intermédiaire de nos collègues de l'alliance ATHENA.

Enfin, la cinquième priorité a trait au développement de concepts scientifiques innovants pour l'énergie, basés sur la recherche fondamentale et une approche interdisciplinaire.

Je conclurai en insistant sur deux priorités transversales : d'une part la nécessité d'une communauté nationale de recherche de haut niveau, visant à développer, à l'horizon 2030, un programme de sciences de base pour l'énergie, à l'instar de celui du *Department of Energy* américain (DoE), d'autre part une contribution de la recherche et développement à la formation des acteurs de la transition énergétique, en formation initiale et continue, avec la nécessité d'adapter les cursus aux nouveaux paradigmes de la transition énergétique, dans le cadre d'une approche systémique et interdisciplinaire, à destination des décideurs publics, multiples à l'échelle régionale, nationale et internationale, et de la société civile, pour permettre les changements nécessaires et l'adoption des nouvelles technologies et des nouveaux services de l'énergie.

Mme Anne Varet, directrice de la recherche et de la prospective, ADEME. Ma présentation s'inscrit dans le prolongement des éléments évoqués par M. David Marchal, lors de la première table ronde.

La stratégie de recherche ADEME 2014 – 2020 tient compte de priorités de recherche définies dans une feuille de route « réseaux électriques intelligents » et du projet « vision énergie climat 2030 – 2050 ».

Il nous semble nécessaire de rappeler combien il est important de poursuivre les recherches relatives à la baisse des coûts des technologies de production et des technologies présentant un moindre impact pour le réseau électrique. Il est également nécessaire d'améliorer les outils de prévision de la production, de la demande et de l'effacement. Il nous apparaît par ailleurs essentiel de travailler à la conception d'architectures de réseaux innovantes, limitant les pertes, les coûts de renforcement et de raccordement.

La compétitivité économique et technologique des solutions de stockage nous semble aussi constituer une priorité, tout comme le développement des outils de gestion et de pilotage de micro-réseaux et d'interaction entre réseaux. Il en va de même pour le pilotage des opérations de maîtrise de la demande et

d'effacement, en lien avec les évolutions à l'œuvre dans les bâtiments et sur les véhicules électriques. Il ne faut enfin pas perdre de vue la nécessité d'évaluer et d'améliorer les performances énergétiques et environnementales des solutions développées.

M. Rémy Dénos a évoqué la question de l'adoption et de la diffusion des technologies développées : ceci suppose des recherches en sciences économiques et sociales.

Subsistent enfin, ainsi que le mentionnait M. Sylvain Lemelletier, des enjeux sur l'utilisation combinée de différents vecteurs énergétiques ; il convient donc de ne pas se limiter au réseau électrique.

Je souhaiterais à présent faire état de quelques exemples de projets d'expérimentation de smart grids, menés notamment dans le cadre du programme des investissements d'avenir de l'ADEME.

Le projet NICE GRID donne des résultats sur le résidentiel : pour les ménages chauffés à l'électricité, on parvient à effacer de 0,8 à 1 kW, ce qui est loin d'être négligeable. Le projet RéFLeXE montre que l'on peut obtenir une réduction momentanée de la puissance électrique dans le tertiaire et l'industrie de 20 à 30 %. La capacité en termes d'effacement est donc considérable.

Nous avons également pu travailler sur le comportement des utilisateurs, afin d'appréhender la question de l'acceptabilité sociale. Il nous semble vraiment important de renforcer les projets d'expérimentation intégrant les consommateurs. Nous avons en effet constaté l'existence de freins et d'interrogations autour de la sécurisation du réseau électrique et de son fonctionnement. Une moindre connaissance des dispositifs peut créer une frilosité chez les usagers. Il est donc important de favoriser les travaux en sciences humaines et sociales sur ces sujets.

Il ressort de nos études qu'il est par exemple essentiel de mettre en avant les bénéfices environnementaux et les externalités positives, pour impliquer réellement les consommateurs. Il nous semble nécessaire de renforcer les recherches dans ce domaine. Les démonstrateurs sont, par exemple, un moyen d'impliquer les consommateurs dans l'acceptabilité de ces technologies.

Il convient en outre d'accompagner la recherche dès le départ, des briques technologiques aux démonstrateurs, voire, dans le cadre de l'hydrolien, jusqu'à l'aboutissement optimal que sont les fermes pilotes. Nous disposons, en matière d'avancée de projets, d'exemple de telles réussites dans le domaine du stockage stationnaire d'électricité, notamment avec des volants d'inertie. Nous accompagnons ainsi aujourd'hui la création d'une ligne pilote de production au travers du programme des investissements d'avenir.

Ceci nécessite l'existence d'un continuum du financement public et privé des projets. Aujourd'hui, cette continuité est quasiment réalisée lorsque l'on combine les financements de l'Agence nationale de recherche (ANR), de

l'Europe, du Fonds unique interministériel (FUI) et du Programme d'investissements d'avenir (PIA). Il reste toutefois un manque pour les « petits démonstrateurs », c'est-à-dire des démonstrateurs à l'échelle une, demandant peu de financements – de un à cinq millions d'euros – pour lesquels on constate une certaine absence du financement public en complément des fonds privés. Ces structures sont pourtant extrêmement intéressantes, pour tester notamment les problématiques réglementaires.

En conclusion, il nous semble important, au-delà des priorités de recherche, d'accompagner les entreprises jusqu'au marché, de favoriser la recherche, le développement et l'innovation, notamment pour les petites et moyennes entreprises (PME) et les entreprises de taille intermédiaire (ETI), dans l'objectif de conforter la compétitivité des filières où il existe des leaders ou des filières à fort potentiel à l'export, puisque certaines technologies maîtrisées aujourd'hui en France ont surtout vocation à être exportées.

Il est également essentiel de conserver la capacité de stimuler l'émergence de solutions et filières industrielles compétitives, ce qui est possible notamment au travers du programme de recherche de l'ADEME et du programme des investissements d'avenir.

J'insiste par ailleurs sur la nécessité de favoriser la réalisation de petits démonstrateurs sur un certain nombre de sujets comme le power-to-gas ou la mobilité hydrogène, dont il a été question précédemment. Les financements nécessaires ne sont pas très importants, mais nous ne disposons pas aujourd'hui d'outils pour cela, notamment pour amplifier la mise sur le marché d'innovations portées par les PME et les ETI.

Continuer à soutenir les expérimentations préindustrielles est aussi un enjeu majeur, couvert aujourd'hui par le programme des investissements d'avenir et le PIA2.

Nous nous interrogeons enfin sur le besoin d'accompagner les premières applications industrielles pour limiter les risques et créer les conditions d'une expérience commerciale initiale, qui constitue aujourd'hui une réelle prise de risque pour les industriels. Nous pensons qu'un soutien apporté à cette étape favoriserait peut-être les mises sur le marché de la part des industriels. Nous menons déjà cette démarche sur des lignes de production et nous interrogeons sur l'intérêt d'aller au-delà. Ceci nécessite sans doute de mener des discussions avec l'Europe, notamment avec la BEI.

M. Nouredine Hadjsaid, professeur à l'Institut national polytechnique de Grenoble et à Virginia Tech, directeur du laboratoire IDEA-GIE, président du conseil scientifique de Think Smart Grids. Je suis désolé d'intervenir en visioconférence, faute d'avoir pu être parmi vous aujourd'hui.

L'association Think Smart Grids représente l'ensemble des acteurs français dans le domaine des réseaux intelligents ou smart grids : industriels, centres de recherche et institutionnels. Il se trouve que je préside le conseil scientifique de cette association, qui a en charge de l'éclairer sur les choix technologiques et les stratégies de recherche de la filière. J'ai également contribué, avec des collègues du CEA, du CNRS et d'autres personnes membres du groupe Réseaux et stockage, aux travaux de l'ANCRE, dans le cadre d'une réflexion sur les priorités de recherche et développement dans le domaine du développement des réseaux d'énergie.

Concernant les priorités et les freins à l'innovation, beaucoup de choses ont déjà été dites par les précédents intervenants, aux propos desquels je souscris majoritairement.

Je souhaiterais simplement ajouter quelques points sur la partie réseau. Le réseau est une infrastructure extrêmement complexe, peut-être même la plus complexe que l'être humain ait eu à construire. Il faut par ailleurs savoir que le réseau n'a pas été conçu pour intégrer les énergies renouvelables au-delà d'un certain pourcentage. Il va donc falloir l'adapter, sans surinvestir et tout en maintenant, voire en améliorant, le niveau de sécurité actuel.

Il est également important de souligner qu'il existe deux réseaux distincts : le réseau de transport et le réseau de distribution, intégrés dans un réseau continental européen, dans le cadre duquel on ne dispose pas toujours d'une connaissance fine de ce qui se passe à l'extérieur, alors même que les électrons ne connaissent pas les frontières.

Les solutions et innovations développées doivent l'être en tenant compte de certaines contraintes, puisqu'elles doivent s'intégrer à l'existant. Si l'on considère le réseau français actuel, cet existant correspond à environ 1,4 million de kilomètres de ligne, soit plus de trois fois la distance entre la Terre et la Lune. Il nous faut ainsi combiner les innovations les plus avancées avec des technologies qui existent depuis plus de trente ans, voire pour certaines depuis près d'un demi-siècle. Il s'agit là d'un défi majeur.

D'autre part, la dynamique d'évolution des réseaux est très différente de celle de la production décentralisée, ou des énergies renouvelables de manière générale. Or, pour construire, par exemple, une ligne de transport il faut, en l'absence d'opposition particulière, compter entre cinq et sept ans.

Il convient en outre de considérer la question de la maturité des technologies. Le réseau étant un système complexe, on ne peut se permettre d'y intégrer des innovations ou des technologies sans prendre d'immenses précautions. Il faut à tout prix éviter les défaillances. Contrairement à un ordinateur, il ne suffit pas, en cas de problème, d'appuyer sur les touches « Ctrl – Alt – Suppr » pour tout effacer et tout recommencer. Faire cela dans le réseau conduirait au black-out.

Ce sont là des contraintes majeures, à partir desquelles peuvent se définir les pistes de recherche et développement.

Je souhaiterais insister sur la nécessité d'adapter le réseau en termes d'architecture. La variabilité accrue et toutes les contraintes qui viennent d'être mentionnées impliquent d'avoir un réseau flexible, c'est-à-dire capable de s'adapter à des situations fortement contraintes, donc porteuses d'intelligence. C'est dans ce contexte qu'interviennent les technologies de réseaux intelligents ou *smart grids* : le réglage de tension, les protections adaptatives pour faire face à toute défaillance dans le système, mais aussi les technologies d'auto-cicatrisation qui permettent de gagner énormément de temps pour la réalimentation. Or, chaque minute gagnée correspond à une économie de plusieurs dizaines de milliers, voire millions d'euros.

De la même manière, l'intégration en masse des énergies renouvelables conduit à réfléchir à des questions liées à des architectures en courant continu. Ce ne sont pas là des sujets nouveaux, mais le contexte est différent. On parle en effet aujourd'hui de « courant continu maillé », ce qui suppose que l'on maîtrise des questions de coupure. Des éléments se mettent actuellement en place dans la cadre de super grids, mais la question de coupure du courant continu reste un thème majeur, dans la mesure où le courant continu a la mauvaise habitude de ne pas passer par zéro, contrairement au courant alternatif. On imagine donc le développement d'architectures en courant continu, à différentes échelles, des liaisons pour l'éolien maritime ou offshore jusqu'aux réseaux de distribution.

J'aimerais en outre insister sur la question, fondamentale, de la résilience de ces réseaux. Mme Vera Silva a évoqué l'importance de la stabilité du système, dans un contexte de variabilité forte, qui plus est en augmentation. Comment détecter des instabilités en temps réel, avec cette variabilité et des moyens de contrôle limités ?

Un autre aspect concerne l'intégration massive des technologies de l'information et de la communication (TIC), qui représentent non seulement des opportunités, mais aussi des risques. Ceci suppose de comprendre ces risques et de disposer pour cela de modèles d'infrastructures couplées. Les dynamiques des technologies de l'information et de la communication et des technologies de réseau différent. Élaborer un modèle commun reste un défi majeur, notamment pour identifier les vulnérabilités et les effets de cascade entre infrastructures.

Par exemple, face à la défaillance d'un logiciel ou d'une communication, l'existence d'une interpénétration importante entre les deux infrastructures fait que l'on doit comprendre quelles sont les interdépendances et comment les effets de cascade vont se produire d'une infrastructure à l'autre. Tout cela permet de mieux préparer la résilience de ces réseaux, entre autres aux attaques cybernétiques. De plus en plus d'objets intelligents sont aujourd'hui présents dans le réseau, qui permettent une certaine capacité de décision, notamment locale. Il est donc indispensable de maîtriser la sûreté globale du réseau.

Un autre point de mon intervention concerne l'interaction entre le réseau de distribution qui, confronté aux nouveaux usages tels que les véhicules électriques et à l'avènement des « consommateurs – acteurs », subit une importante évolution, et le réseau de transport. La nécessaire flexibilité du réseau de distribution doit être appréhendée de manière holistique, systémique : on ne peut considérer uniquement des effacements locaux. Une action sur la consommation a un impact sur l'ensemble de la chaîne de valeurs, du système et des acteurs. Il est important d'être vigilant quant à l'interaction entre réseaux de distribution et de transport, afin d'éviter une situation telle que celle qu'a connue l'Italie, où le manque de surveillance du réseau de distribution avait eu un impact sur le réseau de transport.

Le dernier élément de mon exposé renvoie aux freins, nombreux, au développement des innovations correspondantes, notamment les difficultés d'intégration sur un patrimoine existant considérable, la nécessaire maîtrise de la maturité technologique, la répartition des responsabilités entre acteurs, la prise en compte indépendante des énergies renouvelables et des évolutions de réseau, la lourdeur des investissements, les différences entre les mondes de l'énergie et des TIC, en termes de culture, de durée de vie des équipements, de standards et d'interopérabilité.

J'insiste enfin sur les compétences humaines, en termes de formation et de disponibilité. Nous rencontrons en effet aujourd'hui les plus grandes difficultés à trouver les compétences requises pour mener à bien tous nos projets.

Mme Anne Perrin, directeur de recherche en biophysique, chercheur à Minatec-Grenoble et présidente de l'Association française pour l'information scientifique (AFIS). Je m'exprime aujourd'hui en tant que spécialiste des effets biologiques et sanitaires des radiofréquences, thématique qui m'a conduite à élargir ma problématique à une réflexion philosophique sur le risque et la société. Je parle également en ma qualité de présidente de l'Association française pour l'information scientifique, association qui promeut la méthode scientifique et apporte de l'information sur les questions à l'interface des sciences, des technologies et de la société, qui mettent souvent en jeu des risques sanitaires.

Comme vous le savez, certaines innovations techniques sont soumises à des controverses et à des polémiques. Ceci concerne des risques considérés comme subis et des innovations entraînant des changements dans les habitudes et soumises à des politiques publiques. Il peut s'agir par exemple d'actions d'aménagement du territoire, avec le déploiement massif d'antennes de téléphonie mobile, ou de l'installation de compteurs Linky chez tous les habitants.

Il est intéressant de constater l'existence d'une forme commune à un certain nombre de ces controverses, par exemple sur les OGM, les nanoparticules, les ondes électromagnétiques ou le nucléaire, qui peuvent représenter un frein important au développement technologique. Dans tous ces cas, les controverses

impliquent des collectifs, des organisations non gouvernementales, divers groupes et associations, c'est-à-dire des organisations non centralisées, qui n'agissent pas dans le cadre d'un réseau forcément bien organisé. Il existe également autour de ces controverses des demandes politiques, de moratoires, d'interdictions, de principe de précaution et de sobriété. On assiste aussi au développement d'une information pseudo-scientifique autour des questions de risque sanitaire, perçues comme centrales.

Le compteur Linky, développé dans le cadre de la transition énergétique, illustre parfaitement ce phénomène. Son déploiement rencontre en effet actuellement des oppositions, parfois relativement violentes localement, qui obligent ERDF à organiser des débats publics. Ceci se traduit même, à l'extrême, par une judiciarisation.

Or on constate que les scientifiques qui doivent intervenir pour éteindre la polémique sur ces sujets ne sont pas ceux qui sont impliqués dans la recherche et développement, mais des experts du risque.

Le paradoxe auquel on peut se trouver confronté réside dans le fait qu'une population peut parfaitement accepter le principe de la transition énergétique, être en demande d'énergies renouvelables et, au moment de la mise en œuvre d'une technique, s'y opposer, dans la mesure où les éléments mis en avant dans les conférences et dans les informations données localement sont anxiogènes, en l'occurrence centrées sur le danger de ce compteur, alors même que celui-ci respecte les normes en vigueur, tant en termes de sécurité sanitaire au niveau des ondes électromagnétiques que de protection des données.

La question du risque sanitaire est un outil important dans la controverse et permet de mobiliser l'opinion publique et les médias qui relaient ces informations alarmantes, ceci pouvant conduire à des blocages, à la prise de décisions politiques d'interdiction ou à l'insertion dans des textes de lois d'éléments allant à l'encontre de l'état des connaissances, mais laissant penser au public qu'il existe réellement un danger.

Il me semble ainsi qu'il serait judicieux d'intégrer dans les programmes de recherche tels que ceux dont il a été question tout au long de cette après-midi une réflexion sur la manière d'aborder et de gérer ces éléments. Cela va au-delà de l'acceptabilité des technologies. Il s'agit d'anticiper une éventuelle amplification sociale du risque, susceptible d'aboutir, à partir de groupes relativement réduits, à un blocage important.

La notion de pluridisciplinarité, incluant l'intervention de communicants et de sociologues, a été évoquée à plusieurs reprises lors des diverses présentations. Il me semble qu'il faut aussi impliquer dans ce processus les scientifiques travaillant dans la recherche et le développement de ces systèmes, afin qu'ils soient capables, en amont, de parler au public. À l'heure actuelle, la vulgarisation ne fait pas réellement partie des missions du chercheur. Or, il est

important d'intégrer cette notion dès le début des projets et de faire participer activement les chercheurs à ces problématiques, pour qu'une fois la crise arrivée, ils soient en mesure d'en parler, voire d'anticiper en mettant en place des moyens de diffuser de l'information sur le projet, sur la méthode scientifique, sur l'esprit critique, etc.

Cette réflexion doit intervenir largement en amont. Ceci m'apparaît, dans le contexte actuel, comme un élément essentiel. En l'absence de cette nécessaire anticipation, de grands projets pourraient en effet devoir faire face à certaines surprises, du fait de controverses susceptibles de prendre une énorme ampleur.

Je n'ai pas de solution à vous apporter, mais préconise vraiment de réfléchir à ces sujets, d'accompagner la recherche, d'impliquer les scientifiques concernés et de les faire travailler sur ces questions avec les spécialistes de l'étude du risque.

M. Jean-Marie Chevallier, professeur émérite de sciences économiques à l'université Paris-Dauphine, Senior associé au Cambridge Energy Research Associates (IHS-CERA). Je souhaiterais faire état de réflexions menées à l'université Paris-Dauphine, avec le groupe du Centre de géopolitique de l'énergie et des matières premières (CGEMP).

L'un des messages qu'il nous paraît important de faire passer est celui d'un changement institutionnel conduisant actuellement à l'existence d'une dynamique décentralisée de l'innovation.

J'insiste sur le fait que figurent dans ce cadre non seulement les innovations technologiques, mais aussi leur combinaison avec d'autres types d'innovations : institutionnelles, administratives, financières et juridiques. Il se crée ainsi un complexe d'innovations, qu'il est important de garder en mémoire.

Pourquoi cela se passe-t-il au niveau des régions ? Il s'est produit, depuis le Grenelle de l'environnement et les lois qui l'ont accompagné, auxquels est venue s'ajouter la loi sur la transition énergétique, une sorte de « réveil régional ». Petit à petit, les régions ont considéré qu'elles avaient à s'occuper directement des problèmes d'énergie et d'environnement, dans une vision plutôt durable et soutenable. Ceci s'est mis en place au cours des quatre dernières années. C'est aujourd'hui devenu très important.

Se développent ainsi, au niveau régional, des initiatives et des projets qui créent une espèce d'ébullition en matière d'innovation énergétique et écologique. Les régions ont maintenant des Plan climat-énergie territoriaux (PCET), qui concourent à une certaine effervescence dans ce domaine. Ce mouvement se déroule non seulement en France, mais aussi dans toute l'Europe et au niveau mondial. S'est ainsi tenue, parallèlement à la Conférence de Paris de 2015 sur le climat (COP 21), une réunion des villes du monde dans le cadre du C40 *Cities Climate Leadership Group* (C40), dont Mme Anne Hidalgo, maire de Paris, va peut-être prendre la présidence d'ici la fin de l'année. Ces villes se rassemblent

pour répondre aux défis posés par l'énergie et l'environnement et construire quelque chose de nouveau.

J'ai entendu dire à propos de ces innovations, lors de débats locaux, que l'intelligence énergétique n'était plus à Paris, mais en région. Ceci est assez nouveau et conduit au développement d'un certain nombre d'expérimentations.

Le mot « expérimentation » est d'ailleurs extrêmement intéressant, alors que nous, économistes, considérons que nous sommes à un moment particulier de l'histoire de l'énergie, marqué essentiellement par une généralisation des incertitudes. Que l'on se tourne du côté du prix du pétrole, du gaz de schiste, de l'évolution des coûts des énergies renouvelables, du prix du CO₂ ou de la mesure des externalités, on se trouve en effet face à de multiples incertitudes. Dans ce contexte, l'expérimentation prend tout son sens en tant que réponse à un faisceau extrêmement large d'incertitudes, à cause desquelles bien des économistes éprouvent des difficultés à croire encore au concept d'optimum. L'expérimentation apparaît alors comme un élément absolument fondamental.

Des innovations se font jour à différents niveaux (régions, collectivités locales, villes, etc) et un *benchmarking* s'opère, autour d'une reproductibilité possible. Ceci me semble capital, sachant qu'on est loin de la volonté d'un optimum à la Boiteux, dont on rêvait voici quelques années.

Il existe, dans cette ébullition, des interconnexions nouvelles, montantes : l'énergie n'est plus un problème particulier, mais s'interconnecte avec les problèmes d'eau, de transport et de collecte des déchets.

Je souhaiterais revenir quelques instants sur les travaux menés par l'ADEME dans le cadre des investissements d'avenir, dont aucun bilan n'a encore été réalisé, mais qui nous offrent des leçons, reproductibles ou non, qu'il nous faut suivre attentivement.

On constate actuellement l'existence d'un *benchmarking* international entre ces villes ou ces territoires, qui se situent dans une logique de concours d'innovations. J'ai ainsi été très frappé d'apprendre que le concours pour les territoires à énergie positive, lancé par Mme Ségolène Royal, avait reçu quelque cinq-cents réponses, ce qui va bien au-delà de ce que l'on pouvait imaginer. Ceci illustre bien le fait qu'il existe, dans les collectivités et les territoires, une réelle volonté de changer, d'innover, de créer. Cette donnée est extrêmement intéressante.

Dans ce mouvement, se créent en outre de nouvelles possibilités de financement. Je pense que la France est un pays qui compte beaucoup d'épargne et que de l'épargne locale peut parfaitement être attirée par des projets de proximité, créateurs d'emplois locaux, non délocalisables.

Cette ébullition régionale me paraît essentielle à l'heure actuelle. Elle mérite d'être suivie, comparée. Sans doute peut-on en effet en tirer des leçons

pour accélérer certains projets ou évolutions qui semblent plus porteurs que d'autres.

DÉBAT

M. Davy Marchand-Maillet. J'aimerais rebondir sur la question de la généralisation des incertitudes, pointée par M. Jean-Marie Chevallier. Pour ce qui concerne par exemple le stockage de l'électricité, on joue en effet sur la volatilité des prix de l'électricité et du mix de production énergétique à un instant donné. Or, cela représente un risque majeur. Il est extrêmement difficile de construire un business plan pour un actif de stockage, dans la mesure où cela dépend très largement des conditions du marché sur lequel on se positionne. Ceci nécessite finalement de penser de nouveaux instruments de financement pour les actifs de stockage, au-delà du *market design*, qui doit sans doute évoluer. Il existe en effet toujours un risque de variation et des incertitudes, qu'il va falloir couvrir par des instruments de financement. Il pourra s'agir de financements publics, mais aussi privés. Des mécanismes restent à inventer dans ce domaine. Je pense que cela devrait constituer un axe de recherche très important.

M. Bruno Sido. Je partage tout à fait votre point de vue. Il faudrait que nous consacrons une audition complète à l'aspect économique global de ces questions. Les Allemands dépensent par exemple 70 milliards d'euros par an pour leurs énergies renouvelables et sont obligés de vendre de l'électricité à prix négatif tout un week-end, parce qu'il y a du vent et du soleil. Ceci montre bien qu'il existe un vrai problème, qu'il faudra que nous envisagions très sérieusement. Il ne faudrait pas, en effet, jouer aux apprentis sorciers. Peut-être ne revient-il toutefois pas à l'Office parlementaire d'organiser ce type de débat.

M. Jean-Marie Chevallier. Nous sommes là face à un problème extraordinairement compliqué. Plusieurs séminaires vont d'ailleurs être organisés sur ce thème à l'université Paris-Dauphine. On ignore quel est le bon *market design* et l'on se trouve face à un marché électrique européen que l'on ne sait pas réguler et dont il est difficile d'anticiper les évolutions.

CONCLUSION

M. Jean-Yves Le Déaut. Je voudrais clôturer cette journée en vous remerciant toutes et tous très sincèrement. Je salue notamment nos invités étrangers, qui nous ont fait le plaisir de venir des États-Unis, d'Allemagne ou de Bruxelles pour participer à cette audition.

Comme vous l'avez constaté, le mode de fonctionnement de l'Office parlementaire consiste à mêler les disciplines et à faire se croiser les points de vue des administrations, des chercheurs et des entreprises, souvent de jeunes entreprises, qui promeuvent des idées émergentes que nous soutenons. Divers scénarios, sensiblement différents, ont ainsi pu se confronter aujourd'hui. Nous estimons en effet que les discussions, les échanges, les réponses apportées par

La deuxième échelle de temps concerne l'équilibrage continu du réseau, sur une heure voire moins, entre fourniture et consommation. Cela renvoie au marché de l'électricité, sur la base de prévisions de consommation et de production, un jour avant la production et le jour-même. En Allemagne, les relevés montrent, sur une heure, une variation de production du parc solaire photovoltaïque de plus ou moins 9 %. Sachant que l'Allemagne dispose de 40 GW de solaire photovoltaïque, l'impact de cette variation est considérable.

À cet égard, sur le plan technologique, le numérique va jouer un rôle très important, avec non seulement une meilleure prévision de consommation et de production, mais aussi le développement de compteurs et de réseaux intelligents, en lien avec les objets connectés, permettant aux consommateurs et aux gestionnaires de réseaux de définir les modalités d'effacement de la consommation, afin d'ajuster la demande à l'offre.

Le stockage d'électricité est un autre élément clé, avec les stations de pompage – turbinage, aussi appelées stations de transfert d'énergie par pompage hydraulique (STEP), disposant d'un bassin haut et d'un bassin bas permettant de remonter l'eau par pompage lorsque l'électricité est abondante et de turbiner l'eau pour générer à nouveau de l'électricité en période de pic de consommation. Il s'agit là d'une technologie importante et mature. En France, il existe environ 5 GW de STEP mais peu de nouveaux sites sont susceptibles d'être développés. L'autre aspect du stockage sera constitué par les batteries, pour lesquelles l'enjeu réside essentiellement dans la réduction des coûts, qui restent actuellement élevés.

Après l'heure, la troisième échelle de temps est la minute, voire la seconde. L'enjeu ici est le contrôle de la fréquence du réseau et son maintien à 50 Hz en cas d'erreur de prévision ou de défaut d'une centrale ou du réseau, sachant que la variation acceptable est de l'ordre de 1 %. Or, les énergies intermittentes, en particulier le solaire photovoltaïque, se caractérisent par une diminution de l'inertie mécanique, qui conduit à une accélération de la variation de fréquence du réseau en cas d'incident.

Typiquement, un problème de maîtrise de la fréquence du réseau se pose en période estivale, à midi, lorsque certaines centrales thermiques ont été déconnectées. Il faut souligner que l'on peut bénéficier, avec l'électronique de puissance pilotant les éoliennes, de l'inertie mécanique des pales en rotation. Là aussi, le stockage de l'électricité, avec des batteries ou des volants d'inertie, peut jouer un rôle pour compenser cette augmentation de variation de fréquence.

Voici, brièvement évoquées, les trois échelles de temps pour lesquelles la pénétration des énergies renouvelables intermittentes, photovoltaïque et éolienne, va impacter l'équilibrage du réseau.

M. David Marchal, directeur adjoint Productions et énergies durables, ADEME. Mes propos vont s'appuyer sur deux études menées par l'ADEME les années précédentes : la première concerne le stockage d'électricité à l'horizon 2030 et la seconde à l'horizon 2050, voire au-delà.

Dans le cadre de la première étude, il s'agissait d'évaluer, avec l'appui de l'Association technique énergie environnement (ATEE) et de la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC), les besoins de stockage du système électrique français à l'horizon 2030, selon différents scénarios de pénétration des énergies renouvelables. Ces travaux se sont fondés sur une évaluation horaire de l'équilibre entre l'offre et la demande.

Le premier grand enseignement de cette étude est que nous disposons en France d'un système électrique déjà très flexible, si bien que les conclusions de ce rapport viennent finalement en assez forte opposition avec celles d'études similaires menées, par exemple, au Royaume-Uni où la flexibilité du système est beaucoup plus faible. À titre d'exemple, nous avons en France beaucoup d'hydroélectricité, dont une part susceptible de moduler la production. S'ajoutent à cela les STEP, citées précédemment. Notre parc de chauffe-eaux électriques, dont on peut aujourd'hui moduler la production avec le système « heures creuses – heures pleines », est également considérable et représente un gisement conséquent de déplacement d'énergie possible.

La grande conclusion de cette étude a été qu'à l'horizon 2030 il n'apparaissait pas, quel que soit le scénario envisagé, de besoin de développer de façon significative le stockage en France métropolitaine, en dehors de situations locales particulières qui n'ont pas pu être toutes analysées.

Nous avons mis en évidence la possibilité de développer en France métropolitaine, un ou deux gigawatts de nouveaux moyens de stockage de type STEP, susceptibles de trouver une rentabilité. Ces STEP pourraient entrer en concurrence avec d'autres moyens de flexibilité, tels que le pilotage de la demande. J'ai déjà parlé des chauffe-eaux, mais il convient de considérer l'effacement industriel, ainsi que le placement intelligent des recharges de véhicules électriques. À l'horizon 2030, ces véhicules pourraient se charger au moment opportun avec des signaux tarifaires. Ce pilotage de la demande, éventuellement par le biais tarifaire, pourrait au besoin prendre une place dans la gestion de ce gisement de stockage.

Cette évaluation concerne le cas général, en dehors de situations locales spécifiques, pour lesquelles il pourrait exister une rentabilité. Nous étudions ainsi, dans le cadre de différents projets accompagnés par l'ADEME, la rentabilité possible de dispositifs de stockage, notamment sur le réseau de distribution.

Il convient de mentionner ici un autre secteur dans lequel le stockage pourrait s'avérer utile. Il s'agit de la réserve tournante de 600 MW pour laquelle les volants d'inertie pourraient, par exemple, rendre un service.

Enfin, sur les territoires non interconnectés, îliens notamment, le stockage pourrait, dès aujourd'hui, représenter une opportunité intéressante pour des systèmes électriques de petite taille.

La seconde étude, publiée cette année, concerne la faisabilité en France métropolitaine d'un mix électrique très renouvelable, composé de 80 % à 100 % d'énergies renouvelables. Nous avons mis en évidence des résultats à la fois techniques et économiques. Cette étude a consisté à analyser la situation au pas horaire, et non, pour faire écho aux propos de M. Patrick Ledermann, aux conditions infra-horaires. Elle n'avait pas non plus pour vocation d'envisager les questions de scénario.

Cette étude a néanmoins permis de mettre en évidence différents points concernant notamment la faisabilité technique et le coût de production. Il existe différents mix électriques possibles, tous fondés majoritairement sur le photovoltaïque et l'éolien. Les coûts de production sont finalement assez peu éloignés de ceux d'autres mix électriques avec, par exemple, 40 % d'énergies renouvelables.

On constate enfin des résultats intéressants en termes de flexibilité et de stockage. Les besoins de flexibilité ont été évalués avec différents taux d'énergies renouvelables : 40 %, 80 % et jusqu'à 100 %, et différentes typologies de stockage susceptibles de rendre des services. En-deçà de 80 % à 95 % d'énergies renouvelables, les stockages de type batterie ou hebdomadaires – par exemple des STEP – peuvent prendre une part dans le mix électrique, avec environ 7 GW pour chaque type. Au-delà de ces taux, il serait nécessaire de recourir à des solutions de stockage inter-saisonnier, technologies aujourd'hui à l'état de prototype ou de petite démonstration. Nous avons ainsi retenu une technologie de type « *power-to-gas* », qui consiste à stocker du gaz de synthèse dans le réseau de gaz.

Il est important de souligner que la flexibilité dynamique de la demande, c'est-à-dire son pilotage, rend des services similaires à ceux rendus par le stockage infra-journalier en ce qui concerne l'équilibre entre l'offre et la demande. Toutefois cette flexibilité dynamique ne peut en aucun cas rendre des services en termes de stockage inter-saisonnier.

Je terminerai en évoquant la question des besoins en termes de technologies. Il apparaît notamment que les technologies de production sous-jacentes sont moins impactantes pour le réseau, au niveau des onduleurs, mais aussi des moyens de production. Par exemple, les technologies de photovoltaïque sur *tracker*, permettant d'orienter les panneaux suivant la position du soleil, ont des profils de production plus favorables au réseau, avec un pic moindre. De même, les éoliennes de nouvelle génération, de plus grand diamètre à puissance égale, peuvent également avoir un impact moindre sur le réseau.

J'ai déjà abordé le pilotage dynamique de la demande, avec l'opportunité offerte, dans les années à venir, par le pilotage intelligent de la charge des véhicules électriques.

En matière de stockage, un besoin de démonstration à l'échelle nationale a été pointé, notamment en zones non interconnectées (ZNI). Il faudra également affiner les connaissances sur les emplacements où ces dispositifs de stockage pourraient rendre un maximum de services.

Enfin, les outils de prévision pourront, tant à la maille nationale que locale, être utilisés pour améliorer les outils de conduite du réseau.

Les changements de vecteurs énergétiques, comme le « *power-to-gas* », ne seront nécessaires qu'à long, voire très long terme.

M. Jean-Guy Devézeaux de Lavergne, Alliance nationale de coordination de la recherche pour l'énergie (ANCRE), directeur de l'Institut de technico-économie des systèmes énergétiques (I-Tésé), CEA. Je m'exprime devant vous au nom de l'ANCRE, Alliance nationale de coordination de la recherche pour l'énergie, qui produit régulièrement des rapports portant notamment sur des scénarios énergétiques, des analyses technologiques et des feuilles de route, ou roadmaps.

L'ordre de grandeur des sujets que nous traitons aujourd'hui est extrêmement vaste. Au niveau mondial, dans de nombreuses prévisions relatives à la proportion d'énergies renouvelables à un horizon 2050, les pourcentages sont de l'ordre de 40 %. La question de l'intégration de ces énergies renouvelables sera un sujet extrêmement important, non seulement en France et en Europe, mais aussi dans le monde.

Les technologies elles-mêmes, mondialisées et échangées de manière très large entre les différents pays, sont extrêmement nombreuses. Nous en avons décomptées plusieurs dizaines au sein de l'ANCRE. À titre d'exemple, parmi les technologies du futur qui viennent d'être présentées au ministre de l'économie, M. Emmanuel Macron, sept technologies spécifiques sur huit concernent notre sujet d'aujourd'hui, et quatre sur huit sont transverses. Les réseaux, ou peut-être les énergies renouvelables îlotées, seront ainsi des concentrés de technologies parmi les plus importants dans le monde de l'énergie de demain.

Il faudra bien sûr s'intéresser également aux aspects de coûts. J'y reviendrai en conclusion.

Nous avons par ailleurs analysé la question du stockage. Dans un contexte d'augmentation de la sollicitation des énergies renouvelables et de la demande, certains de nos scénarios laissant apparaître une demande électrique plus importante que dans les perspectives de l'ADEME, le stockage sera appelé à jouer un rôle central, à hauteur, dans certaines hypothèses, de 38 GW et 47 TWh à l'horizon 2050. Cela a été analysé par l'ANCRE comme appelant des ruptures

significatives dans les technologies. Ce volet sera abordé ultérieurement par M. Fabrice LEMOINE. Il faut préparer ces technologies des années 2030 – 2050 dès maintenant et ne pas seulement travailler sur des taux de maturité élevés.

L'ANCRE a aussi mis en évidence l'importance de la dynamique. Par exemple, les coûts du solaire baissent, comme vous le savez, de façon très significative. Il faut envisager cette dynamique selon deux axes : d'une part, la baisse des coûts des technologies et l'augmentation des performances, et, d'autre part, les questions relatives au changement du parc. L'un des scénarios élaborés par l'ANCRE montre ainsi que si l'on souhaite diminuer la part en énergie nucléaire à l'horizon 2025, cela se traduira globalement par une augmentation des émissions de CO₂, parce que les technologies ne seront pas disponibles et que les parcs électriques sont rigides. Ainsi, le pilotage de la transition, qui est l'objet même de la programmation pluriannuelle de l'énergie, devra intégrer aussi ces aspects de prise en compte des temps caractéristiques des parcs.

L'analyse des sujets que nous traitons aujourd'hui est assurément pluridisciplinaire. Les questions qu'ils soulèvent se posent, en effet, à différents niveaux et échelles (technique, local, régional, national, européen), dans le temps et en termes de filière énergétique, puisque l'énergie va s'interfacer de plus en plus avec du froid, du chaud, de l'hydrogène, avec les véhicules électriques, etc. De nombreux sujets se posent de façon multidimensionnelle dans les techniques de l'ingénieur, mais aussi dans les sciences humaines et sociales.

J'en veux pour preuve une courbe fournie par Réseau de transport d'électricité (RTE), montrant que la charge des véhicules électriques peut, en fonction de plusieurs hypothèses, considérablement modifier la charge horaire. L'un des enjeux sera de comprendre comment cela va réellement se passer, comment les comportements vont évoluer et quels seront les signaux à envoyer aux consommateurs pour qu'ils deviennent « consomm'acteurs » et parviennent à bien gérer ces phénomènes. Cela suppose donc que des recherches soient menées dans le domaine des sciences humaines et sociales.

Diverses études ont été produites récemment sur les capacités à intégrer des taux élevés d'énergies renouvelables dans les réseaux. L'ANCRE a examiné de nombreux travaux de prospective à ce sujet et estime que la maturité du système n'est aujourd'hui pas suffisante. Il sera, selon nous, encore nécessaire de comparer et d'analyser, dans la mesure où la faisabilité des scénarios n'est pas toujours assurée, ni comprise. Nous sommes aujourd'hui à l'aube de cette phase au cours de laquelle il va falloir échanger et comparer, pour mieux comprendre, partager, expliquer et se mettre d'accord sur le fond, pour faire de la science sur ces sujets.

Ma conclusion ne peut être que temporaire, puisque la science évolue tous les jours. Elle tend à rappeler le besoin en technologies multiples et le fait que des solutions existent, mises en lumière notamment dans notre dernier rapport intitulé

Decarbonization Wedges, élaboré en collaboration avec l'Organisation des Nations unies (ONU) et disponible sur notre site.

Pour autant, ces technologies ne suffiront pas. Nous avons montré que des tensions risquaient de se produire vers 2030 et qu'il est de ce fait important d'avancer et de développer ces technologies. Cela nécessite d'élaborer des feuilles de route et de travailler sérieusement sur ces sujets, de façon pluridisciplinaire, en veillant notamment à inclure dans ces travaux et réflexions les sciences humaines et sociales. Il nous apparaît ainsi indispensable de travailler avec des économistes en mesure d'indiquer, par exemple, qu'il existe des coûts de système importants dans le système électrique et qu'il ne suffit pas de raisonner en termes de parité de réseau. Les coûts de système pour les énergies renouvelables intermittentes sont peut-être, aujourd'hui, compris entre 10 € et 30 € par mégawattheure, ce qui est élevé. Un organisme de recherche comme l'ANCRE a vocation à les faire baisser, puisque nous souhaitons que ces nouvelles formes d'énergie se développent dans les parcs du futur. Il faudra, bien sûr, réfléchir à la conception de marché. Le développement des technologies ne pourra pas se faire sans modifications profondes dans ce domaine ; il faut y travailler, notamment dans le cadre d'une interface entre économistes et techniciens.

J'insiste enfin sur la nécessité de travailler sur les comportements, ce qui requiert de solliciter tout un éventail de compétences présentes au sein des sciences humaines et sociales. Nous savons que l'Office parlementaire s'est déjà beaucoup mobilisé sur ces sujets.

M. Pierre Mallet, directeur recherche et développement et innovation, ERDF. Je tiens à vous remercier de me donner l'occasion de présenter une vision industrielle, un peu différente peut-être de celle des autres intervenants. Je vais en effet vous exposer le point de vue d'un gestionnaire de réseau de distribution sur les technologies nécessaires pour intégrer les énergies renouvelables au réseau.

Mon entreprise, ERDF, est résolument tournée vers la préparation de l'avenir, avec un objectif d'excellence technologique, dans le but de toujours améliorer notre performance technico-économique, au service de nos clients.

ERDF consacre des moyens importants au développement de solutions innovantes et l'intégration des énergies renouvelables est évidemment l'une de nos priorités stratégiques en termes de recherche et développement, pour ne pas dire notre priorité. ERDF développe de nombreux projets dans ce domaine, que je ne pourrai vous présenter de façon exhaustive. Je ne vous donnerai donc que quelques exemples de nos actions.

Le premier, plutôt technique, est relatif aux technologies de réglage de la tension. Les moyens de production décentralisés modifient en profondeur la façon de régler la tension sur le réseau. ERDF a déjà développé une loi de réglage local, qui permet de limiter les élévations de tension générées par les producteurs. Sa mise en œuvre industrielle a commencé au début de l'année 2016. Permettant un

raccordement moins coûteux et plus rapide, elle est plébiscitée par les filières photovoltaïque et éolienne. Au-delà de cette première étape, ERDF travaille sur une fonction de régulation coordonnée de tension au niveau de la zone d'action d'un poste source. Cette solution, actuellement en phase de test sur le terrain, a nécessité quatre à cinq années de recherches. Elle s'appuie sur des concepts très avancés en automatique, en optimisation et en électrotechnique. Je pense qu'ERDF se positionne vraiment comme leader mondial sur cette thématique de la gestion de la tension. Elle va permettre d'accueillir un volume plus important d'énergies renouvelables dans une zone donnée.

Un autre travail mené conjointement avec RTE porte sur la contribution des systèmes de distribution au soutien de la tension sur les réseaux de transport. L'évolution des systèmes fait que la relation entre transporteur et distributeur doit être revisitée, ce qui fait l'objet de travaux communs de recherche.

Plus généralement, le comportement électrotechnique, la stabilité des systèmes comportant des moyens de production répartis et peu de machines tournantes, sont des sujets complexes, sur lesquels de nombreux travaux restent nécessaires. L'entreprise est fortement mobilisée sur ces aspects, en partenariat avec d'excellents laboratoires universitaires français.

Le second exemple concerne la question de la flexibilité, indispensable pour accueillir un système avec des moyens énergétiques renouvelables intermittents. Elle peut se situer au niveau de la production, de la demande ou du stockage. Les équipes travaillent à faciliter son développement dans ces trois dimensions.

Par exemple, à l'échelle de la production, l'idée est de proposer, en échange de limitations de puissance demandées ponctuellement lorsque la conduite du réseau l'exige, des raccordements moins coûteux et plus rapides. Cette option sera proposée, et non imposée, aux producteurs. Chacun pourra opter pour celle-ci s'il estime y trouver son intérêt.

Pour mettre en œuvre ces solutions, il faut identifier en permanence les très rares situations nécessitant une action sur la production. On se dirige ainsi vers une gestion dynamique des systèmes de distribution. Cela implique notamment de développer, entre nos centres de conduite et les installations de production, des outils modernes de communication permettant de faire transiter des informations dans les deux sens.

L'intégration des énergies renouvelables passe aussi par la mise en œuvre d'une flexibilité au niveau de la demande en électricité. Afin de faciliter le développement des effacements et leur accès au marché, ERDF élabore des outils et méthodes permettant d'interpréter, de modéliser et d'utiliser au mieux les phénomènes ainsi que les mécanismes associés. L'entreprise travaille ainsi sur l'estimation de la réduction de puissance *ex ante* et les effets de bord induits (anticipation, report et rebond), et développe des méthodes de contrôle des

effacements réalisés, facilitant la mise en place de mécanismes de marché correspondants.

Les solutions en matière de stockage apportent évidemment une réponse complémentaire aux enjeux d'intégration des énergies renouvelables. Par exemple, des algorithmes de commande de systèmes de stockage sont étudiés, pour optimiser leur intégration dans le réseau. Ce travail porte notamment sur la comparaison de moyens très décentralisés, tels qu'une batterie dans le garage d'un client domestique ayant un panneau photovoltaïque sur le toit de son habitation, avec des solutions plus conséquentes raccordées aux moyennes tensions ou dans le poste source. Cela permet d'identifier les solutions les mieux adaptées, en termes de taille, à chaque situation. Cela fut notamment testé dans le cadre d'un démonstrateur près de Nice.

Il apparaît ainsi que la gestion des systèmes locaux devient de plus en plus complexe. Or, il faut continuer à garantir le bon fonctionnement du dispositif, en termes de stabilité et de continuité d'alimentation, ce qui amène ERDF à développer des solutions de gestion prévisionnelle, en termes de prévision locale de production et de consommation, d'identification des congestions éventuelles et de meilleures solutions pour y remédier par un mécanisme d'appel au marché.

Le troisième élément que je souhaitais évoquer concerne les outils numériques et les applications web, destinés à faciliter l'émergence des projets de production et l'exploitation des installations. Les capacités disponibles pour les producteurs font déjà l'objet de publications conjointes avec RTE et les entreprises locales de distribution (ELD). ERDF s'inscrit résolument dans la mise en place de nouveaux outils permettant la mise à disposition de données sur les capacités d'accueil de nos réseaux.

J'ai ainsi le plaisir de vous indiquer qu'ERDF lancera en 2016 le test d'un prototype d'application web qui permettra d'évaluer l'impact d'un projet de raccordement de production. Suivant la puissance de l'installation et la localisation du site, l'utilisateur pourra lui-même évaluer directement la plus ou moins grande facilité de raccordement au réseau basse tension. Cela offrira ainsi aux porteurs de projet la possibilité de mieux dimensionner leurs installations.

Par ailleurs, ERDF développe un portail « producteurs », pour aider à la coordination des travaux en phase d'exploitation du système.

Avant de conclure, je voudrais souligner que l'intégration des énergies renouvelables sera aussi facilitée par le développement de solutions innovantes pour la gestion des données massives. Le déploiement du système de comptage évolué Linky va entraîner la génération d'un très fort volume de données, dont la loi a confié la gestion à ERDF, qui devra notamment permettre à d'autres acteurs d'accéder à ces données : utilisateurs du réseau, fournisseurs, offreurs de services, collectivités locales, etc. Tout cela devra bien évidemment s'effectuer dans le respect des réglementations sur la protection de la vie privée et les conditions de

maîtrise de la *cybersécurité*. Les nouveaux acteurs susceptibles d'accéder à ces données pourront être, par exemple, des agrégateurs de production, d'effacement ou de stockage qui vont développer de nouvelles solutions de flexibilité. Pour être en mesure de permettre ces évolutions, il va falloir développer et optimiser les capacités en matière de traitements massifs de données, ou *Big Data*, notamment par l'intermédiaire de nouvelles architectures de système d'information.

Ce tour d'horizon rapide illustre la variété des technologies nécessaires pour contribuer à l'intégration des énergies renouvelables. Les domaines scientifiques sollicités couvrent bien évidemment l'électrotechnique, mais aussi l'automatique, les mathématiques appliquées, l'optimisation ou encore l'informatique et les télécoms, avec des sujets comme le *Big Data*, les solutions web, l'Internet des objets, etc.

M. Patrick Panciatici, conseiller scientifique, RTE. Issu du domaine de la recherche et développement, je vais essayer d'apporter un regard original sur ces questions.

La France fait partie d'un très grand système électrique interconnecté. D'aucuns affirment que ce serait le plus grand système industriel jamais construit par l'homme. Ce système complexe fonctionne depuis longtemps. Il est important d'en comprendre l'architecture et le fonctionnement. Trente-quatre pays sont ainsi interconnectés dans le cadre du système électrique européen. Le but est d'essayer d'assurer une sécurité de fonctionnement et d'alimentation, ainsi qu'une optimisation économique à cette échelle. Quarante-et-un gestionnaires de réseaux de transport comme RTE contribuent à cette démarche.

Au-delà des questions classiques que sont l'intermittence et ses solutions de flexibilité et de stockage, ou encore les productions diffuses conduisant à des flux bidirectionnels, je souhaiterais évoquer des éléments plus techniques, avec une perspective « système » et de sécurité de fonctionnement.

Depuis leur émergence, les grands systèmes électriques fonctionnent de façon plutôt satisfaisante, sans télécommunication ni système informatique complexe et centralisé, grâce notamment à l'entraide « instantanée » en cas d'aléas. Il faut savoir que, en cas de perte d'un gigawatt en France, tous les groupes de production de la zone interconnectée synchrone, du Portugal à la Pologne et du Danemark à la Grèce, réagissent instantanément pour produire chacun moins de un mégawatt, ce qui est au final assez indolore pour chacun d'entre eux mais contribue énormément à la robustesse générale du système. La mesure locale de la fréquence du signal de tension électrique permet de connaître le besoin global du système, ce qui a d'ailleurs fait le succès des réseaux à courant alternatif, par rapport aux réseaux à courant continu.

Depuis leur émergence, ces systèmes électriques se caractérisent par une interconnexion massive et croissante des réseaux, ainsi que par l'augmentation de la taille unitaire des groupes de production, en vue d'atteindre une plus grande

fiabilité et une réduction des coûts de production d'électricité. Or, il semble que la transition énergétique induise aujourd'hui un infléchissement de cette tendance historique. On se dirige ainsi vers des groupes de production de plus petite taille, interfacés au réseau via de l'électronique de puissance.

Il existait jusqu'alors des milliers de grands alternateurs synchrones, de taille moyenne – de l'ordre de 500 MW – connectés au système. Le système vers lequel on se dirige se caractérisera par l'existence de millions de générateurs d'électricité plus petits, interfacés par de l'électronique de puissance et dotés d'un pilotage numérique. On va ainsi passer de systèmes qui créaient naturellement la fréquence à des dispositifs qui mesurent la fréquence du réseau et injectent du courant à cette fréquence. On comprend bien que, s'il n'existait plus que des machines de ce type, le système ne fonctionnerait plus. Au-delà du réglage, il faut, en effet, que quelqu'un crée le signal pour connaître le besoin du système.

Un phénomène similaire se produit pour les réseaux de distribution. Historiquement, ces réseaux étaient passifs, donc prévisibles, et aidaient le système en cas d'aléas. La situation est actuellement en train d'évoluer. De nombreux systèmes vont être connectés, avec beaucoup de possibilités de contrôle sur les systèmes de distribution. La question est de savoir comment procéder. Si l'on adopte une vision trop locale, on risque de commettre des erreurs. Ainsi, effectuer un réglage trop rapide de tension ou synchroniser des comportements peut mettre le système en danger. De bonnes intentions locales peuvent, en effet, avoir des impacts très négatifs à l'échelle globale.

On assiste donc à un changement de paradigme assez conséquent. Autrefois, la dynamique du système était vraiment imposée par les lois de la physique et du matériel. On bascule aujourd'hui vers un monde dans lequel cette dynamique est davantage imposée par des boucles de contrôle et du logiciel. Hier, la physique assurait le fonctionnement stable du système, tandis qu'une couche informatique veillait à son optimisation. Perdre l'échelon « cyber » faisait perdre de l'argent, mais ne remettait pas en cause la stabilité du système.

Demain, cette couche « cyber » descendra dans la couche physique et assurera la sécurité du fonctionnement. Il est très important de prendre cela en compte et de l'anticiper. Des éléments que l'on ne spécifiait pas parce qu'ils venaient naturellement avec la physique du système, vont devoir l'être désormais. Il existe d'ailleurs une initiative européenne en ce sens, à laquelle je participe, qui vise à mener une réflexion globale sur ce type de *cyber-physical systems of systems*, systèmes complexes dans lesquels existent des interactions assez fines entre les parties « cyber » et « physique ».

Je souhaite, pour conclure, mentionner quelques exemples de projets européens dans lesquels RTE se trouve impliqué. L'entreprise collabore ainsi à un projet européen de recherche et développement intitulé MIGRATE (*Massive InteGRATion of power Electronic devices*). Piloté par nos amis allemands, il concerne justement la question de l'intégration massive d'électronique de

puissance dans les réseaux. Les collègues irlandais sont également partie prenante à ce projet, l'Irlande, pays interconnecté mais doté de courant continu, étant particulièrement concerné. Imaginons qu'il y ait 100 % d'électronique de puissance dans les systèmes : comment cela fonctionnerait-il ? Qui créerait le signal de fréquence ? Le deuxième projet, GAPUR (*Generally Accepted Reliability Principle with Uncertainty modelling and through probabilistic Risk assessment*), vise à repenser la définition de la fiabilité des systèmes électriques à l'aune de ces nouveaux éléments, en faisant appel à des notions probabilistes. Le système doit être robuste à la perte d'un équipement. Enfin, le projet DYMASOS (*DYnamic MAnagement of physically coupled Systems Of Systems*) concerne les modalités de pilotage et de contrôle de grandes populations d'agents ou d'équipements relativement autonomes, connectés physiquement entre eux. Comment penser des systèmes moins hiérarchiques, composés d'agents autonomes devant interagir de façon raisonnable ?

M. Davy Marchand-Maillet, directeur des opérations, Sun'R Smart Energy. Sun'R Smart Energy faisant partie du groupe Sun'R, qui intègre un producteur d'électricité photovoltaïque, est totalement concerné par les différentes problématiques précédemment présentées, qu'elles soient techniques, puisque cela a un impact direct sur la valeur de la production et sur les coûts de raccordements au réseau des centrales, ou économiques. Vous avez ainsi indiqué en introduction que la Contribution au service public de l'électricité (CSPE) coûtait cher aux Français. Sun'R Smart Energy souhaite trouver des solutions pour que cette charge soit moindre, et que ces systèmes soient intégrés dans les marchés de l'électricité. Son objet consiste précisément à concentrer son activité sur les métiers de l'agrégation des énergies renouvelables et du stockage.

Le stockage mutualisé et décentralisé est un élément fondamental pour l'intégration des énergies renouvelables. Aussi, proposons nous aujourd'hui des innovations assez classiques, portant sur des dispositifs d'intégration du solaire au bâti ou combinant l'agriculture et le photovoltaïque, mais incluant de la flexibilité et du stockage, notamment des solutions spécifiques de pompage-turbinage, extrêmement flexibles et décentralisées.

Pourquoi se tourner vers de telles solutions ? Pour développer les énergies renouvelables dans le mix électrique, il est évident que l'intégration des énergies renouvelables nécessite l'apport d'actifs flexibles sur les réseaux d'électricité. Or, il n'existe, *a priori*, que quatre types de solutions susceptibles de répondre à cette exigence.

Une première solution consiste à faire varier la production classique. Mais les actifs thermiques, potentiellement mobilisables dans ce cadre, sont générateurs pour la plupart de CO₂ et ne constituent donc pas une solution viable. Quant à l'hydroélectricité, beaucoup plus propre en termes d'émission de gaz à effet de serre, elle présente un potentiel relativement réduit.

Une deuxième solution consiste à agir via les réseaux, ce qui peut entraîner des gains rapides. Néanmoins, il faut être conscient du fait que les réseaux vont surtout aller chercher les flexibilités là où elles se trouvent et non créer de la flexibilité en tant que telle. À un moment donné, il est plus utile d'étendre les réseaux, puisque les flexibilités potentielles sont toutes à disposition.

Une troisième solution concerne l'effacement, aussi bien en termes de production que de consommation. Il convient néanmoins de prendre en compte le fait que l'effacement pur de production ou de consommation correspond à une destruction d'utilité. L'énergie produite et non injectée dans le réseau est perdue. Quant à la consommation que l'on efface, elle ne sera par définition pas convertie en un élément présentant une utilité. Il ne faut pas confondre cela avec l'effacement de consommation générant un report, qui constitue un déplacement de consommation, donc une forme de stockage.

Une quatrième solution consiste à développer le stockage d'électricité, avec deux possibilités. Le *power-to-power* consiste à stocker de l'électricité sous une forme donnée, restituée ensuite sous forme d'électricité. Le *power-to-X*, par exemple le *power-to-gas*, renvoie à la conversion de l'électricité en un autre élément susceptible d'être stocké et utilisé en tant que tel, sans requérir l'utilisation d'électricité. Il s'agit en fait d'un déplacement de consommation.

Le stockage est finalement le seul moyen qui permet d'absorber massivement la variabilité des énergies renouvelables, puisque la production classique, les réseaux et l'effacement sont limités. Seul le stockage peut être développé de façon massive, tout en étant rentable.

Quel est, partant de ce constat, l'échelon le plus pertinent pour déployer le stockage ?

Jusqu'à présent, *Sun 'R Smart Energy* a beaucoup travaillé sur le stockage purement centralisé, comme les grandes stations de pompage – turbinage, qui offrent des capacités unitaires élevées et présentent un réel intérêt de par leur coût. Elles n'ont toutefois aucune interaction avec les réseaux locaux et sont myopes par rapport aux enjeux locaux. S'ajoute à cela la rareté de nouveaux sites susceptibles d'être développés, tant en France qu'en Europe. Une importante étude, menée par le *Joint Research Centre (JRC)* sur les moyens de stockage susceptibles d'être développés, montre qu'ils sont finalement assez peu nombreux. De plus, ce type de stockage requiert beaucoup de réseau et, généralement, un investissement public, dans la mesure où les structures privées ont du mal à porter ce type d'actif.

À l'autre bout de la chaîne, on peut aussi envisager un stockage sur site, c'est-à-dire chez le consommateur, derrière un site de production. Cette solution n'est pas efficace économiquement, parce qu'elle ne remplit qu'un certain nombre de fonctions, qui pourraient en outre être utilisées à d'autres moments.

La clé semble donc résider dans la mutualisation des équipements de stockage dans le réseau, non derrière les points d'injection ou de consommation. Elle permet, en effet, de mutualiser les capacités, de fournir davantage de services, notamment au réseau électrique, pour faire du réglage de tension ou de puissance active sur les réseaux de distribution. Cette solution permet d'optimiser les investissements et de se dispenser de renforcer le réseau à certains endroits. Par exemple, dans le cas d'un site solaire confronté à des difficultés de raccordement, un effacement de production de seulement quinze heures dans l'année peut permettre d'éviter le renforcement du réseau.

Il s'agit assurément d'un sujet nouveau et complexe, qui concerne, par ailleurs, des unités de taille moyenne, dont la rentabilité reste encore à consolider.

J'insisterai pour conclure sur la question des besoins auxquels notre entreprise se trouve confrontée. Pour travailler sur ces sujets, *Sun'R Smart Energy* a des besoins en termes de captation, de surveillance (*monitoring*), de contrôle et de gestion des données. La prévision des énergies renouvelables est également un enjeu, même si cette question est déjà relativement bien traitée. Il faut aussi travailler sur l'optimisation et sur les technologies de stockage.

Outre ces besoins technologiques, il existe aussi des besoins en recherche économique, notamment sur la conception de marché (*market design*) et sa traduction réglementaire. Aujourd'hui, la conception (*design*) du marché européen, orientée vers la production d'énergie (*energy only*) n'est pas complètement adaptée à la gestion du stockage, de même que le tarif d'utilisation, qui prend mal en compte la gestion des réseaux. Cela demande de la recherche, par exemple sur les incitations prenant en compte les dépenses totales (*total expenditures*).

M. Dominique Grand, docteur en physique, *Realistic energy*. Depuis quelques années, mes collègues et moi essayons d'observer les impacts du développement de l'éolien et du solaire, d'anticiper leur évolution future, et de prévoir les besoins de gestion de l'intermittence, en termes notamment de stockage. Pour ce faire, il semble important d'appliquer la méthode scientifique, avec toute sa rigueur d'observation, de primauté des faits, et de révision éventuelle des théories, en fonction des observations effectuées.

Dans ce cadre, mes collègues et moi avons eu connaissance des travaux du Pr Friedrich Wagner, qui s'inscrivent parfaitement dans la même démarche et ont inspirés notre propre réflexion. Ses études consistent tout d'abord à observer les résultats de l'éolien et du solaire en Allemagne, pays particulièrement riche en la matière. Elles proposent une méthode pour se projeter dans l'avenir, avec une croissance de ces énergies, pour en déduire des prévisions, sans préjuger les résultats ou solutions souhaitables. De plus, ces publications détaillent tous les moyens permettant de reproduire et de vérifier les démonstrations présentées, ce que se sont attachés à faire plusieurs collègues, dans différents pays européens, notamment en Suède et en Tchécoslovaquie. MM. Roland Vidil, Christian

Le Brun et moi-même menons ce travail en France depuis trois ans, et nous avons réalisé plusieurs publications à ce propos.

Le mix électrique que mes collègues et moi avons projeté, aligné sur la loi de transition énergétique, compte 50 % de nucléaire et 50 % d'énergies renouvelables, composées de 15 % d'hydraulique et autres énergies renouvelables et de 35 % d'éolien et de solaire.

Ont été utilisés pour se projeter dans ce mix les relevés de l'année 2013, avec une consommation et une courbe d'hydraulique inchangées, un nucléaire réduit au fil du temps pour atteindre l'objectif de 50 %, et la production totale, des énergies renouvelables intermittentes, éolien et solaire, caractérisées par d'importantes fluctuations, avec des pointes pratiquement à zéro et d'autres au niveau de la consommation.

Si l'on considère l'ensemble des productions et qu'on les soustrait à la consommation, on obtient une courbe d'équilibrage. Celle-ci alterne entre le négatif, qui correspond à de l'excédent à stocker, et le positif, qui témoigne d'un manque à compléter en apportant davantage de puissance. Il convient de noter l'importance des fluctuations.

Si l'on effectue la monotone de ces mêmes courbes, avec un tri des puissances par valeurs croissantes, on obtient une figure beaucoup plus lissée, qui ignore toutes les fluctuations. On constate toutefois toujours l'existence d'une partie à stocker de 43 TWh et d'une autre à produire en complément. 43 TWh correspondent à un quart de ce que produisent les énergies renouvelables intermittentes. Chaque année, les productions ont des historiques différents. Des vérifications effectuées sur trois années montrent cependant que les monotones de ce type sont remarquablement stables. Ces dernières indiquent donc bien une tendance générale de la production au cours d'une année, très différente de celle obtenue en moyennant plusieurs années.

Une fois le besoin estimé, nous avons essayé de regarder l'estimation des apports, à chercher notamment du côté de l'hydraulique, avec à la fois les STEP et les moyens de flexibilité qui aboutissent à 10 TWh. Si l'on considère une estimation de la consommation de l'ordre de 2 TWh, et que l'on se fonde sur ce que l'on connaît de la flexibilité aujourd'hui, cela ferait une augmentation considérable. Nous avons prévu un peu de power-to-power, qui consiste en un retour à l'électricité de ce que l'on a transformé pendant un temps sous forme de gaz.

Sont également mentionnés dans nos travaux les puissances installées nécessaires pour produire tout cela. En photovoltaïque et éolien, ces puissances sont calculées grâce aux facteurs de charge tels que nous les observons aujourd'hui, remarquablement stables au fil des années et en cohérence avec les données de l'étude allemande. La puissance hydraulique, qui sert à la flexibilité, concerne essentiellement les STEP et les centrales de lac. Nous avons enfin fait

figurer les installations fossiles, dans la mesure où il sera nécessaire d'y recourir pour toutes les parties qui n'auront pas été partiellement effacées.

Il ne faut toutefois pas oublier des éléments que les monotones cachent, à savoir l'historique, l'importance des fluctuations et la nécessité que les moyens s'y adaptent, ce que l'on a supposé dans nos travaux.

M. Jean-Yves Le Déaut. Comme je vous l'indiquais en introduction, l'Office parlementaire a consacré une audition publique à la transition énergétique française, en envisageant les enseignements à tirer du tournant énergétique allemand. Celle-ci avait permis d'inviter de nombreux acteurs et spécialistes du secteur de l'énergie en Allemagne et en France.

Nous avons le plaisir d'accueillir aujourd'hui un physicien allemand de grand renom, M. Friedrich Wagner, directeur émérite du *Max-Planck-Institut für Plasmaphysik*, professeur émérite de l'université Ernst-Moritz-Arndt à Greifswald, au nord de Berlin, et membre du groupe énergie de la Société européenne de physique, qui va présenter, en conclusion de cette première table ronde, sa vision de scientifique sur les caractéristiques d'un approvisionnement en électricité par des sources intermittentes.

Pr Dr Friedrich Wagner, directeur émérite du Max-Planck-Institut für Plasmaphysik, professeur émérite de l'université Ernst-Moritz-Arndt à Greifswald, membre du groupe Energie de la Société européenne de physique (EPS, *European physical society*). Je vais vous parler des caractéristiques d'un système d'approvisionnement énergétique fondé sur les formes d'énergies renouvelables indentifiables, à savoir le photovoltaïque et l'éolien, qui sont des sources intermittentes. Je vais surtout vous présenter des calculs effectués pour l'Allemagne. Les études correspondantes ont été publiées dans des revues à comité de lecture.

La situation allemande actuelle se caractérise par une puissance éolienne et photovoltaïque de l'ordre de 80 GW. La puissance installée totale, incluant le thermique, représente près de 200 GW, tandis que les besoins maximum en pointe sont de 83 GW. Ces données correspondent au parc déjà installé en matière d'énergies renouvelables, pour l'éolien et le photovoltaïque.

Je souhaiterais souligner ici une différence essentielle entre la France et l'Allemagne pour ce qui concerne la production d'électricité : la France produit, en effet, de l'électricité en émettant sept fois moins de CO₂ que l'Allemagne, en raison d'un mix dominé depuis quarante ans par l'hydraulique et le nucléaire. La France se trouve ainsi aujourd'hui dans la situation que l'Allemagne vise à l'horizon 2050.

La transition énergétique ou « *Energiewende* » présente plusieurs aspects, qu'il est possible de chiffrer à partir des méthodes exposées par M. Dominique Grand. Les calculs que je vais vous présenter sont fondés sur les données réelles

de 2012, extrapolées à 100 % de production électrique par l'éolien et le photovoltaïque, soit 500 TWh. C'est là la cible de tous mes calculs.

Les données exposées présentent les résultats pour deux semaines, l'une située au mois de mars, avec une production optimale des énergies renouvelables le 31 du mois, l'autre en novembre, avec un besoin optimal de production d'appoint le 15 du mois. On constate une demande importante du lundi au vendredi, diminuant en fin de semaine, ainsi qu'une demande plus forte la journée que la nuit. Notez enfin les besoins d'appoint nécessaires. On observe un excédent d'énergie en mars, avec 175 GWh. On remarque aussi une longue période d'une semaine au mois de novembre au cours de laquelle le recours à la production d'appoint est nécessaire.

Que peut-on calculer ? On peut, par exemple, calculer la puissance à installer pour 500 TWh : pour l'Allemagne, cela représente 306 GW, ce qui est suffisant pour desservir toute l'Europe les bonnes journées. Que doivent représenter les systèmes d'appoint ? 73 GW sont nécessaires, ce qui correspond à 26 % du besoin total. Les investissements requis pour ces systèmes d'appoint ne sont que de 12 % inférieurs à ceux correspondant à un parc de production sans énergies renouvelables, ce qui implique l'exploitation de deux systèmes en parallèle. Par ailleurs, 130 TWh d'énergie excédentaire sont produits, ce qui est suffisant pour approvisionner la Pologne.

Les conditions à mettre en œuvre dans le cadre du pilotage de la demande concernent essentiellement des prix d'électricité bas pendant la journée. Cela n'est pas toujours favorable, dans la mesure où l'on constate beaucoup d'excédents dans la journée en valeur moyenne. L'effet majeur du pilotage de la demande serait de développer l'activité pendant les week-ends, dans la mesure où le soleil comme le vent se moquent de savoir si l'on se situe en cours ou en fin de semaine.

Quel sera le niveau de réduction des émissions de CO₂ ? Nous ne parviendrons vraisemblablement pas, selon mes calculs, au niveau de la France, de la Suède, de la Suisse ou de la Norvège. Nous en connaissons les raisons.

Les principaux problèmes techniques liés à l'utilisation des sources intermittentes sont la production excédentaire d'énergie et la puissance excédentaire, à un niveau très élevé, la question du stockage et le problème de l'intermittence.

Les excédents constituent déjà un problème de nos jours. Les exportations d'électricité allemandes augmentent, pour atteindre un niveau que l'on connaissait seulement pour la France. Ces exportations correspondent à la production d'énergie photovoltaïque. Cela est d'ailleurs assez bien corrélé : l'énergie créée par le photovoltaïque est exportée à des prix faibles, voire négatifs. Cette production excédentaire cause de graves problèmes à nos voisins, dans la mesure où les périodes de prix bas interfèrent avec la production d'autres pays, comme les

Pays-Bas. Des transferts de phase vers la Pologne ou la République Tchèque sont aussi créés.

Les besoins en stockage saisonnier en Allemagne, calculés sur la base de 100 % de production d'électricité renouvelable et 500 TWh, sont de 32 TWh. À l'heure actuelle, en Allemagne, le stockage est de 8 GW et 50 GWh, soit un facteur de plus de 600. Les besoins de capacité représentent un problème majeur qui requiert la mise en œuvre de nouvelles technologies de stockage, ainsi que cela a été précédemment exposé. Or, ces technologies ne sont pas encore développées et les aspects écologiques mal connus. On sait néanmoins que la disponibilité dépend de l'efficacité du système.

Pour illustrer mon propos, je vais m'appuyer sur l'exemple du *power-to-gas*, et du retour à l'électricité, qui pourrait constituer un bon candidat parmi les nouvelles technologies. L'efficacité est d'environ 50 % lorsqu'on utilise l'hydrogène et 30 % avec un vecteur méthane. Dans le premier cas, on récupère 65 TWh sur 130 TWh et dans le second 40 TWh seulement.

L'une des solutions serait d'envisager une surproduction, en installant deux fois plus de photovoltaïque et d'éolien, qui produiraient ainsi 1 000 TWh, alors que le besoin serait de 500 TWh. Il faut toutefois savoir que, sur ces 1000 TWh, 445 seulement seraient utilisés, le reste étant de l'excédent. Or, l'excédent étant supérieur à la demande, ceci montre bien les problèmes à surmonter. Une capacité de stockage de 6 TWh serait nécessaire. Les 55 TWh restants seraient sans débouché.

Il faut par conséquent prévoir énormément de stockage. La phase entrante doit, en outre, pouvoir supporter des quantités d'énergie à un fort niveau de puissance. Or, quelle que soit la technologie, ce ne sera pas le cas.

La question de l'intermittence est un vaste sujet. Cela concerne les pics de puissance, tout comme l'interférence croissante avec les réseaux ou les oscillations de puissance sur le réseau.

L'analyse des dynamiques de puissance, extraites des données tchèques avec une résolution d'une minute, montre que la puissance de contrôle doit être augmentée d'un facteur deux par rapport au niveau actuel. Le contrôle primaire est le plus critique. La variabilité, faible, peut être contrôlée en utilisant des turbines à gaz ou des centrales combinées. Cela ne peut toutefois être utilisé par les systèmes d'appoint, avec 100 % de solaire et d'éolien. La criticité peut augmenter lorsqu'on réduit l'inertie du système, car on ne peut plus alors faire démarrer facilement ces centrales.

La question est de savoir si un système interconnecté à l'échelle européenne serait utile. Cela pourrait faire baisser le besoin de production d'appoint ou de capacité de stockage de 30 %, tandis que le niveau d'intermittence diminuerait d'environ 40 %.

Il faut néanmoins tenir compte des conditions météorologiques en Europe. J'ai ainsi étudié l'utilité des pays voisins quant à leur possible apport d'excédent dans les cas où l'Allemagne aurait besoin de systèmes d'appoint. Le premier pays susceptible d'apporter son soutien est l'Espagne, dans la mesure où les conditions météorologiques locales ne sont pas fortement corrélées à celles de l'Allemagne. La plus petite contribution viendrait des voisins immédiats, qui connaissent des conditions météorologiques similaires à celles de l'Allemagne, la conséquence étant que ces voisins produisent aussi un excédent. Pour bénéficier d'un réseau européen est-ouest et nord-sud et faire face à ce surplus de puissance, il faut de grandes capacités d'interconnexion.

J'aimerais à présent évoquer les conséquences qu'aurait, pour un pays comme la Suède, le remplacement du nucléaire par l'éolien. La Suède consomme 134 TWh d'électricité, dont 62 TWh produits par l'hydraulique, 63 TWh par le nucléaire, 10 TWh par l'éolien. L'hydraulique n'étant pas en mesure de compenser les fluctuations introduites par l'éolien, il faut des systèmes d'appoint, comme les centrales à gaz. Il faut savoir que le remplacement de 9 GW de puissance nucléaire requiert 22 GW d'éolien et 9 GW de gaz. Les émissions spécifiques de CO₂ augmentent d'environ 50 %. Le photovoltaïque est, en outre, assez inefficace pour remplacer l'appoint, et le stockage n'est pas significatif, dans la mesure où la puissance excédentaire est trop faible. Enfin, la surproduction ne fonctionne pas, car cela conduit à remplacer l'hydraulique par l'éolien, donc un système équilibré par un déséquilibre.

Pour conclure sur le sujet de cette audition, j'indiquerai que le maximum acceptable de sources intermittentes se situe aux alentours de 40 %.

Je m'attends à la survenue de problèmes économiques à cause du système de production excédentaire, des coûts du système d'appoint, et de la technologie nécessaire pour supporter ces augmentations de puissance.

Se pose aussi la question d'un réseau européen, dans lequel on puisse effectuer des transferts est-ouest et nord-sud, avec des interconnecteurs forts n'ayant pas de bonnes perspectives économiques.

Pour la France, la question est de savoir si le nucléaire et une production fortement intermittente peuvent s'accorder.

DÉBAT

M. Jean-Yves Le Déaut. Il nous reste malheureusement peu de temps pour le débat. Je souhaiterais toutefois que l'ADEME puisse notamment réagir à la conclusion du Pr Friedrich Wagner. Vous avez, me semble-t-il, élaboré un scénario envisageant d'aller largement au-delà de 40 % d'énergies intermittentes.

M. David Marchal. L'ADEME s'est fondée, pour l'étude à laquelle vous faites référence, sur des logiciels de simulation de l'équilibre horaire d'un parc tout à fait reconnu, y compris par les gestionnaires de réseau.

L'une des principales différences avec les deux études présentées réside dans la modulation et le pilotage de la demande. Les chroniques de production considérées sont, par exemple, telles qu'aujourd'hui. On regarde finalement la demande nette, sans prendre en compte cette flexibilité. L'un des résultats des différents travaux menés en 2013 et 2015 est qu'à l'horizon 2030, avec 40 % de renouvelable, le plus intelligent pour le système électrique serait de déplacer les charges modulables, telles que le chauffage de l'eau chaude sanitaire, aux heures de production solaire. C'est le meilleur moyen pour que, globalement, le coût pour la collectivité soit le moins élevé possible. Or, je n'ai pas vu ce déplacement dans les chroniques qui ont été montrées.

L'étude 100 % énergies renouvelables de l'ADEME, qui considère un mix théorique, fait apparaître des gisements de flexibilité liés à la demande situés entre moins huit gigawatt et plus vingt-deux gigawatt. Une grande flexibilité existe donc au travers de la modulation de la demande.

M. Patrick Ledermann. Dans l'étude de l'ADEME envisageant 80 % à 100 % d'énergies renouvelables, vous prenez en compte, me semble-t-il, une réduction très importante de la consommation, à 420 TWh au lieu des 550 TWh actuels. Une réduction aussi conséquente est-elle vraiment envisageable ?

M. Dominique Grand. Les éléments présentés, qui n'ont pas encore été publiés, prennent en compte la flexibilité de la production hydraulique, et une estimation de 2 TWh au niveau de la consommation. Or, mis à part les chauffe-eaux électriques, les rapports sur la flexibilité produits par RTE indiquent, pour l'instant, un niveau cent fois inférieur. Il faut donc tenir compte de cette montée.

Lorsque l'on considère des monotones comme celles-ci, on ne cherche plus du tout à garder la corrélation avec le temps : on suppose que les moyens s'adaptent instantanément. Les installations à la fois de stockage et de production, ou les éléments de flexibilité, sont des installations industrielles qui vont devoir s'adapter à des transitoires très rapides. Cela reste à démontrer.

Pr. Dr. Friedrich Wagner. Si l'on considère des études à 100 % de renouvelable, il faut, bien sûr, envisager les conditions limites. Il s'agit d'augmenter l'efficacité, pas tellement d'économiser l'énergie. Dans le cas de l'Allemagne, si l'on considère la biomasse dans ces conditions, alors on peut parvenir à 100 % ; mais on réduit la consommation à 30 %. Si l'on veut obtenir 60 %, ce qui est déjà gigantesque, il faut doubler la biomasse ; or cela ne me semble pas possible pour l'Allemagne, qui importe déjà 50 % de sa biomasse. On voit donc là qu'il existe certaines limites.

Concernant la gestion de la demande, j'aimerais recommander que l'on chiffre les propositions, faute de quoi il est difficile de savoir précisément de quoi l'on parle. Le pilotage de la demande est, par exemple, un élément calculable. Il faut en analyser précisément les fluctuations au jour le jour. Peut-on fonder une activité économique sur un élément très fluctuant ?

De plus, il s'agit de voir en quoi cela aide à récupérer l'électricité manquante. On peut tout axer sur la production de chaleur, mais cela n'aide pas beaucoup, car, en Allemagne, la chaleur est de 950 TWh, alors que la production est de 230 TWh. Il est très important de quantifier les choses ; cela offre une base sur laquelle il est possible de réfléchir et de travailler.

M. Davy Marchand-Maillet. Il faut bien comprendre que l'effacement, de la production comme de la consommation, est en ligne avec les besoins. Pour gérer les pointes de consommation, il est nécessaire de disposer d'un gisement de consommation effaçable, quitte à détruire de l'utilité. De la même manière, on dispose toujours d'autant de production à effacer que possible. Le gisement est toujours présent. Il s'agit ensuite d'une question purement économique. Je défends pour ma part fortement l'utilisation du stockage pour tous les cas qui ne sont pas économiques. Néanmoins, le gisement existe.

M. Jean-Yves Le Déaut. Ce débat est très intéressant, dans la mesure où ce sont les modèles qui influencent les politiques. Or, on se situe dans des modèles de transition énergétique dans lesquels il est généralement indiqué qu'il faut augmenter la proportion d'énergies renouvelables, l'efficacité énergétique, la sobriété énergétique et baisser les consommations. Le problème résiderait dans le fait de se diriger vers des modèles impossibles, pour essayer de condamner d'autres types énergétiques. Votre débat est strictement scientifique, mais, en politique, d'aucuns n'hésitent pas à avancer des arguments visant simplement à conforter leur thèse.

Il est donc essentiel que la totalité des points en jeu soit clairement exposée. Il est, par exemple, important de savoir, ainsi que cela vient d'être souligné, qu'il existe des gisements importants en termes d'effacement. Il est également fondamental de bien mettre en lumière les limites de chaque système.

La question de l'économie est aussi centrale. Dans le système allemand, qui n'est pas à 100 % renouvelable, 70 milliards d'euros seront consacrés aux énergies renouvelables pour la période 2014 – 2025. Il faut que les chiffres du coût par rapport à d'autres bouquets énergétiques soient évoqués. Cette transition ne se fera pas à coût identique. Tous les experts confirment que cela entraîne un coût supplémentaire, de l'ordre de trois ou quatre milliards d'euros par an, payés aujourd'hui par le consommateur.

Il faut aller vers cela, trouver les solutions de gisement, soutenir les petites entreprises qui travaillent sur les solutions d'effacement, tout en disposant de la totalité des éléments de réflexion nécessaires. Il faut éviter de faire croire à un public non averti que les choses sont simples et qu'il suffit d'aller vers du 100 % renouvelable pour résoudre les problèmes de notre système de consommation électrique et aplanir les difficultés d'adaptation entre la production et la consommation.