

LES RENDEZ-VOUS DES ANNALES DES MINES

LES EFFETS INATTENDUS DU DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES INTERMITTENTES (ÉOLIEN, PHOTOVOLTAÏQUE)

Avec les interventions de :

Dominique MAILLARD

Président du directoire de RTE

Marc BUSSIERAS

Directeur du Pôle économique, EDF

Claude CRAMPES

Professeur émérite d'économie à la Toulouse School of Economics

Débat animé par

Pierre COUVEINHES

Rédacteur en chef des *Annales des Mines*

Séance du 25 avril 2013

Organisée en partenariat avec :

Mines ParisTech Alumni

l'Association amicale des ingénieurs des Mines

et avec le soutien de l'École de Paris du management

Compte rendu rédigé par Olivier Dupourqué

En bref

En Europe, le développement des sources électriques intermittentes ne repose pas sur une mode passagère. Dans de nombreux pays (Allemagne, Espagne, demain la France), elles représentent une part de plus en plus significative de la production. Or, l'injection à grande échelle dans les réseaux de cette électricité intermittente pose des problèmes techniques et économiques nouveaux, qui restaient masqués tant que sa part restait faible. L'éloignement des lieux de production par rapport aux lieux de consommation (cas de l'éolien offshore) impose un renforcement massif des réseaux. Cela conduit à des coûts et délais de mise en œuvre qui n'étaient pas prévus. Jusqu'à une date récente, l'existence d'un volume important de moyens de "production garantie" (turbines à gaz, notamment) a permis de compenser l'irrégularité de la production intermittente. Avec la croissance de la part de cette dernière, la durée d'utilisation, et donc la rentabilité, des moyens de production garantie est de plus en plus faible. Dans ces conditions, comment maintenir ces outils indispensables pour assurer la continuité de la fourniture ? L'électricité intermittente s'est développée jusqu'ici grâce à des systèmes ad hoc de tarifs de rachat fondés sur les coûts de production. Maintenant que sa part devient significative, n'est-il pas temps de bâtir des modèles économiques fondés sur leur valeur, pour organiser leur coexistence avec les centrales classiques ?

INTRODUCTION de Pierre COUVEINHES

Notre séance a pour objet d'envisager les effets inattendus des énergies intermittentes. Cette réunion fait suite à la publication d'un numéro des Annales des Mines, coordonné par Gilles Bellec.

À la lumière de cette synthèse, Gilles et moi-même avons pensé qu'il serait utile d'approfondir certains points. Les énergies intermittentes existent en France, comme en Allemagne ou en Espagne, pays avec lesquels nous sommes électriquement interconnectés. Tout d'abord, contre toute attente, ces énergies ont engendré des besoins de développement de réseau, que leurs promoteurs n'avaient pas forcément envisagés. Par ailleurs, à la différence d'il y a trente ans, tant l'offre que la demande d'énergie sont aujourd'hui variables. Nous nous sommes donc interrogés sur la manière dont les professionnels du secteur s'accommodent de cette situation. Enfin, les énergies intermittentes ont la double singularité d'être très subventionnées et de bénéficier simultanément d'une priorité d'accès au réseau, ce qui pose la question de la gestion économique du système électrique.

Le panel de professionnels de premier plan que nous avons sollicité, ne manquera de répondre à ces questions et de susciter au débat auquel nous serons tous invités à participer.

EXPOSÉ de Dominique MAILLARD

Le débat sur le lien entre les énergies renouvelables et l'extension des réseaux date d'une bonne dizaine d'années. Rappelons qu'un réseau électrique consiste à relier production et consommation. Beaucoup pensaient alors, qu'à partir du moment où l'on accroissait le niveau des nouvelles énergies, les besoins en réseau diminuaient mécaniquement puisque l'énergie serait consommée localement.

Durant les Trente Glorieuses, tout le monde comprenait aisément que, la demande doublant tous les dix ans, il était légitime d'y répondre par une extension des réseaux. Aujourd'hui, alors que la demande est stagnante, le réflexe premier pourrait consister à penser que, non seulement il ne faille plus étendre le réseau, mais que son démantèlement soit à l'étude. Si l'on ajoute les promesses de nouveautés technologiques à la logique de la maîtrise de la demande, la démonstration serait faite. Mais c'est aller un peu vite en besogne. C'est oublier que si la demande est globalement constante, tout en constatant tout de même des disparités de besoins sur le territoire, c'est désormais l'analyse de l'offre qui mérite d'être approfondie. Aujourd'hui, nous travaillons à une transition énergétique qui consiste, finalement, à modifier la répartition entre les différents moyens de production d'énergie. Cela amène notamment à faire évoluer la géographie de l'offre. Et rien ne garantit donc que le réseau d'aujourd'hui coïncide avec le réseau des besoins de demain.

L'exemple de la centrale nucléaire de Fessenheim est caractéristique. Les pouvoirs publics se sont engagés à fermer la centrale à un horizon à déterminer. Mais rien ne garantit que les 1 800 mégawatts produits sur ce site trouveront leur substitut en Alsace même. Si l'on choisit de l'éolien, il faudra choisir un site où le vent le permet. Qu'il s'agisse même de le remplacer par une centrale combinée gaz, il faudra se rapprocher de terminaux gaziers.

D'autres pays se sont engagés dans ce même mouvement. Comme nous sommes interconnectés avec nos voisins, on observe une augmentation des flux croisés qui nous oblige à développer la fluidité des réseaux pour éviter les phénomènes de congestion.

Sur le territoire national d'ailleurs, ces échanges sont très courants. En effet, rien n'indique que chaque région doive être autosuffisante. Les régions PACA (Provence-Alpes-Côte d'Azur), Bretagne et Île-de-France, ne produisent pas 10 % de leur consommation. À l'inverse, le Centre, la région Rhône-Alpes ou encore la Lorraine ont des productions

largement excédentaires. Cela tient, selon les cas, soit à des raisons géographiques qui permettent, par exemple, des installations hydrauliques performantes, soit simplement à une tradition industrielle comme dans l'Est.

Par conséquent, le réseau a pour fonction d'assurer une solidarité entre les régions, et en élargissant le périmètre, avec certains pays européens. Traditionnellement, chaque pays, pour des raisons historiques essentiellement, a plutôt cherché son autonomie électrique. Mais quelques partenaires demeurent malgré cela structurellement importateurs ou exportateurs d'électricité. Cela correspond à leurs choix de politique économique et énergétique.

Les défis des opérateurs de transport d'électricité

En premier lieu, schématiquement, la production d'énergie solaire en Europe est concentrée dans le Sud, et l'éolien, en mer du Nord par exemple. En revanche, il y a une dispersion beaucoup plus importante des zones de consommation. Le premier défi du réseau de transport consiste à marier physiquement les points de production à ceux de consommation, en tenant compte des différentes sources.

Le deuxième défi tient davantage à l'intermittence, qui est une caractéristique fondamentale des énergies renouvelables. La production est clairement conditionnée par la force des vents ou par l'ensoleillement. Par exemple, si l'on observe la somme des productions éoliennes et solaires, la variabilité est telle que cela peut évoluer, sur une période de 15 jours, de zéro à 30 000 mégawatts en Allemagne. Le défi de tous les acteurs du réseau est donc de digérer ces variations.

Le problème est d'autant plus épineux que les pouvoirs politiques nationaux européens ont largement favorisé le développement de ces nouvelles énergies. Pour cela, ils ont assorti ces productions d'avantages exorbitants du droit commun. Les prix sont garantis, et ne sont pas fixés en fonction d'un coût, mais avant tout pour assurer une rentabilité aux investisseurs. Par ailleurs, les producteurs d'énergies nouvelles bénéficient, sauf exception, en cas de congestion du réseau, d'une priorité d'accès au marché.

Des effets très pervers

Ces producteurs sont donc en réalité subventionnés par les consommateurs. Cette subvention provient de cotisations prélevées sur la facture du consommateur, selon des règles particulières à chaque pays. En France, ce prélèvement est de l'ordre de 12 euros par mégawatt-heure (MWh), alors que le coût du transport n'est que de 8 euros ! Mais les Allemands sont plus mal lotis puisque leur cotisation est aujourd'hui de 53 euros par MWh.

Par ailleurs, en Allemagne, les transporteurs sont tenus de racheter les MWh produits par ces nouvelles énergies, et charge à eux ensuite, de les déverser sur le marché. Mais qui dit *marché*, dit *lois du marché*. Certes, il y a une demande, mais on a vu qu'elle était totalement indépendante de la variabilité de l'offre. Les conséquences sont immédiates : dès qu'il y a un surplus d'offre sur la demande, les prix baissent. Il arrive même que les prix deviennent négatifs à certaines heures du jour ou de la nuit.

À court terme, cela peut s'avérer une aubaine pour le consommateur qui obtient, et de l'électricité, et de l'argent en plus. Les traders suisses savent saisir l'opportunité, en achetant à prix négatifs pour revendre plus tard au tarif des heures pleines. Mais à moyen terme, la situation est plus délicate, car cela envoie un signal désastreux aux investisseurs en équipements classiques. Si l'on poursuit dans cette logique, certains craignent même d'avoir à payer pour écouler leur production.

C'est aussi très grave pour les acteurs déjà présents sur le marché, car faire produire leurs installations existantes ne devient plus rentable. C'est ainsi que beaucoup sont amenés à les mettre en sommeil ou "sous le cocon", au moins pendant l'été. En Europe, tous les projets de cycles combinés au gaz sont abandonnés.

Cela revient à remettre en cause les règles qui ont fondé la gestion des surcapacités sur le marché de l'énergie pendant pratiquement 70 ans. Si l'on n'y prête pas attention, on va même être obligé de créer des mécanismes d'incitation pour attirer à nouveau des investisseurs en équipements traditionnels, en leur garantissant également une rentabilité. Mais cela revient à mettre une rustine sur un système dont on a soi-même provoqué le déséquilibre.

Une solution consisterait alors à rendre les producteurs d'énergies renouvelables plus en phase avec les règles du marché. Aujourd'hui, on juxtapose un marché très régulé, très administré, à un marché libre. Tant que l'un reste marginal par rapport à l'autre, c'est acceptable ; mais si, comme en Allemagne, le déséquilibre grandit, cela deviendra vraiment problématique.

La discordance des temps

Le temps de la construction des moyens de production, notamment en énergies renouvelables, et celui de la massification du réseau de transport nécessaire n'est pas le même. À tel point que, si l'on se base sur les hypothèses de notre schéma décennal en termes d'énergies renouvelables, rien ne garantit aujourd'hui que nous soyons capables de l'accompagner par l'extension du réseau.

Si l'on prend l'exemple d'une récente ligne de 180 kilomètres, qui correspond à une capacité de transit de 2 000 mégawatts, la construction a duré environ un an et demi. En revanche, il aura fallu pratiquement huit ans de procédure pour obtenir les autorisations ad hoc. La durée médiane est aux alentours de six ans et demi. Mais le Danemark sait aller deux fois plus vite.

L'Allemagne installe environ 7 000 mégawatts de capacité de production voltaïque par an et l'Italie détient le record européen avec 9 000 mégawatts. Quant à nous, il nous faut pratiquement 10 ans pour une extension de réseau de transport de capacité de transit de 2 000 mégawatts seulement. Nous sommes loin du compte. Même une construction d'un cycle combiné à gaz est bien plus rapide que l'extension du réseau qu'elle rend nécessaire.

Malgré les exhortations de toute part, et les meilleures volontés, la logique sédimentaire des procédures administratives reste une hypothèque majeure.

Un espoir

Néanmoins, une alternative technique aux réseaux consisterait à développer ce que l'on appelle le *stockage réparti*, qui se rapproche des points de consommation et qui se distingue du stockage de masse. Cela serait une solution, mais aujourd'hui, ni les procédés techniques, ni les conditions de sécurité, pas plus que les modèles économiques ne permettraient de s'y engager. Le renforcement du réseau de transport électrique est donc un impératif européen pour être au rendez-vous de la transition énergétique.

EXPOSÉ de Marc BUSSIERAS

Un marché singulier

La question de la montée de l'intermittence est effectivement délicate. En ce moment, en période de crise, la demande n'est pas du tout au niveau attendu, et les systèmes sont donc globalement surcapacitaires. Cela se traduit par un choc sur les prix qui engendre des déséquilibres sur le marché.

Ensuite, le marché des énergies renouvelables en général, des intermittentes en particulier, est fortement subventionné, comme cela a été évoqué. Si l'on regarde le marché allemand, les subventions sont à niveau de 20 milliards d'euros par an, quand la valeur du marché de l'électricité, suivant que l'on considère le prix de base ou celui de pointe, se situe aux alentours de 20 ou 25 milliards d'euros annuels (500 térawatt-heures (TWh) à environ 40 euros/MWh). Autrement dit, les ordres de grandeur entre aide et activité sont comparables. Le marché est donc très loin d'être parfait. Il faut ajouter qu'au moment où ces mécanismes se sont décidés, il y a dix ans environ, de tels déséquilibres n'étaient pas envisagés.

Quelques sources d'étonnement

À la grande surprise des plus sceptiques, le réseau fonctionne plutôt bien avec l'intermittence et rend son service. Globalement, il y a toute raison d'être satisfait même si on assiste bien sûr, ça ou là, à quelques petits problèmes de délestage sur des petits systèmes. Mais surtout, contrairement à ce que certains croyaient, l'intermittence doit être accompagnée de réseau.

Prenons l'exemple d'un lotissement dans le Sud. Toutes les habitations ont souscrit 6 kilowatts de puissance électrique ; toutes sont équipées de panneaux solaires sur leur toit, qui leur permettent de fournir la puissance attendue. Mais en plein mois de mai, durant une journée ouvrée très ensoleillée, les productions diurnes sont maximales, pendant que les consommations sont faibles, les gens travaillant. Il existe un asynchronisme entre consommation et production, ce que le grand public ne perçoit pas toujours. En conséquence, il faut effectivement un réseau qui permette de rediriger l'électricité, de la remonter, sans quoi il faut effectuer des délestages de production.

Donc, plus il y a pénétration de l'intermittence, plus il faut l'accompagner d'installation de réseaux. Cela ne se fait pas de manière linéaire, mais davantage par paliers.

Une étude de l'agence allemande de l'énergie (Deutsche Energie-Agentur, dena) a récemment tenté de quantifier les investissements nécessaires en termes de réseau pour s'ajuster au développement des énergies renouvelables. Il en résulte une fourchette allant de 27 à 42 milliards d'euros suivant les hypothèses retenues pour les seuls réseaux de distribution. L'économie des systèmes intermittents appelle donc des investissements lourds.

Des prix surprenants

Le consommateur allemand paie aujourd'hui 280 euros le mégawatt-heure. Cela représente le double de ce que paie le consommateur français et correspond à une progression du prix de 70 % en dix ans. Dans le même temps, on observe un phénomène contradictoire : l'affaissement des prix du marché de gros, ce que beaucoup n'avaient pas anticipé. Aujourd'hui le prix de base est à 40 euros le mégawatt-heure.

L'explication est la suivante : le parc de production est constitué de différents systèmes dont les coûts variables et les coûts fixes respectifs sont bien connus. Naturellement, l'arbitrage en temps quasi réel se fait en fonction de la demande en recherchant les coûts variables les plus bas. On commence donc par l'hydraulique, l'éolien et le photovoltaïque, puis le nucléaire, le charbon, avant d'en arriver aux centrales à gaz, au coût variable élevé, car elles consomment 50 à 60 euros de combustible par mégawatt-heure produit, mais sont intéressantes comme centrales d'appoint car leurs coûts d'investissement sont plus faibles. Et il faut reconnaître

que jusqu'à une période récente, le marché européen était relativement efficace pour mobiliser à chaque instant le mode de production le moins cher en fonction de la demande.

Seulement, les effets de la crise économique ont maintenu une demande quasi-stable, avec une montée en puissance des nouveaux moyens de production subventionnés dont nous parlons. Il en résulte mécaniquement une disparition de l'appel aux cycles combinés à gaz pour privilégier les autres sources. Le prix de court terme et même le prix moyen ont chuté. La capitalisation boursière des *utilities* a également fondu...

Finalement, on se retrouve devant le dilemme suivant : on supprime des installations à gaz relativement récentes, qui étaient efficaces et fournissaient un bon rendement, pour garder de vieilles centrales à charbon, largement émettrices de CO₂, et qui n'ont pas la souplesse pour faire face à la variabilité des intermittents. Des gigawatts de capacités de production sont ainsi déclassés très rapidement. C'est finalement l'inverse de la direction qui était désirée à long terme.

De trop faibles écarts

Il en résulte d'autres effets. Prenons l'exemple des Suisses. Leur *business model* traditionnel est d'acheter au prix de base, pour vendre à celui de pointe. Mais ils n'y trouvent plus tellement leur compte. Si l'on prend les cours du marché d'aujourd'hui, le prix de base au 25 avril est de 32,66 euros par mégawatt, quand le prix de pointe est à 33,02 euros. Cela ne représente que 1 % d'écart ! Quand votre métier consiste à vous rémunérer sur le différentiel en tenant compte du coût de stockage, d'éventuelles pertes de rendement, cela devient compliqué. Évidemment, les écarts de cours quotidiens peuvent être plus favorables, mais l'écrasement du prix de gros en a tout de même diminué l'intérêt. L'effondrement du prix du CO₂ n'a rien simplifié, contribuant à la baisse du prix de la pointe (en général intense en CO₂).

La spécificité de l'économie de l'intermittence

L'économie de l'intermittence est beaucoup plus variable que ne l'est l'économie plus traditionnelle des systèmes thermiques. Prenons l'exemple d'un équipement éolien en Allemagne. Sa pleine puissance offre environ 1 600 heures de production annuelle. Si l'on prend exactement le même équipement dans les meilleures zones du Texas ou encore du Brésil, sa production sera de plus de 3 000 heures, son rendement sera le double. De tels écarts ne se produisent pas dans les systèmes traditionnels.

Mieux encore, un panneau photovoltaïque en Californie aura sa production maximale pendant la journée, quand, simultanément, l'utilisation des climatiseurs est maximale et correspond à la pointe de la demande. Cela signifie qu'il y a synchronisation entre production et consommation, à l'inverse de la France. Cela ne nécessite de ce fait pas le même besoin en réseau.

Finalement, il faut retenir que l'économie de l'intermittence est avant tout fonction de son lieu d'insertion et des caractéristiques locales des systèmes électriques dans lesquels elle s'intègre. Il faut, en conséquence, éviter toutes les positions de principe pour se concentrer sur des analyses locales et circonstanciées.

EXPOSÉ de Claude CRAMPES

Comme cela a été évoqué par les orateurs précédents, j'insiste à mon tour sur la singularité du marché des énergies intermittentes. Si l'on se cantonne à observer les productions relatives des différentes technologies, on aboutit à un constat d'une évidence trompeuse : loin derrière, par ordre d'importance, le nucléaire, l'hydraulique, le gaz, le charbon, voire même le fuel, les énergies intermittentes, le photovoltaïque et l'éolien, offrent des quantités d'énergies très faibles. Dès lors, pourquoi tant de débats sur ces nouvelles sources d'énergies ? Elles sont faiblement polluantes mais leur intermittence nécessite un encadrement réglementaire coûteux, autant de raisons qui justifient que l'on s'y intéresse.

La corrélation production/consommation

L'énergie solaire, dont la production dépend par nature du degré d'ensoleillement, est très régulière en termes d'horaires mais irrégulière quantitativement. L'ensoleillement maximum est atteint en milieu de journée, ce qui ne correspond généralement pas à une période de pointe sous nos latitudes, contrairement aux régions où tous les locaux sont équipés en air conditionné.

L'éolien, pour sa part, est moins soumis à des cycles qu'à des aléas difficilement prévisibles. Il est donc très compliqué d'équilibrer production et consommation. Cette difficulté est encore marginale en France, mais en Espagne par exemple, c'est déjà un problème sérieux.

Si l'on excepte ces cycles et ces aléas de production, les énergies intermittentes ne posent pas de problème nouveau aux électriciens. La vraie difficulté vient de l'encadrement réglementaire qui leur est réservé.

Un équilibre perturbé

Dans le modèle intégré qui a prévalu jusqu'à la fin des années 1990, il s'agissait de mobiliser par "ordre de mérite" des moyens de production disponibles fiables pour satisfaire une demande versatile : charbon ou nucléaire suffisaient aux périodes de faible demande et on leur adjoignait de l'hydraulique et des centrales au gaz aux périodes de pointe.

Depuis la libéralisation du secteur, ce principe a été décentralisé avec un marché heure par heure. Les enchérisseurs annoncent combien ils sont prêts à vendre et à quel prix, et le marché s'équilibre par adaptation du prix. On retrouve ainsi les notions de tarification en pointe et hors pointe théorisées par Marcel Boiteux.

Quand la demande est faible, les prix sont faibles. Seules les installations de base fonctionnent et se rémunèrent sur le différentiel entre prix de vente et coût de fonctionnement. Quand la demande est forte, les prix augmentent. Les installations de base captent la rente provenant de la différence entre un prix plus élevé déterminé par les centrales de pointe et leurs coûts de fonctionnement. Les installations de pointe n'interviennent que lorsque la demande est forte.

Marcel Boiteux a montré que, lorsque le parc est optimisé sur la base des coûts de production et d'installation des différentes centrales et de la durée des différentes phases de la demande à servir, le système est viable financièrement. Le revenu perçu par les installations de pointe pendant les heures de pointe, et celui perçu par les installations de base tout au long de l'année permettent de couvrir leurs coûts de production respectifs, amortissement inclus.

L'arrivée des énergies intermittentes a singulièrement changé la donne. Leur coût de fonctionnement est très faible voire nul, mais le coût des équipements est très élevé. Une fois l'installation réalisée, dès lors qu'il y a du vent et du soleil, on dispose d'une nouvelle production à faible coût qui déplace artificiellement l'ancien ordre de mérite, et les équilibres que l'on connaissait auparavant ne sont plus viables.

Corrélations et variations de prix

La baisse des prix qui résulte de l'entrée des énergies intermittentes n'est pas la même selon que la demande est haute ou basse. Si la production intermittente et la demande sont corrélées négativement (i.e. la demande est faible quand la production est forte et vice versa), le prix de pointe n'est pas affecté par ce nouvel apport d'énergie mais le prix de base baisse. Si elles sont corrélées positivement, lorsque la demande est forte, le prix de pointe est réduit par le nouvel *output* et donc tous les acteurs sont simultanément touchés.

Dans ces conditions, les producteurs d'énergies solaire et éolienne se rémunèrent sur la différence entre ce nouveau prix de marché et leur faible coût de production, mais les installations de base et de pointe traditionnelles sont déséquilibrées. Les conséquences financières sont simples : les entreprises qui arrivaient à couvrir leur coût avec les anciens prix n'y arrivent plus avec les nouveaux. Les moins rentables sortent du marché et on assiste à une réoptimisation du parc.

Les distorsions du marché

Si les énergies intermittentes couvraient tous leurs coûts sans subventions grâce aux nouveaux prix qu'elles engendrent sur le marché, la conclusion économique serait simple : on a trouvé un nouveau mode d'énergie moins cher que les autres et il est normal qu'il soit privilégié.

Or, il faut rappeler que ces énergies sont, à la fois, variables et aléatoires. Qui dit aléatoire, dit besoin d'assurance. Pour cela, il faut maintenir en veille des installations thermiques, ce qui majore le vrai coût des installations intermittentes. Finalement, il apparaît que les énergies intermittentes ne couvrent pas leur coût et que ces dispositifs ne seraient pas viables sans des mécanismes de subvention, qui provoquent des distorsions artificielles.

En effet, ces nouvelles sources d'énergie provoquent la sortie du marché de certaines installations thermiques, non à cause de leur inefficience économique, mais par le biais créé par les subventions aux énergies renouvelables (près de 3 milliards d'euros par an en France prévus pour 2013 par la CRE (Commission de régulation de l'énergie)). Outre cette distorsion économique, cela provoque la disparition d'installations qui auraient été très utiles pour couvrir les aléas de l'énergie intermittente.

À terme, au même titre que pour tous les équipements, se posera le problème du vieillissement et donc du remplacement des installations de production intermittente. On sera alors confronté au problème suivant : soit on subventionne à nouveau leur installation en maintenant un jeu de marché faussé, soit l'on doit réinstaller des centrales thermiques que ce même biais avait chassées précédemment du marché.

En conclusion, il est faux de dire que les effets n'étaient pas prévisibles. La surprise a davantage porté sur leur ampleur financière qui n'avait pas été anticipée et qui est appelée à perdurer.

DÉBAT

Ingénieur versus économiste

Un intervenant : *Un des défis futurs que les générations actuelles ont abandonné à leurs successeurs porte sur les émissions de gaz à effet de serre. À ce propos, les énergies intermittentes permettraient-elle de les réduire significativement ? Existe-t-il une étude permettant, par exemple, d'envisager à long terme, une "plaque de cuivre" européenne parfaite, qui permettrait de valoriser à tout moment, toute production intermittente vers un destinataire ? Cette mutualisation à l'échelle européenne permettrait de réduire le back up thermique largement émetteur de gaz à effet de serre.*

Par ailleurs quid de l'autonomie énergétique ? Si l'on favorisait l'autonomie, comme c'est la volonté des politiques de transition énergétique, on devrait normalement abandonner la logique de back up et donc le développement de réseau. Nous avons des laboratoires en la matière tels que les DOM-TOM, les îles grecques ou espagnoles, par nature autonomes énergétiquement. Où en est-on aujourd'hui ?

Dominique Maillard : La question de l'autarcie énergétique est lancinante. La réponse diffère selon que l'on se place du point de vue de l'ingénieur ou de celui de l'économiste. La réponse de l'ingénieur est relativement claire : un tel projet est faisable. À petite échelle, l'exemple des Îles Canaries permet de le montrer. Cela ne fonctionne qu'avec des énergies renouvelables et le stockage est facilité d'ailleurs par le relief. À plus grande échelle, il faudrait modéliser un dosage entre éolien et solaire, qu'il faudrait bien sûr beaucoup développer, puis les assortir de moyens de stockage ad hoc. Intellectuellement, le problème que vous soulevez est soluble. Se posent évidemment des questions de faisabilité et de financement, mais cela est presque secondaire ici.

Maintenant la réponse de l'économiste est plus réservée. Rien ne prouve en effet que ce modèle corresponde à un optimum économique. Il faudrait introduire dans l'analyse des paramètres comme la valorisation des industries fossiles ou encore la valorisation du CO₂ qui modifieraient le résultat. Aujourd'hui, il semble préférable de composer avec un peu moins d'autonomie, un peu plus de réseau, ce qui revient à favoriser un bouquet énergétique diversifié.

Dans le cas où le critère exclusif serait d'éviter l'émission de CO₂, cela reviendrait à augmenter son prix et l'optimum économique serait différent. Toutefois, à ce jour, nous bénéficions de beaucoup d'études à plus ou moins grande échelle, mais aucune de taille européenne.

Int. : *Le problème majeur de l'énergie intermittente semble être son stockage. A-t-on envisagé des techniques utilisant l'hydrogène ?*

D. M. : Là encore, la réponse dépend de l'acteur. Les technologies, même anciennes, permettraient de rendre ce service, l'ingénieur le garantit. En revanche, indépendamment de certains risques à considérer, cette solution n'est aujourd'hui pas compétitive économiquement.

Le paradigme énergétique en question ?

Int. : *Le débat se cantonne autour de la question de l'électricité. Mais l'élargir à l'énergie en général, en étudiant toutes les solutions d'énergies hybrides, permettrait, selon moi, de traiter le problème des fluctuations. Suivant les périodes de pointe ou de creux, en ayant recours à des énergies hybrides stockables, ne résout-on pas le problème ? Cela veut dire davantage de véhicules hybrides, de chauffages hybrides, etc.*

D'autre part, il est couramment admis qu'il y a une corrélation favorable entre éolien et consommation. Cela conditionne beaucoup des décisions prises en matière d'énergies renouvelables. Mais cette corrélation est-elle si évidente ?

D. M. : S'agissant de la question de la corrélation, ma réponse va rester très prudente, car les phénomènes sont avant tout locaux et rien n'est tout à fait systématique. En Allemagne par exemple, il arrive effectivement qu'il y ait plus de vent la journée que la nuit, mais ce n'est

pas automatique. Mon sentiment est, qu'en France en tout cas, nous ne disposons pas encore de séries statistiques suffisantes pour en tirer des conclusions. Autant dans le domaine nucléaire, nous avons 50 ans de recul et il est assez facile de travailler sur des données objectives, autant ce n'est pas encore le cas pour les énergies renouvelables. Aujourd'hui, nous disposons de modèles de prévision fiables à 24 heures, qui proviennent de 5 ans de collecte et de retour d'expérience. Il nous faut cependant encore 5 ans au minimum avant d'envisager des corrélations complètement exploitables à des horizons plus éloignés entre vent, temps, saison, etc.

Marc Bussieras : Il existe quand même quelques études européennes qui nous montrent qu'il y a plus de vent en hiver qu'en été, ce qui est par ailleurs globalement corrélé avec les besoins. Mais les enjeux sont très locaux. Par exemple, la France connaît plusieurs régimes de vent quand l'Allemagne n'en connaît qu'un.

Par ailleurs, il me semble que nous ne sommes clairement pas dans un processus de substitution massif vers des systèmes autonomes de type hybrides. L'économie de réseaux continuera sans aucun doute à se développer dans les quinze prochaines années. Il faut quand même rappeler que ce système a montré une solidité économique inégalable, et que l'on doit en tenir compte.

Enfin, avant d'envisager une rupture vers les énergies hybrides, il existe nombre de questions que nous ne savons pas traiter. Comment stocker et piloter des dizaines de millions de batteries ? Comment gérer les besoins de pointe, à échelle plus domestique, qui ne disparaîtront pas pour autant ? Bref, avant d'envisager cette révolution, il faut beaucoup de créativité et de recherche.

Une solution de stockage

Int. : *L'intérêt du stockage de l'électricité a largement été mis en évidence, sans que vous ayez parlé d'un moyen remarquable : le chauffe-eau électrique. Fonctionnant majoritairement la nuit, il permet de remplacer des heures jour par des heures nuit.*

Mais une directive thermique européenne de 2012, qui doit être en vigueur aujourd'hui, plafonne la consommation d'énergie primaire au mètre carré. Cela revient de facto à condamner ce mode de production d'énergie. Ne doit-on pas réagir ?

M. B. : Votre question est légitime. Il faut cependant rappeler que s'il existe une classification européenne établie par la directive que vous citez, une classification française s'applique encore, qui ne fait pas courir le risque de disparition des cumulus.

Par ailleurs, nombre de nouveaux systèmes de stockage des énergies à coûts proportionnels nuls sont à l'étude. L'intérêt macroéconomique de ce type des stockages individuels est évident, mais il est prématuré d'envisager une généralisation, la compétitivité n'est pas là. Sur ce point, les Allemands sont plus avancés que nous, et pour autant investissent des dizaines de milliards d'euros dans les réseaux.

Int. : *L'idée de développer un parc automobile qui permettrait le stockage d'énergie est-elle une solution à terme ?*

M. B. : Les projections allemandes en termes de capacités de production photovoltaïque à horizon de 2020 se situent aux environs de 52 gigawatts contre 32 aujourd'hui. L'essentiel de cette production a lieu à la belle saison, notamment l'été pendant des heures plutôt creuses de jour, où elle dépassera de plus en plus souvent la demande quotidienne. La perspective du stockage est donc sérieuse. L'économie du stockage est un peu "écrasée" aujourd'hui, parce que les moyens de production à coûts proportionnels élevés ont été éliminés du marché comme nous l'avons vu, et que la tonne de CO₂ a une valeur proche de zéro.

Reste qu'il faut effectivement réfléchir dès maintenant aux impacts économiques de ce type de stockage. Le principe est finalement voisin de celui du chauffe-eau, sauf que le véhicule est par nature mobile et qu'il faut l'intégrer dans l'analyse. Par ailleurs, le parc automobile nécessaire se compte en millions d'unités, et 2020 c'est demain.

Énergie et concurrence

Int. : *La direction de la concurrence de la Commission européenne a toujours montré une grande vigilance quant aux subventions accordées par les États à certains secteurs. Tous les exposés montrent combien ce système déséquilibre l'économie de marché. Comment expliquer le silence des acteurs européens en la matière ?*

C. C. : Votre remarque est tout à fait pertinente. Effectivement, les règles de la concurrence sont appliquées avec vigueur au sein de l'espace européen. Le marché de l'énergie a connu le même mouvement lors de sa libéralisation à la fin des années 1990. Cependant, personne n'avait véritablement anticipé les impacts écologiques du développement de ce marché. Aujourd'hui, la lutte contre le réchauffement climatique est une priorité politique majeure. Aussi, le secteur de l'énergie bénéficie-t-il d'exemptions en matière de règles concurrentielles pour satisfaire à cet objectif.

Un appel à la Commission européenne

Int. : *Le ministre de l'Environnement allemand, de fait en charge de la politique énergétique, puisqu'elle est pour l'essentiel concentrée sur la production renouvelable, s'inquiétait de ce que les subventions colossales attribuées avaient créé des lobbies extrêmement puissants qui l'empêchent de réformer le marché de l'énergie.*

Par ailleurs, certains pays, dont la France, et l'Allemagne bien sûr, se sont chacun lancés dans des projets de financement de capacités d'appoint. N'y a-t-il pas un risque de tendre progressivement vers une renationalisation des politiques d'énergie ? La Commission européenne ne doit-elle pas coordonner ces politiques nationales ?

D. M. : Votre constat est tout à fait judicieux. Plus largement, le problème se pose en termes de mécanismes de financement de capacités d'appoint, car comme cela a été montré, l'éviction du marché de certains moyens de production fait courir un risque de diminution forte de ces capacités.

Quant aux problématiques nationales, elles répondent avant tout aux intérêts respectifs de chaque pays. Les Français cherchent à régler leur problème de passage des heures de pointe, les Allemands à remplir leur creux et organiser des *back-ups* nécessaires pour compenser l'intermittence des énergies renouvelables. Bref, la Commission ne s'est pas trop immiscée dans ces jeux locaux. Les Anglais, naturellement plus acquis aux logiques du marché, se sont mis à jouer leur propre jeu, ce qui rend la Commission nettement plus vigilante, voire soupçonneuse.

Il serait effectivement appréciable qu'elle vienne organiser les choses et donner quelques règles collectives. Mais cela ne servira à rien tant que le problème de base ne sera pas traité : plus la part du renouvelable augmente, plus la nécessité de revoir les mécanismes de subventions pervertissant le marché sera urgente.

M. B. : Le cas des lobbies en Allemagne est effectivement intéressant. Prenons l'exemple de la Bavière : le différentiel entre les subventions que ses producteurs ENR (énergie renouvelable) reçoivent, et ce que paient les consommateurs bavarois pour les ENR dans leur facture d'électricité, est très largement excédentaire : de plus d'un milliard d'euros par an ! Les Länder du Nord qui ont massivement soutenu l'éolien, y trouvent des avantages tout aussi importants. Les agriculteurs se sont beaucoup engagés dans le photovoltaïque et la biomasse qui génèrent un complément de revenu non négligeable. On se trouve donc devant une constellation d'intérêts particuliers qui n'ont aucune envie de voir le système changer. Reste qu'au niveau européen, cela pose de vrais problèmes de gouvernance et d'arbitrages politiques.

Int. : *Une précision concernant l'Allemagne. La situation de ce pays est à mon avis moins enviable qu'il ne pourrait y paraître. Premièrement, le consommateur allemand consomme deux fois moins d'électricité que son homologue français car le prix est le double. Par ailleurs, le problème des subventions est à ce point jugé grave, qu'il a été décidé de les réduire prochainement de 30 %, ce qui va ralentir l'extension des parcs éoliens et photovoltaïque. Compte tenu de la décision de stopper le nucléaire, les pouvoirs politiques*

ont pour objectif d'amener la proportion des énergies renouvelables à 35 % à l'horizon 2020. Il est fortement probable qu'ils n'y parviendront pas. L'éolien terrestre intéresse de moins en moins quand l'éolien offshore connaît des conflits juridiques décourageants. Enfin, les Allemands ont bien plus recours aux combustibles fossiles. Le modèle allemand a donc ses limites.

Le marché du CO₂

Int. : *Le marché du CO₂ pose un vrai problème. Il y a quelques années, à sa création, la tonne de CO₂ était valorisée à 30 euros. Ce montant permettait de combler l'écart entre le prix du charbon et celui du gaz. Mais aujourd'hui, le cours est à 2 ou 3 euros. Consécutivement, on fait fonctionner des centrales à charbon et les centrales à gaz ferment. Le prix étant fixé par les politiques, les professionnels de l'électricité n'auraient-ils pas intérêt à obtenir une réévaluation du prix du CO₂ pour rééquilibrer le marché ?*

C. C. : Cela y contribuerait probablement. Cependant, l'ambition politique initiale n'était pas de valoriser le CO₂ mais de diminuer les émissions. De ce point de vue, l'objectif est atteint. Fixé par les politiques, le volume des émissions sur le marché européen continue de baisser de 1,3 % par an.

Mais, plus généralement, le système des incitations et des régulations a engendré des logiques complètement contradictoires, et rééquilibrer économiquement la concurrence sur le marché de l'énergie est antagoniste avec la volonté du politique de tendre vers plus de renouvelable.

Des préoccupations domestiques

Int. : *Ma question est celle du consommateur lambda. Il est envisagé dans un horizon proche de procéder à des changements de compteur électrique. Ne serait-il pas intéressant de proposer des compteurs qui permettent aux consommateurs de connaître en temps réel leur consommation, leur coût, voire le cas échéant la nature de la production et sa provenance géographique ?*

M. B. : D'une part, il est techniquement très difficile de pister un électron ! Par conséquent, la traçabilité paraît peu envisageable. S'agissant de l'opportunité de connaître les recettes et les dépenses en temps réel, méfions-nous des contre-effets. Autant un consommateur est sensible à un gain annuel en centaines d'euros, autant il pourrait l'être moins si on lui propose quelques centimes jour après jour. Par ailleurs, nous avons pris le parti pour des consommations de grande masse d'offrir le matériel le plus simple et le plus transparent en terme d'utilisation : c'est l'exemple du ballon d'eau chaude adossé au signal tarifaire. Enfin, j'ai la conviction que, pour l'instant, peu de particuliers sont demandeurs de ce niveau de sophistication de l'information en temps réel.

Int. : *J'aurais un témoignage à porter. Le poids des subventions, des exemptions de toutes sortes qui caractérisent ce secteur ne trouble pas simplement le marché. Au niveau domestique, on aboutit à des pratiques étonnantes. Propriétaire d'une maison, j'ai été démarché par une filiale d'EDF pour installer des panneaux photovoltaïques sur mon toit. La proposition garantissait un taux de reprise de l'énergie qui me donnait un revenu net de 25 000 euros à 20 ans. Interrogeant mon interlocuteur sur la faisabilité sur un toit de hangar agricole il me répondit que le taux de reprise était de 19 centimes et que la construction du hangar était même offerte. Le questionnant sur cette incongruité, il me répondit simplement que c'était politique. Mais la puissance publique ne semble pas disposer d'un plan rationnel de pilotage en ce domaine.*

De la pédagogie pour faire évoluer les mentalités

Int. : *Le thème de la rencontre comportait l'adjectif inattendu. Or manifestement, il nous est expliqué que tout avait été prévu mais que seule l'ampleur des phénomènes a surpris. C'est sûrement vrai pour les professionnels du secteur. Mais, s'agissant du grand public et a*

fortiori des politiques, la surprise semble immense. Au lendemain de la catastrophe de la centrale nucléaire de Fukushima, le pouvoir, les écologistes, l'opinion, ne juraient que par l'éolien, le photovoltaïque. À aucun moment, les problèmes d'éviction du marché, de distorsions économiques ou encore le surcroît de réseau à construire n'étaient envisagés. Ne faut-il pas lancer une vaste campagne de pédagogie pour préparer l'opinion et nos dirigeants à ces difficultés ?

C. C. : Il semblerait que, malgré tout, quelques progrès aient été faits. Il y a une prise de conscience avérée sur les effets pervers des incitations financières en matière de photovoltaïque et d'éolien. En revanche, se cantonner à la production n'a pas de sens. On sait bien que l'électricité n'est finalement que très peu stockable. La pédagogie devrait porter davantage sur des notions de faisabilité et de disponibilité. Autant un producteur traditionnel peut s'engager sur un volume et un coût à une date donnée, autant un producteur éolien ne le pourra pas.

Marcel Boiteux : Pour conclure, je livrerai un sujet de réflexion. La mentalité collective se représente la gestion de l'électricité comme celle d'une simple robinetterie dans laquelle on fait défiler les volumes d'eau nécessaires. Il vaudrait mieux considérer cela comme un circuit sanguin, qui doit conjuguer salinité, température et autres paramètres complexes, ce qui demande des ajustements permanents. Cela permettrait de sensibiliser l'opinion aux difficultés et aux enjeux futurs de la production électrique décentralisée.