

**Séminaire
Vie des affaires**

organisé grâce aux parrains de l'École de Paris :

Algoé²
ANRT
CEA
Chaire "management de l'innovation"
de l'École polytechnique
Chambre de Commerce
et d'Industrie de Paris
CNES
Conseil Supérieur de l'Ordre
des Experts Comptables
Crédit Agricole SA
Danone
EADS
École des mines de Paris
Erdyn
ESCP Europe
ESSILOR
Fondation Charles Léopold Mayer
pour le Progrès de l'Homme
Fondation Crédit Coopératif
Fondation Roger Godino
France Télécom
FVA Management
Groupe ESSEC
HRA Pharma
HR VALLEY²
IDRH
IdVectoR¹
Institut d'entreprise
Kurt Salmon
La Fabrique de l'industrie
La Poste
Lafarge
Mairie de Paris
Ministère de la Culture
Ministère du Redressement productif,
direction générale de la compétitivité,
de l'industrie et des services
OCP SA
Reims Management School
Renault
Saint-Gobain
Schneider Electric Industries
SNCF
Thales
Total
UIMM
Unicancer
Ylios

¹ pour le séminaire
Ressources technologiques et innovation
² pour le séminaire Vie des affaires

(Liste au 1^{er} mars 2013)¹

**RÉSEAUX ET SUBVENTIONS :
LES PIÈGES CACHÉS DES ÉNERGIES
INTERMITTENTES**

par

Aurélien GAY

Ingénieur des Mines

Auteur du mémoire *Le système électrique européen. Enjeux et défis*

Marc GLITA

Ingénieur des Mines

Auteur du mémoire *Le système électrique européen. Enjeux et défis*

Séance du 9 novembre 2012

Compte rendu rédigé par Élisabeth Bourguinat

En bref

Le développement des énergies alternatives se heurte à des difficultés économiques et politiques souvent insoupçonnées. Aux tarifs généreux de rachat mis en place pour favoriser l'éolien et le photovoltaïque, s'ajoutent le coût du développement de réseaux pour transporter l'électricité des lieux de production aux lieux de consommation et le financement des capacités d'appoint nécessaires à l'équilibre du système électrique. Les États, plombés par la crise de la dette, poursuivront-ils ce soutien ? L'implantation des éoliennes et la construction de réseaux se heurtent à l'opposition des populations et l'existence d'interconnexions entre États européens encourage certains pays, comme l'Allemagne, à faire compenser par leurs voisins l'intermittence de la production d'électricité éolienne. Après la crise de l'euro, l'Europe connaîtra-t-elle celle de l'électricité ?

*L'Association des Amis de l'École de Paris du management organise des débats et en diffuse des comptes rendus ; les idées restant de la seule responsabilité de leurs auteurs.
Elle peut également diffuser les commentaires que suscitent ces documents.*

EXPOSÉ d'Aurélien GAY et Marc GLITA

Aurélien GAY : L'Europe compte près de 500 millions d'habitants et représente 15 % de la consommation mondiale d'énergie primaire. Le gaz et l'électricité sont distribués via une trentaine de réseaux nationaux interconnectés. Pour gérer ces réseaux, l'Union européenne s'est dotée d'un ensemble de règles communes, mises en œuvre aux échelons nationaux par les États. Mais dans une tribune récente des *Échos*, Jean-Pierre Clamadieu et Luc Oursel notaient : « *Jusqu'à ces dernières années, la politique européenne de l'énergie s'est résumée à une course à la dérégulation qui a rendu difficiles les décisions d'investissement dans un environnement imprévisible.* » Cette formule résume assez bien la vision de la politique européenne de l'énergie à laquelle nous avons abouti à l'issue du mémoire rédigé dans le cadre de nos études à l'École des mines, *Le système électrique européen. Enjeux et défis.*

Les trois piliers de la politique énergétique

Marc GLITA : Les trois piliers de la politique énergétique sont la sécurité d'approvisionnement, la compétitivité économique et la protection de l'environnement. Historiquement, en France, on a commencé par donner la priorité à la compétitivité économique. Le charbon, facile d'accès et peu cher, représentait alors une bonne solution. On est ensuite passé au pétrole, ce qui a rapidement soulevé la question de la sécurité des approvisionnements et a conduit la France à se tourner vers le nucléaire. Puis est apparu le problème des émissions de gaz à effet de serre (GES), celui de la pollution par les particules fines ou encore la question du risque nucléaire. L'équilibre entre les trois piliers est toujours instable et en évolution.

La politique européenne de l'énergie

La politique énergétique se définit non seulement au niveau national, mais également au niveau européen, et ce avec une difficulté de taille : l'Union européenne n'est pas compétente en matière de sécurité d'approvisionnement. C'est assez paradoxal, dans la mesure où la communauté européenne est née de la volonté d'éviter les tensions provoquées par l'approvisionnement des pays européens en charbon et en acier. L'Union européenne dispose en revanche de deux compétences qui influent de façon assez lourde sur les politiques énergétiques nationales : la politique environnementale et la réglementation de la concurrence.

La primauté à l'environnement

Les politiques énergétiques nationales sont soumises à l'objectif européen des "3 fois 20 en 2020" (20 % de réduction des émissions de gaz à effet de serre par rapport à 1990, 20 % d'énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale, 20 % de réduction de la consommation énergétique primaire par rapport au scénario tendanciel). Elles doivent également être conformes aux normes Euro, qui fixent des plafonds d'émission de polluants pour les véhicules diesel et essence. Les politiques énergétiques nationales doivent également respecter le programme Clean Air for Europe, qui fixe des valeurs limites pour divers polluants, cette fois avec une obligation de résultat sur la qualité de l'air. Lorsqu'un État ne respecte pas ces règles, il est susceptible d'être sanctionné sous forme d'amendes.

En revanche, un État ne sera pas sanctionné s'il prend des décisions ayant un impact négatif sur la sécurité des approvisionnements ou sur la compétitivité de ses voisins, par exemple en fixant le prix de l'électricité à un niveau très différents des leurs. Le fait que seul le volet environnemental fasse l'objet de mesures chiffrées assorties de sanctions conduit à une primauté des objectifs de protection de l'environnement par rapport aux objectifs économiques, sociaux ou stratégiques.

Pas de concertation sur l'approvisionnement ni sur la compétitivité

De fait, on constate un manque de concertation au sein de la gouvernance européenne sur les questions d'approvisionnement énergétique et de compétitivité. Lors des négociations entre l'Europe Centrale, l'Europe de l'Est et la Russie pour l'approvisionnement en gaz, par exemple, l'Allemagne a décidé de contourner la Pologne en installant un gazoduc sous la Baltique. De même, la Grèce a longtemps été approvisionnée par l'Iran, dernier producteur de pétrole qui acceptait de lui livrer du brut, alors que des sanctions internationales étaient discutées à l'ONU par les diplomates des autres États membres de l'Union européenne. Autre exemple de l'absence de concertation, lorsque les différents États adressent à la Commission européenne leurs plans d'investissement dans le secteur de l'énergie, rien ne les oblige à s'assurer de la cohérence entre leur propre planification et celle de leurs voisins. L'Allemagne peut ainsi établir un scénario selon lequel elle importera 20 % de son électricité, sans que quiconque ait l'autorité qui lui permettrait de réunir les différents acteurs concernés autour d'une table pour s'assurer que ce scénario est crédible.

Les spécificités de l'électricité

Aurélien GAY : Nous allons maintenant parler plus précisément de l'électricité qui, compte tenu des objectifs de réduction des émissions de GES, est appelée à tenir une place croissante dans le mix énergétique mondial. C'est en effet l'un des vecteurs d'énergie que l'on sait le mieux "décarboner".

La gestion de l'électricité présente une spécificité majeure : à tout instant, la puissance fournie sur le réseau doit être égale à la puissance appelée. Or, la demande d'électricité est très variable. Rien qu'en France, on peut constater un écart de 60 à 70 GWh (gigawatt-heure) entre la consommation d'électricité au plus froid de l'hiver et la consommation au plus chaud de l'été. La demande est aussi très volatile : sur une même journée, elle peut varier de 30 GWh en fonction des heures.

Le système électrique doit comprendre des surcapacités afin de permettre à tout moment de répondre à ces variations de la demande. En France, la consommation annuelle moyenne est de 60 GWh ; la pointe maximale, de 102 GWh ; la capacité totale installée, de 125 GWh. La mise en place de capacités nouvelles se heurte en général à l'opposition des riverains, que ce soit pour la construction d'une centrale ou l'implantation d'une ligne à haute tension. Elle nécessite un engagement très fort de l'État.

Par ailleurs, les technologies de production d'électricité sont relativement matures et les gains de productivité que l'on peut espérer sont à la fois limités et coûteux.

Autre difficulté, les marges sont vulnérables, car il s'agit d'une industrie très capitalistique. La construction d'une centrale nucléaire de type EPR (réacteur pressurisé européen) coûte entre 5 et 6 milliards d'euros, et l'investissement doit être mobilisé pendant plusieurs années avant que la production puisse commencer. Enfin, le prix des matières premières, qui est mondial, est tiré vers le haut par les pays émergents, notamment asiatiques.

Du monopole à la concurrence

En raison de ces spécificités, le système électrique des différents pays européens a longtemps été organisé autour d'un monopole public, recouvrant la production, le transport, la commercialisation et la distribution. Des tarifs réglementés permettaient de financer l'ensemble des investissements, qu'ils soient rentables ou non. Un arbitrage politique était effectué entre, d'un côté, les tarifs imposés aux particuliers et aux industriels, et de l'autre, le choix du mix énergétique.

La concurrence au sein d'un pays

L'Union européenne, désireuse d'ouvrir le marché à la concurrence, a adopté des directives qui ont conduit à la désintégration verticale de ces monopoles. Les activités de transport et de distribution, considérées comme des "monopoles naturels", restent confiées à des entreprises nationales mais sont désormais régulées par des commissions ; en France, il s'agit de la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Les activités de production et de commercialisation ont été ouvertes à de nouveaux acteurs.

La concurrence entre les pays

Une fois franchie cette étape d'ouverture à la concurrence au sein d'un même pays, l'Union européenne a mis en place le couplage des marchés afin d'instaurer une concurrence au-delà des marchés nationaux.

Il existe désormais deux grands marchés couplés en Europe. Le premier recouvre la Suède, la Finlande, la Norvège, le Danemark et l'Estonie. Le deuxième comprend la France, l'Allemagne et le Benelux. Les producteurs de chacun de ces deux marchés annoncent chaque jour leurs prévisions de production et de consommation pour le lendemain. En fonction des interconnexions disponibles entre les pays, une bourse établit les différents flux qui s'opèreront et les prix qui s'appliqueront sur les deux marchés. Ceci est vrai tant que les interconnexions ne sont pas saturées. Lorsqu'elles le sont, les prix se dissocient.

La disparition du responsable systémique

Ce dispositif a entraîné la disparition du rôle de responsable systémique, ou responsable de la gestion de l'ensemble de la chaîne, que remplissait le détenteur du monopole. Aujourd'hui, par exemple, le réseau de transport d'électricité français (RTE) vérifie si l'offre est égale à la demande, mais ne dispose d'aucun levier pour palier un éventuel problème, puisqu'il ne gère aucune capacité de production.

Les conséquences sur les prix

La mise en concurrence des producteurs nationaux a entraîné une certaine convergence des prix. Par exemple, entre la France et la Belgique, le taux de convergence est de 99,5 %, ce qui signifie que l'écart entre les deux prix, mesuré toutes les heures, est inférieur à 1 centime d'euro pendant 99,5 % du temps. Entre la France et l'Espagne, marchés qui ne sont pas couplés, ce taux n'est que de 20 %.

Cette convergence ne concerne toutefois que le prix de gros, qui ne représente que 30 à 40 % de la facture des particuliers. Les 60 ou 70 % restant se répartissent entre 10 à 15 % pour le transport, 30 % pour la distribution, et le reste pour la TVA et les taxes destinées à soutenir les énergies renouvelables. Les prix facturés aux particuliers peuvent donc présenter de fortes hétérogénéités : en Allemagne ou au Danemark, ils peuvent être supérieurs à 200 euros par mégawatt-heure (MWh), alors qu'ils sont plutôt proches de 130 euros par MWh en France ou en Angleterre. L'évolution du prix de l'électricité pour un ménage de taille moyenne en Europe au cours des vingt dernières années montre toutefois que la désintégration verticale des différents monopoles a provoqué une légère baisse des tarifs. Mais les prix sont rapidement remontés, en particulier en raison du développement d'énergies comme l'éolien ou le solaire photovoltaïque, dont les coûts de production sont plus élevés que ceux des moyens de production classiques.

D'autres résultats étaient attendus de l'ouverture à la concurrence. L'arrivée de nouveaux entrants a permis comme prévu de financer la création de salles de marchés et l'installation de nouvelles capacités ; mais il s'agit essentiellement de centrales à charbon et de cycles combinés au gaz, qui comptent parmi les moyens de production les plus flexibles et les investissements les moins coûteux. De même, en matière d'efficacité énergétique, l'ouverture du marché a permis de financer seulement les investissements les plus rentables.

Enfin, l'intervention des États reste indispensable pour soutenir le déploiement des énergies renouvelables, subventionner certains travaux d'efficacité énergétique, rentabiliser les moyens de production de semi-base ou de pointe et développer des sites nucléaires.

Le financement du déploiement des énergies renouvelables

Les objectifs législatifs contraignants fixés par l'Union européenne prévoient que la part d'énergie renouvelable dans le mix énergétique atteigne 20 % en 2020. Environ la moitié de ces 20 % doit être réalisée dans le secteur de l'électricité, le reste pouvant porter sur d'autres sources d'énergie comme la chaleur renouvelable.

L'électricité d'origine renouvelable a un coût de production supérieur aux autres sources d'électricité. L'éolien coûte 82 euros le MWh, le solaire photovoltaïque plus de 200 euros le MWh, tandis que le nucléaire "historique" est à 42 euros le MWh, et que le coût moyen de l'électricité sur le marché se situe entre 45 et 50 euros le MWh.

Pour inciter les différents producteurs à investir dans les énergies renouvelables, des tarifs de rachat spécifiques ont été instaurés. Par exemple, un producteur s'engage à exploiter une éolienne pendant 15 ans et EDF lui garantit que toute l'électricité produite lui sera rachetée 82 euros le MWh, sans aucune contrainte de volume. Il y a encore un an, ce dispositif valait également pour le photovoltaïque. Toute personne pouvait obtenir un raccordement de son système photovoltaïque et une garantie de rachat de l'ensemble de sa production électrique à un taux très attractif. Le surcoût ainsi engendré est répercuté sur les factures des consommateurs, à travers une taxe baptisée CSPE (Contribution au service public de l'électricité).

Des conséquences négatives

Parmi les conséquences négatives de ce dispositif, on peut citer la politisation de certains dossiers, qui sont "poussés" par des élus ; des effets d'aubaine ; l'impossibilité de maîtriser le coût de la politique de soutien dans la mesure où les volumes rachetés ne sont pas prédéfinis ; le gonflement artificiel de certaines filières technologiques.

Mais surtout, ce dispositif a entraîné une forte augmentation de la CSPE. Celle-ci comprend une part destinée à la péréquation tarifaire (qui permet à tous les consommateurs de payer l'électricité au même prix, qu'ils vivent en zone de plaine, de montagne ou encore dans les DOM-TOM), une part destinée à subventionner la cogénération, et une part réservée au financement du développement des énergies renouvelables. Entre 2010 et 2011, la part de l'équation tarifaire a doublé, celle de la cogénération est restée stable, celle de l'éolien a progressé et celle du photovoltaïque a massivement augmenté. Pourtant l'État, sans doute soucieux de préserver le pouvoir d'achat des Français, n'a pas relevé la CSPE autant qu'il l'aurait fallu pour couvrir le prix du rachat de l'électricité issue des énergies renouvelables. Entre 2010 et le second semestre 2012, elle est passée de 4,50 à 10,50 euros/MWh, alors qu'elle aurait dû être relevée à 13,50 euros/MWh pour couvrir toutes les subventions accordées.

En Espagne, où la situation économique rend très délicate toute augmentation des tarifs de l'énergie, la dette cumulée du secteur électrique atteignait 22 milliards d'euros en mai 2011. Un tiers de cette dette correspondait à des coûts liés au réseau qui n'avaient pas été répercutés vers les consommateurs, et deux tiers aux subventions accordées pour le développement des énergies renouvelables.

Manifestement, le financement des énergies renouvelables via le tarif de rachat et sans contrôle des volumes n'est pas une solution durable. C'est la raison pour laquelle, dans plusieurs pays, les subventions ont été réduites. En Allemagne, de nombreuses entreprises du photovoltaïque ont subi un effet de ciseaux entre, d'un côté, la concurrence des pays

émergents, notamment la Chine, et de l'autre côté, la réduction des subventions de l'État, ce qui a provoqué de nombreuses faillites.

Intermittence et déséquilibres économiques

Marc GLITA : Une des caractéristiques de la production d'électricité photovoltaïque ou éolienne est qu'elle est intermittente. Non seulement il n'y a pas de soleil la nuit, mais dès qu'un nuage passe, la production s'arrête. La vitesse du vent est également très variable, et il y a globalement moins de vent la nuit que le jour, sans doute parce que le soleil ne réchauffe pas le sol pendant la nuit.

En Allemagne, au cours de la semaine du 28 mai au 4 juin 2012, la production photovoltaïque a atteint 18 GWh le mardi et seulement 8 GWh le dimanche. La production éolienne a atteint 15 GWh le vendredi, contre seulement 5 GWh le mercredi. En additionnant ces deux sources d'énergie pour chaque journée, on parvient à un différentiel de 25 GWh entre la journée du mardi et la nuit du mardi au mercredi. Certes, la consommation est globalement plus faible la nuit que le jour, mais le pic de consommation intervient toujours vers 19 heures, heure à laquelle, en hiver, la nuit est déjà tombée. C'est l'heure où les gens rentrent chez eux, allument la lumière, remettent du chauffage s'ils l'avaient coupé le matin, préparent leur repas, branchent la télévision.

Les moyens de production doivent couvrir non seulement les variations de consommation, mais également les variations de production des énergies intermittentes. La production de base fonctionne en permanence ; elle est assurée notamment par les centrales nucléaires, les barrages hydrauliques, certaines centrales à charbon. La production de semi-base suit les évolutions de la demande au fil de l'année. La production de pointe intervient sur le pic de 19 heures et pendant les jours les plus froids.

En France, EDF a l'obligation d'acheter l'électricité d'origine photovoltaïque ou éolienne, et ce sont par conséquent les capacités de production de semi-base et de pointe qui doivent s'accommoder des variations de la production d'énergie renouvelable. Sur le plan économique, les acteurs qui exploitent ces capacités de semi-base ou de pointe sont clairement désavantagés par rapport aux producteurs d'énergie renouvelable, qui sont à la fois subventionnés et prioritaires pour fournir l'électricité.

Les inconvénients de la dispersion géographique

Les énergies renouvelables sont souvent associées à un mythe selon lequel chacun pourrait consommer l'électricité qu'il produit. En réalité, le caractère intermittent des énergies renouvelables rend obligatoire la connexion de l'ensemble des producteurs et consommateurs au réseau.

L'hostilité des habitants à l'implantation d'éoliennes dans leur voisinage conduit, de plus en plus souvent, à les installer en offshore, loin des usines et des villes. Les centrales de production sont ainsi dispersées sur tout le territoire, ce qui entraîne un surcoût pour le réseau et d'autres conflits avec les riverains.

Les Allemands sont dans l'obligation d'installer environ 4 000 kilomètres de câbles à haute tension d'ici 2020 afin de relier les côtes de la Baltique, où se trouvent leurs éoliennes, à la Bavière, où se trouvent leurs usines. Mais, en quinze ans, ils n'ont réussi à installer que 100 kilomètres de lignes, en raison de l'opposition des riverains. L'insuffisance du nombre de lignes entraîne la multiplication des arrêts forcés d'éoliennes. On en a ainsi recensé 1 085 en 2010, contre 285 en 2009.

Les interconnexions avec les pays voisins

Pour faire face à la variabilité de la demande d'électricité et de la production d'électricité renouvelable, on peut soit créer des capacités de secours supplémentaires, soit mobiliser les ressources des pays voisins.

L'analyse des importations et exportations d'électricité entre la France et l'Allemagne au cours de la semaine du 28 mai au 4 juin 2012, évoquée tout à l'heure, montre que lorsque les Allemands produisent beaucoup d'électricité renouvelable, ils l'exportent vers les pays voisins, et lorsqu'ils ne produisent pas suffisamment de puissance pour couvrir leurs besoins, ils importent de l'électricité. Il semble clair que si tous les pays décidaient de développer les énergies renouvelables aussi massivement que l'Allemagne, le système ne tiendrait pas, et ce d'autant moins que les interconnexions entre réseaux nationaux ne sont pas suffisantes.

D'après RTE, pour que le réseau français soit réellement robuste et capable d'absorber des fluctuations importantes, il faudrait créer 8 GW d'interconnexions aux frontières françaises d'ici 2020 ou 2025. Ceci ne serait possible qu'au prix d'une forte mobilisation non seulement de RTE, mais également des pouvoirs publics.

La Commission européenne estime, pour sa part, que les interconnexions aux frontières françaises devraient être plutôt de l'ordre de 18 GW, ce qui paraît inenvisageable. Il a fallu 25 ans pour parvenir à créer une interconnexion avec l'Espagne, et l'on n'a pas fait mieux depuis.

Conclusion

D'après les résultats de notre enquête, la politique énergétique se traite, en Europe, avec des outils inadaptés qui donnent la priorité à la protection de l'environnement et ne prennent pas suffisamment en compte les problèmes de compétitivité et de sécurité de l'approvisionnement.

Paradoxalement, la politique d'ouverture des marchés et de déconcentration, en fragilisant les compagnies d'électricité, rend également plus difficile la transition énergétique. À l'époque du monopole d'EDF, le gouvernement a pu décider de façon relativement rapide de construire des centrales nucléaires. Si nous étions dans la même configuration aujourd'hui, il pourrait, tout aussi rapidement, décider de développer les énergies renouvelables et disposer de suffisamment de moyens pour connecter tous les sites de production. Tel n'est pas le cas.

Enfin, le pilotage du système par le seul levier fiscal s'avère coûteux et inefficace industriellement.

Nous proposons trois pistes pour tenter de remédier à ces dysfonctionnements. La première consisterait à définir les objectifs environnementaux et leurs modes de soutien en tenant davantage compte des réalités économiques et sociales ; la deuxième, à coordonner les projections nationales via une planification intra-européenne des investissements de production et de transport ; la troisième, à mettre en place un mécanisme de capacité intra-européen, en intégrant la capacité physique des interconnexions et du réseau, pour faire face à la pointe et à l'intermittence.

DÉBAT

La question du stockage

Un intervenant : *Vous n'avez pas évoqué la question du stockage de l'électricité. C'est pourtant une solution fréquemment évoquée pour résoudre le problème de l'intermittence.*

Marc Glita : Notre approche a consisté à analyser ce qui s'est fait dans le passé plutôt qu'à nous projeter dans le futur, de façon à prêter le moins possible à la polémique. Or, à l'heure actuelle, le stockage reste marginal dans le système électrique.

Je peux citer un exemple remarquable d'utilisation du stockage à grande échelle pour gérer les énergies renouvelables. Le Danemark a installé de nombreuses éoliennes qui lui permettent de couvrir 20 % de sa consommation d'électricité. Le réseau est très bien connecté à celui de la Norvège, pays essentiellement montagneux et pluvieux, donc riche en ressource hydroélectrique. Lorsque les Danois disposent de surplus d'électricité éolienne, les Norvégiens stoppent leur production hydroélectrique et rachètent l'électricité danoise à vil prix. Quand les Danois manquent de vent, ils doivent recourir à du charbon importé qui leur coûte cher et provoque beaucoup d'émissions de CO₂. Ils préfèrent alors acheter aux Norvégiens l'électricité de leurs barrages, même si c'est à un prix plus élevé que celui de l'électricité éolienne qu'ils leur ont vendue. Ce système est tellement rentable pour les Norvégiens que ceux-ci envisagent de créer de nouvelles connexions avec l'Angleterre, les Pays-Bas et l'Allemagne. L'installation d'un câble entre la Norvège et les Pays-Bas a, par exemple, été rentabilisée en deux ans.

Cela dit, construire de nouveaux barrages aujourd'hui serait certainement beaucoup plus difficile encore qu'installer des lignes à haute tension...

Int. : *Il existe une autre solution de stockage à grande échelle, qui consiste à pomper l'eau pendant les heures creuses dans un bassin inférieur pour remplir une retenue en amont et relâcher l'eau pendant les heures pleines. Malheureusement, des études ont montré que le prix payé par EDF à RTE pour utiliser de la puissance pendant la nuit rend l'opération non rentable. Il faudrait un écart de prix beaucoup plus important entre le jour et la nuit, ou alors des tarifs préférentiels pour EDF.*

M. G. : Ceci ne se produirait pas si l'on n'avait pas séparé EDF et RTE...

Int. : *De toute façon, plus personne ne veut bétonner les montagnes. Quant au stockage chimique, il est très coûteux et dégrade fortement la rentabilité du photovoltaïque.*

Int. : *La SNCF a multiplié par quatre ses investissements d'innovation et de recherche sur le stockage. Elle a l'intention d'installer dans ses gares des dispositifs de stockage électrochimique de l'ordre de plusieurs MWh afin de récupérer l'énergie de freinage des trains.*

Int. : *La technologie des centrales solaires thermodynamiques consiste à transformer l'énergie solaire en chaleur à température élevée, puis à convertir cette chaleur en énergie électrique. La chaleur étant beaucoup plus facile à stocker que l'électricité, ces centrales disposent d'une certaine inertie qui leur permet de fonctionner la nuit et de répondre ainsi au problème de l'intermittence. Ces centrales doivent être implantées dans des zones très ensoleillées et désertiques, par exemple dans les pays du Maghreb. Elles pourraient cependant être connectées aux réseaux européens.*

M. G. : C'est envisageable, sauf que ces pays ne sont pas très stables politiquement, ce qui pose le problème de la sécurité des approvisionnements.

L'effacement de consommation

Int. : *Une solution alternative au fait d'accroître les moyens de production consiste à "effacer" une partie des consommations au moment le plus opportun. C'est ce que propose la société Voltalis, qui est venue présenter son business model dans une séance précédente de l'École de Paris¹.*

M. G. : Outre l'effacement industriel et celui des chauffe-eau individuels, qui existent depuis longtemps, on peut effectivement effacer une partie de la consommation des radiateurs. Il n'est par contre pas possible d'interrompre le fonctionnement de la télévision, des ordinateurs ou des cuisinières, qui contribuent de façon très importante au pic de 19 heures.

Int. : *J'ai compris, à l'occasion de la séance sur Voltalis, qu'EDF n'était pas très partisan de payer pour la fourniture de kWh effacés, c'est-à-dire non consommés...*

M. G. : Il existe des salles de marchés sur lesquelles on peut mettre en œuvre des outils beaucoup plus sophistiqués que celui proposé par Voltalis. Le principe de ces outils consiste à acheter des biens à un prix convenu à l'avance, puis soit à les utiliser, soit à les revendre au plus offrant. Dans le dispositif proposé par Voltalis, l'entreprise ne prend aucun risque, puisqu'elle n'achète pas l'électricité à l'avance. On peut comprendre qu'elle rencontre des difficultés à justifier sa demande de rémunération.

Le réchauffement climatique

Int. : *Dans votre exposé, vous n'avez pas beaucoup parlé de la question du réchauffement climatique. Les Allemands recourent au photovoltaïque pour réduire leur consommation de charbon mais les panneaux photovoltaïques chinois qu'ils mettent en place sont fabriqués avec de l'électricité produite à base de charbon. Le temps de retour pour obtenir un solde positif en termes d'émissions de GES est compris entre douze et vingt ans !*

Int. : *Avec des panneaux solaires fabriqués en France, le temps de retour ne serait que de deux mois, car l'électricité produite chez nous est très peu carbonée.*

M. G. : C'est un fait que les Allemands émettent beaucoup plus de GES depuis qu'ils ont décidé de sortir du nucléaire. Cela dit, de toute façon, les leviers de la lutte contre le réchauffement climatique ne sont pas en Europe, mais en Chine.

Int. : *La Chine consomme beaucoup moins de CO₂ par tête que l'Europe ou les États-Unis.*

M. G. : Certes, mais la France représente à peu près l'équivalent en population de la ville de Chongqing et de sa grande banlieue. Même si notre pays réussissait à "décarboner" complètement son économie, l'effet serait marginal par rapport aux GES produits par les pays en développement. Or, les investissements nécessaires pour parvenir à ce résultat seraient colossaux et la situation économique française ne permet guère de les envisager.

Int. : *Il est vrai que la Chine est en train de rattraper l'Europe et les États-Unis en termes de pollution, mais elle possède aussi le plus grand parc éolien au monde, et c'est elle qui est en train de mettre en place de la façon la plus active les technologies d'avenir en matière de protection de l'environnement.*

Int. : *Si l'objectif était de lutter vraiment contre le réchauffement climatique, on pourrait recourir à des moyens beaucoup moins coûteux et plus efficaces que le photovoltaïque, l'éolien ou encore le véhicule électrique. Mais ces autres moyens ne disposent pas de groupes de pression aussi puissants.*

¹ Pierre Bivas, "La production d'effacement : comment offrir des économies d'électricité à des millions de foyers" (*Les Annales de l'École de Paris*, vol XVIII).

M. G. : En Allemagne, le risque climatique est désormais passé au deuxième plan par rapport au risque nucléaire. Par ailleurs, l'engouement des Allemands pour l'éolien n'est sans doute pas étranger au fait qu'ils produisent à la fois l'énergie et les éoliennes.

A. G. : Le fait de mettre de côté le problème du changement climatique est un phénomène général. Le prix actuel de la tonne de carbone est ridiculement bas : 6 ou 7 euros. Avant Fukushima, il se situait entre 13 et 15 euros. Et il y a trois ans, à environ 30 euros.

L'impact du développement de la voiture électrique

Int. : *Une solution souvent avancée pour pallier le problème de l'intermittence consiste à mobiliser les batteries des voitures électriques via le smart grid. Cela me laisse très sceptique. Passer des voitures thermiques aux voitures électriques aura d'abord pour effet d'accroître fortement la consommation électrique et ses variations.*

M. G. : Effectivement, la mise sur le marché d'un nombre significatif de véhicules électriques va exiger une puissance électrique considérable, qui n'existe pas aujourd'hui. On voit mal comment l'Europe serait capable de produire et de gérer, le cas échéant, deux fois plus d'électricité qu'actuellement. Heureusement, on estime qu'en 2020, le nombre de véhicules électriques ne représentera pas plus de 10 % du parc total.

Par ailleurs, la durée de vie d'une batterie se compte en nombre de cycles, que la batterie soit complètement déchargée et rechargée ou non au cours d'un cycle. Sachant que le prix de la batterie représente un tiers de celui du véhicule, il ne semble pas très rentable d'utiliser la batterie pour du stockage additionnel d'électricité.

Int. : *Quelques centaines de milliers de véhicules disposant chacun de batteries de 15 à 20 kWh représentent une quantité d'énergie du même ordre de grandeur que les effacements de pointe qui sont recherchés. Ce n'est donc pas négligeable. Quant au supplément d'électricité consommé, il ne nécessite pas forcément une création proportionnelle de nouvelles capacités, sachant que les capacités existantes sont loin d'être toutes utilisées. On peut parfaitement programmer le moment où les véhicules sont rechargés de façon à ce que cette opération ne commence pas avant 22 heures.*

Int. : *Le gouvernement chinois a annoncé qu'il diviserait par quatre le prix des batteries d'ici 2020 et, en général, il tient ses promesses. Une réduction aussi forte du prix du stockage est susceptible de changer complètement la donne en matière de rentabilité des énergies renouvelables.*

Les capacités d'appoint

Int. : *N'y a-t-il pas un problème de financement des capacités d'appoint qui, par définition, ne sont pas rentables ?*

M. G. : Effectivement, on a vu récemment une centrale fermer suite à une faillite. L'entreprise avait signé un contrat pour l'achat de gaz, et le produit de la vente de l'électricité ne lui permettait pas de payer le gaz. D'autres centrales au gaz ou au charbon ont également fermé faute de pouvoir faire face aux investissements imposés par la directive sur les grandes installations de combustion, qui vise à réduire les émissions de dioxyde de soufre, d'oxydes d'azote et de poussières. Or, ces centrales d'appoint sont indispensables non seulement pour faire face à la pointe, mais pour prendre le relais des centrales éoliennes ou photovoltaïques lorsqu'il n'y a pas de vent ni de soleil. Pourtant, elles ne font l'objet d'aucun financement.

Int. : *Je dirige une entreprise qui produit de l'électricité avec des centrales à gaz ou à diesel. Il est inexact d'affirmer que les centrales d'appoint ne sont pas financées. En réalité, aucune centrale n'est construite pour servir d'appoint : ce ne serait pas rentable. Les*

centrales d'appoint sont d'anciennes centrales, à l'origine conçues pour de la production de base, qui ont vieilli et ne sont plus utilisées que pour de la pointe. Avec la crise économique, la stagnation de la consommation et le développement des énergies renouvelables, certaines de ces vieilles centrales ne peuvent plus être rentabilisées, même lorsqu'elles ont été rachetées à vil prix, et leurs propriétaires préfèrent les arrêter.

Le jour où l'électricité va manquer, les centrales d'appoint seront très sollicitées et redeviendront rentables. À mon sens, il n'y a pas d'utilité à subventionner les centrales d'appoint : le marché joue très bien son rôle.

Électricité et démocratie

Int. : *La gestion de l'électricité me semble bien s'accommoder de la dictature, c'est-à-dire de décisions extrêmement centralisées et prises en dépit de l'incompréhension des masses. La France étant, selon la formule, « une dictature tempérée par le Canard enchaîné », elle a pu se doter du plus beau parc nucléaire du monde. Il n'en va pas du tout de même de l'Allemagne. Les incohérences et la mauvaise gestion que vous mettez en évidence seraient-elles une conséquence de la démocratie ?*

M. G. : On pourrait peut-être incriminer une forme de démocratie dans laquelle ce n'est plus le pouvoir exécutif qui décide de l'opportunité d'installer une nouvelle infrastructure, mais le juge qui valide ou non la légalité d'un projet.

D'une façon générale, sur ces questions, la démocratie prend une forme très fruste : le gouvernement met en place des mesures pendant un an ou deux ; le ministère du Budget signale que pour les maintenir il faut augmenter les taxes de tel pourcentage ; le gouvernement recule et le Budget "rabote" les dispositifs. La démocratie se réduit au consentement à payer du peuple.

Int. : *Le prix des billets de train varie fortement en fonction des périodes. Le prix de l'électricité pourrait-il également varier d'un facteur trois, par exemple, en fonction des heures de la journée ?*

Int. : *C'est le principe même du smart grid, qui est censé envoyer des signaux de prix.*

M. G. : Quand on annonce une augmentation de 5 % des tarifs du gaz, les gens sont en colère, mais au moins, le message est clair. Si l'on décide qu'il n'y a plus de règles et que chacun doit contrôler son *smart grid* en permanence pour savoir à quel moment consommer, on risque de provoquer le même genre de scandale qu'avec les abonnements téléphoniques dits illimités, qui se traduisaient par des factures colossales pour ceux qui n'avaient pas pris connaissance de certaines des conditions de ces abonnements.

Présentation des orateurs :

Aurélien Gay : polytechnicien et ingénieur des Mines ; chargé de mission "développement économique, innovation, enseignement supérieur et recherche" auprès du préfet de la région d'Île-de-France ; coauteur avec Marc Glita du mémoire *Le système électrique européen. Enjeux et défis*.

Marc Glita : normalien et ingénieur des Mines, chef du service "développement économique régional" à la DIRECCTE (Direction régionale des entreprises, de la concurrence, de la consommation, du travail et de l'emploi) Haute-Normandie ; chargé de mission "développement économique" auprès du préfet de région ; coauteur avec Aurélien Gay du mémoire *Le système électrique européen. Enjeux et défis*.

Diffusion mars 2013