

Regard critique sur 25 ans de libéralisation des marchés de l'électricité en Europe

Pierre Audigier

Le mouvement de libéralisation du marché de l'électricité a été engagé, au Royaume-Uni, voici un quart de siècle. Quelques années plus tard, l'Allemagne a choisi de donner la priorité aux énergies renouvelables au détriment du nucléaire. La France fait le pari de développer le renouvelable en contenant le nucléaire. Force est de constater que la libéralisation soutenue par l'Union européenne n'a pas produit les effets souhaités pour les consommateurs. La Commission de Bruxelles promet de mettre en place une nouvelle gouvernance dans le domaine énergétique. Espérons que cette nouvelle gouvernance conduira à donner corps à une politique de l'énergie lisible.

Vingt-cinq ans après : c'est en 1990 (le 1^{er} avril exactement, dit *vesting day*) que le gouvernement anglais démantelait le *Central Electricity Generating Board* (CEGB) – monopole de l'électricité verticalement intégré, qui employait deux fois plus d'agents que EDF pour un périmètre d'activité voisin – et introduisait la concurrence dans le secteur de l'électricité. Depuis plusieurs années, le syndicat des mineurs, emmené par son bouillant secrétaire général Arthur Scargill, ne cessait d'enchaîner grève sur grève pour s'opposer au déclin du charbon alors que le pays entrait dans une ère de gaz abondant : celui de la mer du Nord.

Cette « révolution » devait marquer le point de départ d'une libéralisation des marchés de l'électricité dans l'ensemble de l'Union européenne. Où en est-on en 2015 ? Voici quelques éléments de réponse, en cinq tableaux.

1. La révolution thatchérienne : la « mère de toutes les libéralisations »

Le 1^{er} avril 1990, le CEGB est donc démantelé : la production avec quatre producteurs (*energy business*), l'acheminement avec un transporteur haute tension et douze distributeurs moyenne

et basse tension (le *wire business*) et la commercialisation-fourniture (*retail*)¹. Un office de régulation de l'électricité (*l'Offer*) est créé avec Steve Littlechild comme directeur (« *the* » *director*). L'office est indépendant ; il régleme l'acheminement, monopole naturel, et veille au bon fonctionnement du marché.

En 1995, « *the* » *director* tenait à ses visiteurs le discours suivant : « *Le monopole verticalement intégré conduit à la surcapacité et ce sont les consommateurs qui, in fine, en assument le coût. Les systèmes verticalement intégrés sont sous la coupe d'ingénieurs qui ignorent les lois de l'économie et prétendent que l'électricité ne serait pas un bien économique comme les autres ; l'électricité devrait donc être soustraite à la concurrence. Certes, ce monopole intégré est régulé, mais le régulateur se trouve, pour ce qui est de son accès à l'information, entièrement dépendant du monopole qu'il est censé contrôler ; c'est la regulatory capture. Au marché le soin de choisir son mix énergétique. Une gouvernance centrale n'a pas la compétence pour le faire.*

1. Nous ne faisons qu'évoquer pour mémoire le système mis en place au *vesting day*, celui de l'*obligatory pool-central dispatching* qui fut abandonné en 2000 au profit de l'*energy only-self dispatch* sur lequel repose le système actuel.

Les prix de marché ont alors deux fonctions : optimiser le système à court terme (le prix s'établit au niveau du coût marginal de la centrale la plus chère pour équilibrer la demande) et, lorsqu'ils se tendent, envoyer aux investisseurs un signal comme quoi la marge du système se rétrécit, indiquant par là un besoin d'investissements en de nouvelles capacités.

Je termine mon premier mandat de 5 ans – concluait-il après s'être longuement étendu sur les autres méfaits de l'intégration verticale² – et je vais bientôt entamer mon second mandat qui se termine en 2000 ; mon successeur n'aura alors qu'à fermer la boutique. L'électron est un bien économique comme les autres et doit être traité comme tel, c'est-à-dire soumis au droit commun de la concurrence comme les barres de cuivre ou les grains de blé, cela au plus grand bénéfice des consommateurs. D'ici là, il s'agit de mettre en place une réglementation légère. Le régulateur est un mal nécessaire, mais transitoire ».

Parallèlement, le gouvernement britannique distribuait largement des plaquettes expliquant les bénéfices que les consommateurs allaient tirer de la concurrence. Comme l'expliquait savamment la *London School of Economics*, ces bénéfices se comptaient en dizaines de milliards d'euros.

Le gouvernement britannique vient, ces derniers mois, de reprendre les choses en main et – *borresco referens*³ – a pris la décision de relancer le nucléaire dans des conditions sur lesquelles nous reviendrons plus loin. Quant à l'*Office of Gas and Electricity Markets* (Ofgem) – qui couvre aujourd'hui l'électricité et le gaz –, il n'est pas près de disparaître : pratiquement pas un jour sans qu'une nouvelle annonce ne paraisse sur son site.

2. La Commission de Bruxelles et le droit de la concurrence

L'Union européenne n'a pas de compétence explicite en matière de politique énergétique. Chaque pays-membre reste maître de son mix

2. Mauvaise gestion des risques, insuffisante réactivité à l'évolution des besoins des consommateurs, passivité face à l'évolution technologique.

3. « *Je frémis rien qu'en le racontant* », Virgile, *Enéide*.

énergétique (art. 194 du traité). Mais le droit de la concurrence échappe aux États ; il est de la compétence exclusive de la Commission, sous le contrôle de la Cour de justice européenne, un des rares domaines d'activité où il en va ainsi. C'est au nom du respect de la concurrence que la Commission contrôle les aides d'État, en plus du monopole d'initiative au Conseil. Cette disposition des traités limite singulièrement la liberté d'action des pays-membres. Et, avec le droit de la concurrence, va le pouvoir d'octroyer des dérogations à ce droit⁴, notamment au profit des énergies renouvelables.

Certes, la Commission aime à dire que la concurrence n'est qu'un instrument au service des consommateurs. On sait pourtant que, dans les domaines à forte intensité capitalistique, la vente au coût marginal conduit à des prix inférieurs aux coûts moyens.

Mais le principe de la Commission reste que la concurrence apporte les meilleurs prix aux consommateurs⁵. En France, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a bien pour mandat la promotion de la « concurrence au bénéfice des consommateurs », mais il ne semble pas qu'elle ait jamais vérifié que la concurrence se fasse effectivement au bénéfice des consommateurs⁶...

Une dérogation a donc été accordée aux énergies renouvelables car il s'agissait d'une industrie naissante et qu'il était opportun de l'aider à devenir mature.

Philip Lowe, alors directeur général de l'Énergie à la Commission, reconnaissait (cf. *Annales des Mines*, janvier 2013) que le contexte avait changé : « *À une époque où les renouvelables avaient besoin d'un coup de pouce, il s'est avéré nécessaire d'accorder à l'électricité renouvelable le privilège de ne pas couvrir les coûts qu'elle engendrait pour le système électrique. Ce n'est plus admissible aujourd'hui* ».

4. On pourrait citer d'autres exemples, comme les nouveaux gazoducs pour l'accès des tiers au réseau (ATR).

5. Sans s'être interrogée sur les conditions qui doivent être remplies pour que la concurrence conduise à l'optimum (au sens de Pareto).

6. Ce qu'elle aurait pu faire avant d'ouvrir à la concurrence le marché des ménages.

Les grandes étapes de la politique de l'Union Européenne

La libéralisation des marchés de l'énergie a fait l'objet de plusieurs séries de directives et de règlements successifs, regroupés en « paquets législatifs ». Elle s'est faite sur le modèle anglais évoqué dans cet article et alors paré de toutes les vertus : la production et la commercialisation sont ouvertes à la concurrence. L'acheminement (transport et distribution) reste considéré monopole naturel et régulé comme tel.

Le 19 décembre 1996 marque le coup d'envoi du processus, avec l'adoption par le Parlement et le Conseil d'une directive établissant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité. La libéralisation devait se faire par étape, la libéralisation totale étant prévue pour le 1^{er} juillet 2007. Cette directive et celle qui suivra deux ans plus tard sur le gaz – modifiées depuis – forment ce que l'on appelle le *premier paquet énergie*.

Les mesures prises se révèlent rapidement insuffisantes : les opérateurs historiques restent en position dominante. De nouvelles directives sont alors adoptées, notamment celle exigeant la séparation entre production et transport.

Le *deuxième paquet énergie* sera adopté au sommet de Lisbonne, les 23 et 24 mars 2000. Les chefs d'État et de gouvernement y affirment leur volonté d'accélérer le processus. Les textes législatifs subséquents seront adoptés en 2003. La première directive traitant explicitement des renouvelables sera publiée en septembre 2001 et sera suivie notamment par la feuille de route 2007 pour les renouvelables.

Face aux lenteurs du processus, le Conseil des ministres de l'Énergie décide, en février 2010, que le marché unifié de l'électricité devra être en place d'ici la fin 2014.

Le paquet suivant sera un *paquet énergie-climat*. Car, entre temps, la problématique du changement climatique s'était imposée comme prioritaire au sein de l'Union. Ce paquet est adopté par le Conseil en 2009. Il fixe trois objectifs à horizon 2020 (les « 3 x 20 ») :

- 20 % d'énergies renouvelables dans le mix énergétique des pays de l'Union à l'horizon 2020 ; ces 20 % sont ensuite déclinés de façon contraignante pays par pays.
- Une augmentation de 20 % de l'efficacité énergétique.
- Une diminution de 20 % des émissions de gaz à effet de serre par rapport à 1990.

Le 24 octobre 2014, les États-membres sont parvenus à un accord pour la décennie 2020-2030 :

- Au moins 27 % d'énergies renouvelables à l'horizon 2030, mais sans déclinaison pays par pays, une novation majeure.
- Une augmentation de 30 % de l'efficacité énergétique.
- Une diminution de 40 % des émissions de gaz à effet de serre par rapport à 1990. Un objectif particulièrement ambitieux puisqu'il s'agit de faire moins 20 % en 10 ans alors que l'objectif 2020 se traduisait par moins 20 % en 30 ans et que les premiers 20 % sont plus faciles à obtenir que les suivants.

Les deux priorités de la Commission vont donc, d'une part, à la libéralisation des marchés et, de l'autre, à la diminution des émissions des gaz à effet de serre.

Le directeur général introduisait dans le vocabulaire de la Commission la notion de « coût de l'intermittence pour le système », une notion qui va bien au-delà de celle de « parité réseau ». Cette dérogation se traduit par la priorité donnée à l'insertion des énergies renouvelables sur le réseau et par l'octroi de subventions, le plus souvent avec prix garantis jusqu'à 20 ans (un *feed-in tariff*), donc hors concurrence. Deux logiques sont ainsi à l'œuvre à Bruxelles qui, avec la montée en puissance des renouvelables, divergent de plus en plus.

Revenons maintenant à la notion introduite par Lowe : celle de coût pour le système.

3. Le coût de l'intermittence pour le système

Livrons-nous à trois remarques préliminaires :

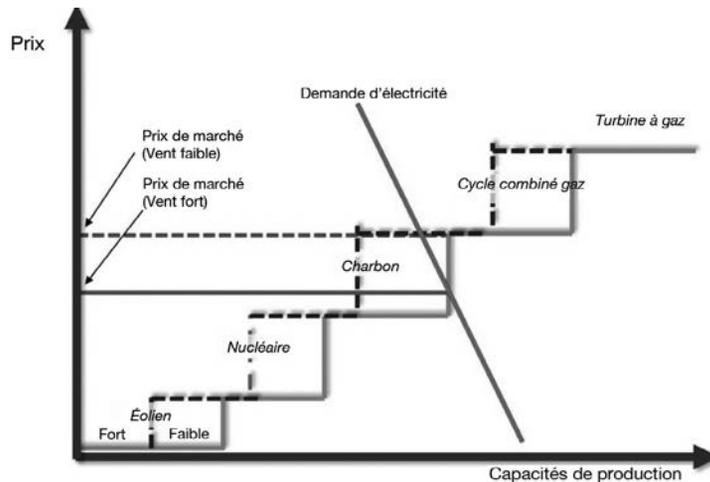
1. Dans un premier temps, l'insertion des sources intermittentes dans un réseau se fait sans difficulté particulière. Mais l'augmentation du taux d'insertion fait émerger de nouvelles et redoutables questions. Les coûts pour le système se dévoilent progressivement et sont alors plus que proportionnels au taux d'insertion.
2. Ces coûts dépendent de la structure du parc dans lequel les énergies renouvelables

Les « effets ordre de mérite » des énergies renouvelables entrées hors marché

Les productions énergies renouvelables sont injectées hors marché dans le système, ce qui diminue la demande adressée au reste du parc électrique. Ceci a deux « effets d'ordre de mérite » : d'une part, cela réduit le nombre d'heures pendant lesquelles les équipements non énergies renouvelables sont appelés par le marché horaire ; d'autre part, cela tend à faire baisser les prix par rapport à une situation sans énergies renouvelables.

Comme le montre le graphique, les énergies renouvelables poussent vers la droite la courbe (en marches d'escalier) des capacités de production, exerçant ainsi une pression à la baisse sur le marché... au point que le prix finit par renseigner sur la météo plutôt que sur les marges du système.

Les prix peuvent même devenir négatifs. Ce paradoxe s'explique par le fait que les centrales pilotables doivent tourner en permanence, même à puissance réduite, pour être prêtes à augmenter rapidement leur production afin de compenser notamment un arrêt des intermittentes. En cas d'anticipation d'une évolution ultérieure rapide à la hausse de la demande, les producteurs maintiennent couplés sur le système des moyens à puissance minimale pour ne pas avoir à supporter le coût d'un redémarrage après arrêt. La production peut alors dépasser la demande, une conjoncture de plus en plus fréquente à mesure que se développe l'intermittence et les aléas de production associés.



viennent s'insérer. Par exemple, la problématique est, pour la France, complètement différente de celle de la Norvège qui tire plus de 95 % de sa production électrique de l'hydraulique.

3. Enfin – marché européen unifié de l'électricité oblige –, un pays-membre de l'Union sera conduit à « déverser » sur les réseaux voisins sa production d'origine intermittente, dès lors que cette production dépasse sa demande interne, risquant ainsi de déstabiliser les autres réseaux. C'est aujourd'hui ce que fait l'Allemagne.

La composante européenne de la problématique est donc essentielle. Ce qui ne fait

qu'ajouter à la perplexité des investisseurs face aux besoins en investissement dans le secteur de l'énergie.

Les cinq effets pervers de l'intermittence

Les économistes les appellent les externalités négatives.

1. Déstabilisation des marchés de l'électricité. Les prix observés sur le marché cessent d'être un « signal » indiquant une évolution de la marge du système et donc un besoin en investissement⁷ (voir encadré).

7. À ce titre, voir l'article de Dominique Finon et Fabienne Salaun, *Revue de l'Énergie* n° 620, juillet-août 2014.

2. Une telle déstabilisation conduit à la détérioration de la courbe de charge des moyens de production électrique classiques (thermique à flamme et nucléaire) et, partant, de leur bilan économique. Ce qui, combiné à la répercussion du développement des gaz de roches mères aux États-Unis sur le marché mondial du charbon, pousse hors marché un nombre croissant de centrales à gaz⁸, pourtant nécessaires en absence de vent et de soleil (par exemple, lorsqu'un anticyclone s'installe durablement sur l'Europe, comme c'est souvent le cas en hiver).

On rappellera ici que la libéralisation a été décidée à un moment où le système électrique européen était en situation de surcapacité. Mais, compte tenu notamment de la fermeture de centrales anciennes qui ne satisfont pas aux nouvelles normes anti-pollution, cette surcapacité s'étiolle inéluctablement (surtout à la pointe), malgré la stagnation de la demande⁹.

3. D'où la tendance de certains États – notamment l'Allemagne – à intervenir directement pour maintenir la puissance garantie à un certain niveau de défaillance. C'est le *back up*. Et l'on voit se développer au niveau des États-membres des schémas de paiements de capacité qui risquent de conduire à une sorte de renationalisation insidieuse des politiques énergétiques.

4. Création de nouvelles contraintes pour l'ajustement en temps réel offre-demande. Certes, les gestionnaires de réseaux ont l'habitude de gérer l'équilibre offre-demande, car ils sont habitués aux fluctuations (les soirs de match, par exemple). Ici, l'intermittence introduit une dimension supplémentaire à la problématique car elle accroît considérablement la variabilité de l'offre.

Par ailleurs, la priorité européenne étant de faciliter l'insertion des sources intermittentes, les nouveaux codes réseaux élaborés au niveau européen conduisent à un élargissement

des marges de stabilité en fréquence (non sans poser quelques problèmes à certains utilisateurs) et, ainsi, à de nouvelles contraintes pour le fonctionnement des centrales nucléaires¹⁰.

5. Renforcement des réseaux, en réponse à de nouveaux besoins de transport. Non seulement les quantités à transporter augmentent du fait des intermittentes, mais la localisation optimale de ces sources se situe généralement loin des zones de consommation.

Cette logique a bien sûr un coût difficile aujourd'hui à quantifier dans sa totalité. Il va très au-delà du coût direct (portion de la contribution au service public de l'électricité¹¹ consacrée au soutien des renouvelables). Ni la CRE dont la mission consiste à « promouvoir la concurrence au bénéfice des consommateurs » (elle a, semble-t-il, oublié la deuxième partie de la phrase), ni le réseau de transport de l'énergie (RTE), dont la mission est technique, ne procèdent à une telle analyse.

Regardons ce qui se passe chez nos voisins allemands. Ceux-ci se sont engagés dès le début des années 2000 dans un tournant énergétique très ambitieux – l'*Energiewende* –, accéléré après Fukushima : abandon total du nucléaire d'ici à 2022 et promotion des énergies renouvelables. Une comparaison poste par poste des coûts du système électrique entre la France et l'Allemagne serait certes souhaitable, mais il n'est pas sûr qu'elle soit possible du fait des grandes disparités entre les systèmes électriques : très centralisé en France, très décentralisé en Allemagne. De plus, la structure des parcs est tellement différente de part et d'autre du Rhin qu'il est peu probable qu'une stratégie optimale d'intégration des énergies renouvelables soit la même en France et en Allemagne. Les chiffres globaux parlent d'eux-mêmes et fournissent un ordre de grandeur.

10. La priorité donnée aux sources intermittentes a conduit ENTSO-E (association européenne des transporteurs d'électricité) à élargir les marges de fréquence des réseaux ; les opérateurs de centrales nucléaires doivent ainsi adapter à leurs frais leurs machines tournantes très sensibles aux variations de fréquence.

11. Le montant total mis à la charge des consommateurs est plafonné par le gouvernement, la différence figurant dans les comptes de EDF dans un poste « créance ». Les renouvelables bénéficient également, à des titres divers d'avantages, tels prêts à taux zéro, garanties, etc. qui sont autant d'aides d'État.

8. E.ON vient d'annoncer la fermeture anticipée de la centrale nucléaire de Grafenrheinfeld (REP1345 MW) en Bavière. EnBW fait de même pour certaines de ses centrales thermiques.

9. Due, dans des proportions difficiles à évaluer, à la conjoncture économique et à l'efficacité énergétique.

4. La politique allemande et son impact européen

« À la longue, il y aura tellement de bénéficiaires de la politique en matière d'énergie éolienne qu'il deviendra impossible de trouver une majorité pour y mettre une borne »

(Angela Merkel, chef de la CDU et pas encore chancelière, à Cologne le 29 octobre 2004)

Un détour par la politique allemande est indispensable, le pays faisant figure de pionnier en matière de promotion des énergies renouvelables. Quelques chiffres pour commencer (source VGB, novembre 2014) :

- En 2013, 23,4 % de la production d'électricité étaient d'origine renouvelable, soit 6,8 % pour la biomasse, 0,8 % pour les ordures ménagères, 3,4 % pour l'hydraulique, 4,5 % pour le photovoltaïque et 7,9 % pour l'éolien. Ce qui représente 12,4 % pour les renouvelables intermittentes.
- En 2025, les renouvelables devraient – objectif acté dans l'accord de gouvernement CDU-SPD d'octobre 2013 – atteindre 40-45 %. Le potentiel de croissance des renouvelables pilotables étant fort limité, l'objectif pour les renouvelables intermittentes est voisin de 30 %, soit plus du double.
- En mars 2014, la puissance installée allemande était de 183 GW pour une production de 600 TWh. Les 72 GW de photovoltaïque et d'éolien (soit 40 % du parc) avaient généré 14 % de la production totale.

La puissance installée peut également être comparée à une demande de pointe de 80 GW alors qu'en France les 128 GW de puissance installée ont pu produire jusqu'à 100 GW. Passons en revue la situation en France :

- En 2013, 18,5 % de la production d'électricité (102 TWh pour une production totale de 550 TWh) était d'origine renouvelable, soit 13,7 % pour l'hydraulique (une bonne année) et près de 4 % pour l'électricité provenant de sources intermittentes.
- Pour 2025, les objectifs devraient être précisés dans la Programmation pluriannuelle de l'énergie issue de la Loi sur la transition énergétique, attendue pour fin 2015. Si l'on prend au sérieux l'objectif de 50 % de nucléaire en

2025, le scénario D du bilan prévisionnel 2014 de RTE montre que la part de l'éolien et du solaire dans le mix électrique serait de l'ordre de 20 % en 2030 ; ce qui, en supposant la linéarité de la progression vers cette échéance, correspond à 15 % en 2025 ; soit une proportion supérieure à celle de l'Allemagne aujourd'hui.

Il faut donc s'attendre à une croissance rapide de la proportion des énergies renouvelables dans le mix électrique de la France et de l'Allemagne. La situation ne devrait pas être sensiblement différente dans les autres pays de la « plaque électrique continentale »¹², ceci alors que l'Allemagne connaît déjà de grandes difficultés pour accommoder 12,4 % de d'énergies renouvelables dans son réseau.

Des prix de l'électricité (très) élevés, de fortes émissions de CO₂...

Les prix allemands de l'électricité sont très supérieurs aux prix européens¹³, les plus élevés d'Europe à l'exception du Danemark, champion du continent pour les émissions de CO₂ et le développement de l'éolien.

Le rapport de monitoring publié par le gouvernement fédéral en novembre 2012 fait état d'un prix pour les ménages (TTC) de 25,30 cts/kWh en Allemagne et de 14,03 cts/kWh en France. En 2014, ce prix est passé à 29,13 cts/kWh (source : BDEW). Nombreux sont les agriculteurs qui, avec quelques éoliennes au milieu de leurs champs et du solaire sur le toit, finissent par gagner plus qu'avec leur activité...

Les industriels sont largement exemptés du paiement de l'EEG-Umlage (qui, *mutatis mutandis*, correspond à la CSPE électrique). Les électro-intensifs bénéficient d'un accès privilégié aux réseaux THT : ainsi, ils achètent leur électricité à un prix inférieur au prix français.

On peut donc dire que l'essentiel du financement des renouvelables est à la charge des particuliers non producteurs : ce sont les « non-privilégiés ». En 2014, ceux-ci auront acquitté au

12. À l'exception de l'Espagne.

13. La facture d'électricité du ménage allemand est certes légèrement inférieure à celle de son homologue français. Mais une telle comparaison n'est pas pertinente : il faudrait comparer la consommation totale d'énergie, c'est-à-dire électricité + gaz.

Rappel historique 1998-2013

1998 : la coalition qui rassemble les Verts et le SPD de G. Schröder décide l'abandon du nucléaire (*Atomusstieg*) et adopte la loi sur les énergies renouvelables : EEG (*Erneuerbare Energien Gesetz*).

2009 : A Merkel, arrivée aux affaires à la tête d'une coalition CDU/CSU/FDP est plutôt favorable au nucléaire. Elle promet de revoir la loi de sortie du nucléaire avec un allongement de la durée de vie des centrales au-delà de 2021.

2011 : le 14 mars, soit trois jours après Fukushima, la chancelière annonce l'arrêt immédiat des huit réacteurs les plus anciens. Le ministre de l'Environnement annonce que les neuf autres seront fermés d'ici à 2022.

L'*EnergieWende* est relancé et, dès l'été 2011, sont adoptées des lois en ce sens (le *Gesetzpaket*). Des objectifs très ambitieux sont définis pour 2050, outre la fermeture immédiate des huit centrales les plus anciennes (8,4 GW) et celle des neuf autres (12 GW) d'ici 2022 :

- Part des énergies renouvelables dans la production d'énergie primaire : 60 %.
- Part des énergies renouvelables dans la production d'électricité : 80 %.
- Diminution de la consommation d'électricité de 25 % par rapport à 2008.
- Diminution de la consommation d'énergie primaire de 50 % par rapport à 2008, soit une augmentation de la productivité énergétique de 2,1 % par an.
- Diminution des émissions de gaz à effet de serre de 80 à 95 % par rapport à 1990.

2013 : la nouvelle coalition CDU-SPD décide d'amender les modalités du tournant. Rien de très différent dans le contexte de cet article. Le gouvernement CDU-SPD se propose de mieux contrôler le coût du système, mais le développement des énergies renouvelables ne devrait pas s'en trouver substantiellement freiné, si ce n'est pour la biomasse. Ce tournant repose sur un double pari :

- Pari sur l'arrivée à maturité de technologies encore aujourd'hui au stade du laboratoire ou de l'atelier pilote. Parmi celles-ci, la capture et séquestration du CO₂ (CSC) et le stockage de l'électricité* à grande échelle et à un coût raisonnable. Pour l'instant, il paraît peu probable que ces deux technologies soient prêtes pour 2030 malgré un important programme de recherche, notamment sur l'économie de l'hydrogène. Au-delà, *never say never!*
- Pari sur l'acceptabilité par les populations des nouvelles installations, notamment en stockage de gaz carbonique et en construction de lignes de transport THT (très haute tension) nécessaires pour l'acheminement vers les zones de grande consommation (principalement le sud) du courant produit par les éoliennes en majorité installées dans le nord.

* Le stockage de l'électricité est strictement impossible. Ce qui se stocke, c'est de l'énergie chimique (batteries) ou mécanique (volants d'inertie), le gaz (P₂G : H₂, CH₄) produit à partir d'électricité, etc.

titre de l'*Umlage* quelque 63 €/MWh, soit une fois et demi le prix du marché.

Autre enseignement majeur : les émissions de gaz à effet de serre par le secteur électrique sont de nouveau parties à la hausse. L'Allemagne émet 9,32 t/an de CO₂ tandis que la France n'en émet que 5,52, pour une consommation par habitant voisine en énergie primaire.

Les vieilles centrales à charbon aux rendements médiocres sont progressivement mises au rebut au profit de tranches au charbon ou au lignite que l'on raccorde aujourd'hui au réseau. Les nouvelles unités sont conçues pour pouvoir être équipées de système d'extraction du CO₂, mais la technologie d'enfouissement du CO₂ est

loin d'être au point (directive sur la sûreté, acceptabilité par le public, etc.).

L'envol de la production de gaz de roches mères aux États-Unis rend disponible pour l'exportation d'importantes quantités de charbon, ce qui conduit à une baisse des prix sur le marché mondial. Par conséquent, l'électricité produite en Europe avec du charbon est moins chère que celle produite avec du gaz, le charbon restant donc le combustible privilégié en Allemagne.

La consommation de charbon a augmenté de 9 % en 2012 et celle de lignite de 7% (source : Fraunhofer). Comme la production totale d'électricité est restée pratiquement inchangée, ces

chiffres expliquent bien la hausse des émissions de gaz carbonique.

Enfin, l'application de la politique énergétique conduit en Allemagne à un besoin considérable de construction de nouvelles lignes de transport.

La contribution des consommateurs allemands aux coûts de réseaux est déjà très supérieure à celle des consommateurs français : 74 €/MWh en Allemagne contre 41 €/MWh en France (*Annales des Mines* n° 69, janvier 2013).

Le besoin en nouvelles lignes (THT et distribution locale) reste important pour deux raisons :

- Les sources d'intermittentes éoliennes sont localisées principalement au nord alors que les besoins sont surtout au sud.
- De par son caractère, l'intermittence conduit à une augmentation des flux en fonction du vent et du soleil.

Le caractère fatal des énergies éoliennes et solaires a plusieurs conséquences, chacune avec un coût :

- *Un marché de l'électricité complètement désorganisé* : voir les « effets pervers », plus haut. Il peut également arriver que la production d'éolien dans le nord du pays dépasse la capacité du réseau de transport. Les producteurs reçoivent alors une compensation : ils sont rémunérés pour ne pas produire.
- *Un besoin de construction de centrales thermiques à flamme* pour pallier les conséquences de l'indisponibilité des énergies renouvelables.
- *Des exigences accrues quant à la flexibilité des moyens dispatchables*. La prévision météorologique a fait d'immenses progrès, mais il reste encore beaucoup à faire, surtout pour l'éolien. Ainsi, le scénario le plus probable est que, à échéance 2020, le système devra être à même de compenser un brutal effondrement de 50 GW d'éolien.

En février 2013, Peter Altmaier, alors ministre en charge de l'Environnement et de l'Énergie au sein du gouvernement fédéral, publiait un article intitulé « Garantir le succès du tournant – maîtriser les coûts ». L'erreur de départ, explique le ministre, fut d'avoir encouragé le développement des énergies renouvelables sans avoir en même temps fixé une limite supérieure concernant les dépenses à engager. Un message

qui fait écho à l'avertissement de Angela Merkel, cité en exergue de cette partie, et sonne comme un avertissement à ceux qui seraient tentés de suivre la voie allemande.

L'Allemagne comme modèle à suivre ?

En septembre 2011, à l'occasion de l'université d'été du PS, François Hollande expliquait ainsi sa proposition – entérinée par la Loi sur la transition énergétique dans sa version votée en première lecture par l'Assemblée nationale – de faire passer le pourcentage du nucléaire dans le mix énergétique français de 75 à 50 % : « *Les Allemands vont se priver en onze ans de 20 GW de nucléaire ; il n'y a pas de raison que nous n'arrivions pas à faire de même entre 2012 et 2025* ». Mais aujourd'hui les Allemands commencent à trouver que le tournant coûte cher, on a vu plus haut pourquoi, même si l'Allemagne a des moyens que la France n'a pas : elle dispose notamment de ressources significatives en charbon et considérables en lignites. Le nouveau ministre de l'Énergie, Sigmar Gabriel, va jusqu'à noter « l'état hallucinant » de l'*Energiewende*.

Le développement des intermittentes se traduit, comme on l'a vu, par des flux considérables et aléatoires d'électricité donc par un besoin très important de développement des réseaux. Ainsi, en 2020, la capacité des intermittentes installées en Allemagne sera vraisemblablement supérieure à 90 GW. La demande minimale en Allemagne est de l'ordre de 30 GW. C'est donc à des déversements considérables d'électricité fatale en provenance d'Allemagne que les pays voisins doivent se préparer. Certains envisagent d'ailleurs d'installer des transformateurs-déphaseurs le long de leurs frontières avec l'Allemagne (Tchèques, Polonais, Belges).

L'objectif de la création d'un marché unifié de l'électricité à l'horizon 2014 implique le développement des interconnexions et, pour les pays limitrophes, l'adaptation de leurs réseaux afin d'accueillir l'électricité fatale en provenance d'Allemagne. Même chose pour l'investissement en centrales thermiques à flamme, en particulier de pointe : elles seraient nécessaires pour pallier les conséquences de l'intermittence, mais aussi car la surcapacité de production qui prévalait lors de l'introduction de la libéralisation des marchés diminue. Eurelectric (association des producteurs européens d'électricité) avertissait

récemment les politiques : les investissements tardent ; les politiques se comportent comme si « *l'intendance va suivre* ». Or, pour l'instant, « *l'intendance ne suit pas* ».

5. Bruxelles, les aides de l'État et les énergies renouvelables

La priorité de la Commission va à la libéralisation des marchés de l'électricité, à la promotion des renouvelables et à la lutte contre le changement climatique. Elle cherche également à coordonner les aides d'État, notamment celles dont bénéficient les énergies renouvelables. À ce titre, la Commission publiait en juin 2014 des lignes directrices qui précisent la façon dont elle contrôlera les aides d'État¹⁴. L'application de ces lignes directrices devrait conduire à l'abandon progressif des tarifs d'achat garantis (TAG ou *feed-in tariffs*) et leur remplacement par des mécanismes fondés sur le marché. Les TAG pourraient être maintenus pour les petites installations. Au delà d'un certain seuil, les renouvelables seront rémunérées suivant une formule de type « marché plus prime » puis, au delà d'un deuxième seuil, l'appel d'offres sera la règle.

L'explosion des sources intermittentes

La conséquence mécanique de l'explosion des énergies renouvelables est que les prix de marché ne remplissent plus leur rôle, qui est de donner aux investisseurs des signaux quant aux marges du système.

Aujourd'hui, les prix de marché sont le plus souvent inférieurs à 40 €/MWh, ce qui est notoirement inférieur aux coûts marginaux de développement à long terme. Stagnation de la demande aidant, les opérateurs ferment les centrales classiques devenues non rentables. Les dix plus grands électriciens européens ont annoncé la fermeture de 38 GW et plus de 113 GW de centrales thermiques en fonctionnement dans l'Union seraient menacées de fermeture d'ici les trois prochaines années. Des voix de plus en plus nombreuses se font entendre pour

évoquer l'éventualité d'un manque de capacité à échéance 2015-2016.

Le rôle de l'Allemagne est ici essentiel. Elle n'avait pas à consulter ses voisins, pas plus que la France n'avait à le faire quand elle a décidé de sa politique nucléaire. On sait que le gouvernement allemand cherche à corriger le tir, mais il se trouve confronté à un lobby des renouvelables dont la vigueur est à la mesure des 23 Mds d'euros de subventions directes que ses acteurs ont reçu en 2013. Plusieurs pays mettent au point les « paiements de capacité », une dérogation à la dérogation qui risque de conduire à une renationalisation rampante des politiques de l'énergie.

Les sommes à investir dans les réseaux font l'objet de plusieurs estimations : 170 milliards € d'ici à 2030 pour ENTSO-E ; 1 000 milliards € d'ici à 2050 pour la Commission (Roadmap 2050) ; entre 1 500 et 2 050 milliards € d'ici à 2050 pour Eurelectric (cité par *France Stratégie* dans « La crise du système électrique européen » en janvier 2014).

Le marché du carbone

L'idée de départ est qu'un prix du CO₂ élevé et prévisible devait conduire naturellement à la substitution de technologies carbonées par des technologies décarbonées. En ajoutant que les subventions initiales aux énergies renouvelables pourraient être supprimées dès que le prix du CO₂ serait suffisant pour rendre les énergies renouvelables rentables sans subvention. L'instrument choisi pour atteindre l'objectif fut le marché (*Emission Trading Scheme*).

Or l'introduction des capacités d'énergies renouvelables subventionnées, les économies d'énergie et la situation économique dégradée conduisent à une diminution des émissions de CO₂ en Europe dépassant les attentes. Ce résultat, apparemment satisfaisant au regard de notre contribution à l'effet de serre, a desserré la contrainte des quotas d'émission et a déprimé le marché du CO₂ avec un prix de l'ordre de 7 € la tonne de carbone au lieu des 40-50 € généralement considérés comme nécessaires pour dissuader l'usage de techniques émettrices de CO₂.

Afin de réduire la quantité de droits d'émission de CO₂, la Commission a d'abord obtenu le gel d'un certain nombre d'entre eux et envisage maintenant d'accélérer le taux de diminution

14. Le lecteur pourra se référer au livre vert du 27 mars 2013, « *Un cadre pour les politiques en matière de climat et d'énergie à l'horizon 2030* » (COM, 2013, 169), qui offre une bonne synthèse des idées de la Commission.

annuel des droits mis à disposition de -1,7 %/an pour la période 2013-2020, puis de -2,2 %/an pour la période 2021-2030.

Une solution alternative serait d'instaurer une taxe carbone au niveau de l'Union, mais une telle disposition implique une décision à l'unanimité et donc un temps important avant d'être adoptée (la Pologne est contre et la position de l'Allemagne n'est pas claire).

L'approbation par la Commission du dossier Hinkley Point

Le 8 octobre 2014, la Commission européenne approuvait le dossier de construction de deux EPR à Hinkley Point, dossier qui lui avait été soumis un an auparavant par le Royaume-Uni après avoir fait l'objet d'une large consultation dans le pays. Le gouvernement anglais garantit au futur opérateur (EDF) un prix de 92,5 £/MWh. Au cas où le prix de marché dépasserait ce *strike price*, le bénéfice serait partagé entre les consommateurs et l'opérateur.

De la part de la Commission, c'est reconnaître implicitement que, laissé à lui-même, le marché n'est pas adapté au financement d'investissements lourds (14 milliards de £) et qu'une intervention directe de l'État est indispensable pour assurer la sécurité des approvisionnements à long terme. Ce dossier montre également comment la Commission peut être conduite à s'immiscer dans le choix du mix électrique d'un État-membre.

Les mécanismes de capacité

Plusieurs pays-membres, dont la France, sont en train de développer de tels mécanismes, mais les objectifs divergent déjà. Les Français mettent l'accent sur la capacité à la pointe¹⁵ ; ce mécanisme comprend un marché secondaire et s'adresse à l'ensemble des producteurs. De leur côté, les Allemands privilégient la capacité immédiatement disponible¹⁶ pour pallier aux

15. Les fournisseurs devront disposer de capacités suffisantes pour satisfaire leur portefeuille de clients. La loi a été adoptée et les décrets sont attendus pour une mise en œuvre pendant l'hiver 2016-2017.

16. Ou sous cocon. En France, le mécanisme de la PPE évoqué plus haut conduit à attribuer 40 millions €/an de subvention aux propriétaires de la (future) centrale de Landivisiau censée sécuriser la Bretagne. Plus récemment, Sigmar Gabriel s'adressait directement au Premier ministre

conséquences d'un brutal effacement de la production intermittente. Ils s'adressent principalement aux capacités menacées de fermeture. Ce n'est pas la même chose et d'aucuns y voient la menace d'une certaine renationalisation des politiques. Après avoir été dans le déni pendant longtemps, la Commission essaie d'y mettre bon ordre, mais elle arrive bien tard...

Le livre vert allemand pour la transition

Ce livre vert ouvre une consultation qui sera close en mars 2015 ; il sera suivi d'un livre blanc, également soumis à consultation et qui débouchera sur un projet de loi. Le ministre de l'économie ouvre un débat sur la nouvelle architecture de marché à mettre en place pour accompagner l'*Energiewende*. Laissons-lui la responsabilité de son diagnostic : « *Les capacités actuelles garantissent la sécurité d'approvisionnement pour les prochaines années. La faiblesse des prix de marché traduit le fait qu'il existe une surcapacité considérable. La fermeture de nombreux réacteurs, l'annonce de la fermeture de beaucoup d'autres montrent que le marché envoie les bons signaux. Cette surcapacité doit être éliminée* ».

Le débat proposé par le ministre se structure autour de deux options :

- *Capacity payments* (trois variantes possibles).
- *Electricity market 2.0*.

Les inconvénients de la première option sont largement développés : ce sont des aides d'État, donc soumises à l'autorisation de la Commission. C'est compliqué, cela coûtera cher et cela conduit à une recentralisation du système, ce qui n'est pas efficient sur le plan économique, etc. La deuxième option n'introduit pas de nouveauté significative : il faut laisser le marché fonctionner sans entrave, c'est-à-dire sans plafonnement des prix, ce qui permet le financement des équipements de pointe sans conduire à une augmentation sensible des factures. Il faut aussi faire confiance à l'efficacité de ces mécanismes que sont la puissance de secours et la

suédois pour lui demander de faire pression sur Vattenfall afin que cet opérateur renonce à son projet d'annuler le développement de deux mines de lignite situées en Lusace qui mettrait en péril la sécurité d'approvisionnement du pays.

gestion de la demande qui peuvent être développés rapidement et à un coût modéré avec, en toile de fond, les progrès attendus en matière d'efficacité énergétique.

Le ministre donne l'impression qu'il a déjà choisi et en appelle, par ailleurs, à une *Energiawende* européenne. Cette consultation est ouverte aux partenaires européens, parmi lesquels la France. Les Allemands cherchent ainsi à préempter le débat en en définissant les termes.

6. Conclusion

Face à cette situation, la Commission de Bruxelles publie communication sur communication pour constater que beaucoup reste à faire avant que la concurrence sur la plaque de cuivre continentale – image renvoyant à celle d'un réseau sur lequel les électrons peuvent se déplacer sans contrainte – ne devienne réalité. Elle prône la poursuite du développement des interconnexions, reconnaît que le succès de la politique européenne repose sur l'arrivée à maturité de technologies comme celle de la capture et de la séquestration du carbone, dont elle constate pourtant qu'elle est loin d'être mature.

Nous pouvons dresser un bref état critique des lieux :

- La faiblesse du signal-prix qui émane de l'ETS (*Emission Trading System* – marché du carbone) alors qu'une augmentation substantielle du prix du carbone serait nécessaire pour dissuader d'un recours au charbon.
- La lenteur des progrès de développement des technologies CSC.
- La reconnaissance par la Commission que le marché n'est pas adapté au financement des investissements lourds.
- La confiance affichée par le ministre allemand, Sigmar Gabriel, dans le marché, la situation actuelle de surcapacité devant se résorber progressivement (fermeture des vieilles centrales, fermeture de centrales à gaz, etc.) par le jeu du marché.
- La poursuite des programmes de développement des énergies renouvelables (à quelques exceptions près, comme l'Espagne) qui ne peut que conduire à accroître la pression à la baisse sur les prix. Mais abandon d'un

objectif par pays pour la part des renouvelables dans le mix énergétique.

L'association des gestionnaires européens de réseaux de transport d'électricité (ENTSO-E dans sa version 2014 du *Ten-Year Development Plan*) estime qu'il est possible d'intégrer d'ici à 2030 jusqu'à 60 % de renouvelables dans le réseau. Pour l'ENTSO-E, un *Energiawende* européen est donc envisageable.

Aussi ne faut-il pas être surpris si, de l'avis de nombreux observateurs du paysage électrique, la politique européenne de l'énergie est devenue peu lisible. Fin octobre 2014, le nouveau président de la Commission, Jean-Claude Juncker, envoyait aux commissaires une feuille de route concernant la politique de l'énergie en introduisant un nouveau concept : celui d'*Energy Union*.

Dans ce document, sont identifiées les principales tâches (au nombre de 22) à accomplir d'ici la fin de la mandature. Chaque tâche est confiée à un groupe de 3 à 5 commissaires concernés à un titre ou à un autre par la problématique énergie-environnement. Logiquement, la coordination entre ces groupes – notamment entre DG Concurrence et DG Énergie – devrait se traduire par une centralisation de la politique énergétique de la Commission sous l'égide du vice-président Sefcovic.

À part une expression inédite, rien de très nouveau sur le fond, si ce n'est que Jean-Claude Juncker ne traite que des renouvelables alors que, dans de précédentes communications, les services de la Commission avaient fini par admettre que l'objectif de la politique de l'Union était de favoriser les énergies décarbonées, mettant ainsi sur le même plan énergies renouvelables et nucléaire.

Les nouveaux objectifs 2030 représentent certes un progrès sensible par rapport aux errements anciens, mais il reste encore beaucoup à faire pour donner corps à une politique de l'énergie plus lisible. Parmi les sujets importants, celui de la légitimation des contrats à long terme avec une garantie de l'État.

Comme on l'a vu plus haut, la Commission a fait un premier pas. Souhaitons donc à la nouvelle gouvernance de trouver une solution efficace aux questions posées après 25 ans d'expérimentations coûteuses de libéralisation du marché. ■