

La transition électrique, entre marchés et objectifs politiques

Par Jacques PERCEBOIS

Professeur émérite à l'Université de Montpellier (UMR CNRS Art-Dev), coresponsable du pôle « Transitions énergétiques » à la Chaire « Économie du climat » (Université Paris Dauphine)

La libéralisation du secteur de l'électricité s'est, en Europe, accompagnée du recours à des dispositifs réglementaires visant à promouvoir la pénétration des énergies renouvelables, comme le solaire ou l'éolien. L'existence de monopoles naturels que sont les réseaux et le maintien de missions d'intérêt général obligent les pouvoirs publics à accepter de nombreuses exceptions au principe de la libre concurrence, et cela a pu parfois conduire à des effets pervers. Le marché seul ne peut pas orienter les choix énergétiques de long terme, mais il constitue un bon aiguillon à l'innovation et à l'efficacité.

Introduction

L'électricité n'est pas une marchandise comme les autres, non seulement pour des raisons techniques liées à sa fourniture, mais aussi parce que c'est un service public dont la défaillance est socialement coûteuse. Un *black-out* sur le réseau engendre des pertes économiques et financières considérables. L'électricité est commercialisée à travers un réseau, et les lois physiques de Kirchhoff imposent, que pertes en ligne prises en compte, la quantité soutirée du réseau soit, en temps réel, égale à la quantité injectée sur ce réseau. C'est un produit stratégique qui oblige les pouvoirs publics à intervenir pour garantir la sécurité d'approvisionnement à tous les stades de la chaîne électrique : la production, le transport, la distribution comme la fourniture.

Historiquement, ce sont souvent des monopoles publics ou des entreprises privées concessionnaires de service public qui, en Europe comme ailleurs, assuraient cette activité. Mais le processus de libéralisation des activités de réseaux, impulsé depuis 1996 (date de la première directive « Électricité ») par la Commission européenne, oblige depuis lors les États à ouvrir à la concurrence ce qui peut l'être, à savoir la production et la fourniture de l'électricité. Le transport et la distribution, qui constituent des « monopoles naturels », demeurent gérés par des monopoles nationaux ou locaux, privés ou publics, mais ils sont soumis aux règles dites de l'« accès des tiers aux réseaux » (ATR), qui permettent à chaque fournisseur d'utiliser ces « infrastructures essentielles » moyennant le paiement de péages fixés par une commission de régulation indépendante (en France, la CRE), sur la base de critères objectifs, transparents et surtout non discriminatoires. Il existe un marché de gros facultatif sur lequel, en amont de la chaîne, producteurs et fournisseurs échangent de l'électricité et,

en aval de la chaîne, clients et fournisseurs peuvent passer des contrats dits « en offre de marché » (OM). Cela n'exclut pas, en France mais aussi dans quelques autres pays, le maintien de tarifs réglementés de vente (TRV) fixés par les pouvoirs publics et réservés aujourd'hui aux seuls ménages qui le souhaitent.

La « vague du marché » des années 1990 a, en Europe, peu à peu cédé le pas à la « vague verte » depuis le début des années 2010, et la lutte contre le réchauffement climatique devient aujourd'hui la priorité des pouvoirs publics, en France comme dans le reste de l'Union européenne (HANSEN et PERCEBOIS, 2017). Cette préoccupation a du coup quelque peu perturbé les mécanismes du marché, puisqu'elle requiert une intervention croissante des pouvoirs publics qui imposent des contraintes environnementales de plus en plus exigeantes. La « transition électrique » vers une croissance verte laisse un rôle au marché, en particulier comme indicateur de performance des choix retenus, mais ce sont les choix publics qui déterminent encore largement l'architecture à long terme de cette industrie.

Des choix publics déterminants

La tendance est d'aller vers une électricité de plus en plus « décarbonée, décentralisée et digitalisée ». Mais il faut tenir compte des inerties à tous les niveaux du système électrique, qui expliquent que les évolutions soient lentes. La structure actuelle et prévisible du mix électrique français est largement le produit des choix faits par l'État en faveur du nucléaire au moment des chocs pétroliers, pour des raisons d'indépendance énergétique et pas du tout pour des motifs environnementaux. La loi de 2015 et les débats récents sur la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) ont prévu que la part du nucléaire dans

Photo © Philippe Chérel/PHOTOPQR/QUEST FRANCE/MAXPPP



La salle de contrôle de la centrale nucléaire EPR de Flamanville (dans la Manche).

« De nouveaux réacteurs dits de 3^{ème} génération (l'EPR de Flamanville, par exemple) devraient remplacer certains réacteurs de 2^{ème} génération, mais à terme le "nouveau nucléaire" pourrait s'appuyer aussi bien sur les surgénérateurs de la Génération IV (projet Astrid) que sur des petits réacteurs à sûreté passive (les SMR, pour *Small Modular Reactors*). »

la production d'électricité, qui oscille actuellement entre 72 et 75 %, devait être réduite à 50 % à l'horizon 2035. Mais certains contestent ce choix, considérant qu'il est discutable d'arrêter de façon prématurée des réacteurs qui peuvent encore fonctionner (CAS, 2012). De nouveaux réacteurs dits de 3^{ème} génération (l'EPR de Flamanville, par exemple) devraient remplacer certains réacteurs de 2^{ème} génération, mais à terme le « nouveau nucléaire » pourrait s'appuyer aussi bien sur les surgénérateurs de la Génération IV (projet Astrid) que sur des petits réacteurs à sûreté passive (les SMR, pour *Small Modular Reactors*).

Un État régalien, régulateur et actionnaire

L'État intervient encore fortement dans le secteur de l'électricité. Il le fait sous trois « casquettes » différentes : en tant qu'actionnaire, il détient 83 % du capital d'EDF. En tant que régulateur, il fixe les tarifs d'accès aux réseaux par l'intermédiaire de la Commission de régulation de l'électricité (CRE). En tant qu'autorité régaliennne, il oriente la structure des investissements de production au travers du vote des lois au Parlement, fixe la réglementation des installations énergétiques et le niveau des taxes assises sur les consommations d'énergie, l'électricité comme le gaz ou les produits pétroliers.

La part des énergies renouvelables qui est aujourd'hui de 18 % du mix électrique français (dont 12 % d'hydraulique) devrait atteindre au moins les 40 % à l'horizon 2030, ce qui est un objectif ambitieux. C'est le solaire, l'éolien et la biomasse qui devraient progresser le plus. La part des énergies fossiles (gaz naturel, charbon et (plus faiblement) fioul), qui représente 7 à 8 % de la production d'électricité, devrait se stabiliser autour de 6-7 % ; mais les centrales à charbon étant appelées à être fermées, ce sont les centrales à gaz à cycles combinés qui prendront le relais pour faire face à l'intermittence de l'éolien comme du solaire aux heures de pointe. Les progrès attendus au niveau du stockage de l'électricité, grâce à des batteries plus performantes et à du *power-to-gas* bénéficiant de meilleurs rendements, devraient faciliter la pénétration des renouvelables. Les collectivités locales, communes et régions, manifestent elles aussi leur volonté d'infléchir le mix électrique en favorisant, par des mesures incitatives, la pénétration des renouvelables disponibles localement ; mais leur capacité d'action est contrainte par les choix nationaux. Certaines régions considèrent que les choix énergétiques sont globalement de leur compétence, et pas seulement au niveau de l'efficacité énergétique des

bâtiments ou de la politique des transports régionaux et urbains. Elles entendent pouvoir favoriser le développement de telle ou telle source d'énergie, voire acquérir à terme leur « indépendance énergétique ». C'est le cas de la région Occitanie qui souhaite devenir la première région française « à énergie positive ». Mais une politique nationale ne se réduit pas à la somme de politiques locales, et toute l'histoire de l'électricité montre que les interconnexions sont profitables à tous, surtout si l'on veut profiter du « foisonnement » des usages. Il faut une vision cohérente des choix et celle-ci ne se conçoit qu'à l'échelle nationale.

L'État souhaite que la consommation d'énergie finale (toutes énergies confondues) diminue de 50 % à l'horizon 2050, ce qui est un objectif très ambitieux et probablement irréaliste au regard des nouveaux besoins électriques liés aux objets connectés et à la mobilité électrique. Il faudra pour cela accroître très fortement l'efficacité énergétique dans le secteur du bâtiment et dans celui des transports. C'est aussi le moyen de réduire sensiblement les émissions de gaz à effet de serre, celles de CO₂ en particulier. Mais il faut que ces ambitions soient ratifiées par les utilisateurs et rien ne garantit que le changement des comportements suivra. L'incertitude sur l'évolution de la demande d'électricité oblige à la prudence, car, en fonction des scénarii, cette demande est appelée à croître ou à décroître fortement. On peut d'ailleurs envisager un scénario faisant coexister réduction de la consommation d'énergie finale et augmentation de la consommation d'électricité. Il faut probablement s'attendre à une électrification croissante des usages, dans l'habitat comme dans les transports.

Pour orienter les choix, l'État dispose de plusieurs instruments qu'il utilise simultanément : la réglementation (normes d'isolation ou normes d'émissions de polluants, par exemple), des aides à la recherche-développement, mais surtout la fiscalité. C'est le cas pour, d'un côté, pénaliser les énergies fossiles qui émettent du carbone et, de l'autre, faciliter la pénétration des renouvelables. Le mécanisme des prix d'achat garantis (*feed-in tariffs*) (PERCEBOIS, 2016) a permis aux énergies renouvelables, dont la compétitivité n'était pas encore assurée, de se développer, puisqu'elles sont considérées comme prioritaires et bénéficient à ce titre d'un prix d'achat rémunérateur sur une longue période (10 à 15 ans) ; le différentiel entre ce prix garanti et le prix de l'électricité observé sur le marché de gros est financé par une taxe supportée par les consommateurs, la CSPE (contribution au service public de l'électricité). Mais la hausse continue de son montant conduit à ce que le poids des taxes représente aujourd'hui 34 % du prix TTC du kWh payé par un ménage (Cour des Comptes, 2018), le reste étant lié aux coûts de production (36 %) et au coût d'acheminement sur les réseaux (30 %). L'expérience a montré que la promotion « à guichet ouvert » des renouvelables a, en l'absence d'une régulation des volumes injectés, contribué à provoquer un peu partout en Europe des effets pervers, en particulier une baisse excessive des prix de gros (qui sont parfois négatifs), lesquels ont engendré des « coûts échoués » pour les

opérateurs de centrales conventionnelles (PERCEBOIS et POMMERET, 2018). Le consommateur final n'en bénéficie pas nécessairement, puisque cette baisse des prix de gros est compensée par une augmentation des taxes.

Une fiscalité au service des renouvelables

Les pouvoirs publics vont donc chercher, d'une part, à stabiliser le niveau de la CSPE et, d'autre part, à appliquer à la lettre le principe du pollueur-payeur. Les charges liées à l'obligation d'achat des renouvelables sont, depuis 2016, financées par un compte d'affectation spéciale « Transition énergétique » (CAS-TE), qui constitue une exception au principe de la non-affectation des recettes publiques. Le gouvernement a depuis plafonné la CSPE à son niveau de 2016, soit 22 euros par MWh, et cette taxe alimente dorénavant le budget général de l'État. La loi de finances de 2017 a prévu que le CAS-TE serait désormais financé par la taxe intérieure sur les houilles, lignites et cokes (TICC), dont le niveau est modeste, et par la taxe intérieure de consommation des produits énergétiques (TICPE), qui est assise, pour l'essentiel, sur la consommation de produits pétroliers et dont le montant est cette fois beaucoup plus élevé (une fraction d'environ 53 % de cette taxe est affectée au soutien des énergies renouvelables). Les autres missions de service public (péréquation spatiale des tarifs et « chèque énergie », dont le coût est modeste) sont financées par le budget général. C'est le même système qui a été reconduit en 2018. Ce sont donc principalement les consommateurs d'essence et de gazole qui financent aujourd'hui le surcoût des renouvelables, ce qui semble plus logique et plus moral. Les pollueurs paient pour la promotion des énergies vertes.

Mais la fiscalité verte a souvent un effet régressif, car elle pèse fortement sur les ménages les plus modestes. C'est pour cette raison que les pouvoirs publics ont remplacé en 2018 le système des tarifs sociaux (TPN, pour tarif de première nécessité) par un système de « chèque énergie » qui permet à tous les consommateurs en situation de précarité énergétique de pouvoir financer, en partie, leurs achats d'électricité, mais aussi de gaz, de bois ou de fioul, pour répondre à leurs besoins de chauffage, voire de financer des investissements d'efficacité énergétique. Rien n'est en revanche prévu pour les dépenses liées à la mobilité.

Le marché comme indicateur de performance

Comme on le voit, l'État est loin de s'être désengagé du secteur de l'électricité, et ce d'autant plus que les choix retenus ont un impact important sur le solde commercial, le niveau de l'emploi et le devenir de l'industrie nationale. La compétitivité de l'industrie française dépend du prix du kWh, tout particulièrement les industries dites électro-intensives qui produisent du verre, de l'aluminium, de la pâte à papier, l'industrie de la chimie... Le prix du kWh est en France, grâce au nucléaire, inférieur à la moyenne européenne, ce qui est un atout pour l'économie française. Le marché a lui aussi un rôle à jouer au niveau de la

production comme à celui de la fourniture de l'électricité.

Un marché *spot* défaillant

La production d'électricité peut être vendue directement par le producteur au fournisseur (marché dit OTC, pour *Over the Counter*), mais une partie est négociée heure par heure sur le marché *spot*, un prix *spot* qui sert en général de référence pour les contrats en offre de marché (CRE, 2016). Mais tous les clients n'ont pas fait le choix de l'offre de marché, beaucoup préfèrent continuer à bénéficier du tarif réglementé (TRV) fixé par les pouvoirs publics. Sur ce marché *spot*, les centrales sont appelées en fonction des coûts marginaux croissants (logique dite du *merit order* (HANSEN et PERCEBOIS, 2015)) et le prix d'équilibre constitue un bon indicateur de la tension entre l'offre et la demande d'électricité. Les prix de l'électricité sont aujourd'hui très bas en Europe ; cela traduit l'existence de surcapacités de production dans un contexte de demande atone. Il a d'ailleurs fallu mettre en place un mécanisme additionnel pour permettre aux producteurs d'électricité de couvrir les coûts fixes de leurs centrales : c'est le marché dit « de capacité ». Le marché *energy only* est celui sur lequel est fixé le prix du kWh, mais ce dernier ne permet pas à lui seul de couvrir les coûts fixes et, de ce fait, il faut en plus rémunérer la puissance fournie pour garantir qu'elle sera disponible pour faire face aux besoins de la pointe (on rémunère le kW). Le bas prix actuel du kWh n'envoie pas un bon signal à l'investisseur, ce qui, à terme, pourrait entraîner un manque d'investissement dans le renouvellement du parc existant, voire son extension. On le sait, des prix de court terme ne peuvent pas, par nature, orienter des choix de très long terme. La durée de vie d'un réacteur nucléaire oscille entre quarante et soixante ans, et ce n'est pas en regardant les prix de l'électricité sur quelques semaines voire quelques mois que l'on peut définir les contours d'une politique de l'énergie.

Il existe aussi, depuis 2005, un marché européen du carbone, sur lequel les producteurs d'électricité acquièrent les quotas de CO₂ dont ils ont besoin. Mais le prix de la tonne de CO₂ est encore bien trop bas aujourd'hui pour inciter les électriciens à fermer toutes les centrales polluantes, les centrales à charbon en priorité. D'où l'idée défendue par la France de mettre en place un « prix plancher » de la tonne de CO₂, comme cela existe déjà au Royaume-Uni. Mais l'accord est loin d'être obtenu en Europe, même si l'idée fait son chemin. Certes le prix de la tonne de CO₂, qui est resté plusieurs années proche de 7 euros, a tendance à croître depuis quelques mois (il a atteint 23 euros en septembre 2018), entraînant d'ailleurs avec lui la hausse du prix de l'électricité. Mais il demeure insuffisant pour pénaliser le recours aux énergies fossiles. Une hausse sensible du prix du pétrole, entraînant celle du prix du gaz et du charbon, tend à accompagner cette hausse du prix du carbone.

Une concurrence sous contrôle

L'ouverture à la concurrence a souvent été, du moins au départ, difficile à gérer pour les « entrants » qui ont eu du mal à gagner des parts de marché, soit parce que le consommateur ne voyait pas l'intérêt de quitter l'opé-

rateur historique EDF, soit parce que cet opérateur historique bénéficiait d'un avantage en termes de coût de production. La mise en place en 2011 du mécanisme de l'ARENH (accès régulé à l'énergie nucléaire historique) a permis aux concurrents d'EDF, qui produisaient une électricité thermique coûteuse au moyen de centrales au gaz ou au charbon, d'acquérir 25 % de l'électricité nucléaire d'EDF à prix coûtant, afin de pouvoir concurrencer l'opérateur historique au niveau du consommateur final. Il a donc fallu réguler l'amont de la chaîne pour pouvoir accentuer la compétition en aval et permettre un partage de la « rente nucléaire » entre tous les fournisseurs. En période de hausse des prix sur le marché de gros, comme c'est aujourd'hui le cas en raison de la hausse des prix du pétrole et du gaz et de celui de la tonne de CO₂, les « entrants » ont tendance à demander à bénéficier de plus d'ARENH... En période de prix bas du pétrole et du gaz, ils délaissent l'ARENH, comme ce fut le cas en 2016, préférant se « sourcer » sur le marché *spot* qui est moins coûteux.

Certes, c'est au niveau des services associés à la vente d'électricité que se joue et continuera de se jouer la concurrence entre les fournisseurs. L'électricité est un vecteur qui permet, à travers les réseaux intelligents, de proposer des services nouveaux (gestion de la courbe de charge du consommateur, incitation à l'autoconsommation de la production photovoltaïque, télésurveillance des locaux, etc.). Mais l'opérateur historique EDF comme les « entrants » (Direct Énergie, Total, Eni) devront compter de plus en plus avec la concurrence des « GAFA » (Google, Apple, Facebook, Amazon) qui, à travers leurs services informatiques, sont en mesure de proposer des « offres liées » (énergie-informatique) des plus alléchantes. La concurrence devrait, dans ce domaine, inciter à encore plus d'innovation technologique.

L'État veut aujourd'hui limiter le recours aux prix garantis en faveur des renouvelables et développer les appels d'offres à travers un système de *feed-in premium* (FIP) : les promoteurs vendront leur électricité au prix *spot*, mais pourront obtenir en complément une prime qui sera négociée par enchères. C'est une façon d'inciter à la baisse des coûts. Un système semblable pourrait d'ailleurs être mis en place pour garantir la rentabilité et la pérennité à long terme du nucléaire. C'est le mécanisme dit des CfD, *Contracts for Differences*, adopté au Royaume-Uni pour le projet de centrale nucléaire d'Hinkley Point : le producteur vend son électricité sur le marché de gros, mais si le prix obtenu est insuffisant pour garantir un taux minimum de rentabilité, il perçoit alors une prime ; si, *a contrario*, le prix *spot* conduit à une rentabilité supérieure à l'objectif négocié à long terme, c'est le producteur qui rembourse la différence. Le marché donne un prix, mais l'État se réserve le droit de corriger ce prix si l'intérêt général l'exige.

Conclusion

L'architecture du mix électrique demeure largement dépendante des choix publics, et ceux-ci sont largement expliqués par l'histoire et la géographie d'un pays. Cela explique pourquoi il est parfois difficile de mettre en œuvre

des projets communs à l'échelle de l'Europe, tant les dotations locales et les préférences nationales peuvent être différentes en fonction des pays. Sortir progressivement des énergies fossiles, pénaliser ces énergies grâce à un prix élevé du carbone, favoriser l'efficacité énergétique et le développement des énergies décarbonées (y compris en s'appuyant sur un socle incontournable de nucléaire) constituent les tendances lourdes des choix opérés par la France. Dans tous les pays, le marché joue son rôle d'aiguillon de la compétition et de l'innovation ; c'est aussi un baromètre utile pour mesurer l'efficacité des choix retenus. Mais le marché est fortement encadré et largement contraint par des mesures correctrices ou interventionnistes adoptées par les pouvoirs publics. La concurrence sur le marché de l'électricité ne correspond pas au modèle d'une concurrence pure et parfaite du fait des nombreuses exceptions qui, au fil du temps, y ont été introduites : TRV, ARENH, péages ATR régulés, FIT, FIP, CfD. Ce sont bien les choix publics qui demeurent déterminants, et c'est d'ailleurs souhaitable, car la production et la distribution d'électricité sont des secteurs d'activité où il faut avoir une vision à long terme de ce que doit être l'intérêt collectif.

Références bibliographiques

CAS (Conseil d'analyse stratégique) (2012), « Énergies 2050 », Rapport au gouvernement (Commission Perce-

bois-Mandil sur les perspectives du nucléaire), février, 532 p.

Cour des Comptes (2018), « Le soutien aux énergies renouvelables », Rapport à la Commission des finances du Sénat, mars, 117 p.

CRE (Commission de régulation de l'énergie) (2017), « Les marchés de gros de l'électricité, du gaz et du CO₂ », *Observatoire*, 4^e trimestre, 85 p.

HANSEN J.-P. & PERCEBOIS J. (2015), « Énergie : économie et politiques », préface de Marcel Boiteux et avant-propos de Jean Tirole, Éditions De Boeck, 830 p.

HANSEN J.-P. & PERCEBOIS J. (2017), « Transitions électriques : ce que l'Europe et les marchés n'ont pas su vous dire », préface de Gérard Mestrallet, Éditions Odile Jacob, 276 p.

PERCEBOIS J. (2016), « Aides publiques aux énergies éolienne et photovoltaïque », *Revue française d'économie*, avril, pp. 141-186.

PERCEBOIS J. & POMMERET S. (2018), "Cross-subsidies tied to the introduction of intermittent renewable electricity. An analysis based on a model of the French day-ahead market", *The Energy Journal*, vol. 39, n°3, mai, pp. 245-268.