Études de l'Ifri

LES DÉFIS DE LA TRANSFORMATION DU SECTEUR ÉLECTRIQUE EUROPÉEN

Concurrence, numérique et réseaux

Jacques PERCEBOIS

Novembre 2019

ifri 1979 2019

Centre Énergie

L'Ifri est, en France, le principal centre indépendant de recherche, d'information et de débat sur les grandes questions internationales. Créé en 1979 par Thierry de Montbrial, l'Ifri est une association reconnue d'utilité publique (loi de 1901). Il n'est soumis à aucune tutelle administrative, définit librement ses activités et publie régulièrement ses travaux.

L'Ifri associe, au travers de ses études et de ses débats, dans une démarche interdisciplinaire, décideurs politiques et experts à l'échelle internationale.

Les opinions exprimées dans ce texte n'engagent que la responsabilité de l'auteur.

ISBN : 979-10-373-0095-9
© Tous droits réservés, Ifri, 2019

Comment citer cette publication :
Jacques Percebois, « Les défis de la transformation du secteur électrique européen. Concurrence, numérique et réseaux », *Études de l'Ifri*, Ifri, novembre 2019.

Ifri

27 rue de la Procession 75740 Paris Cedex 15 – FRANCE

Tél. : +33 (0)1 40 61 60 00 – Fax : +33 (0)1 40 61 60 60

E-mail : accueil@ifri.org

Site internet : Ifri.org

Auteur

Jacques Percebois est professeur émérite à l'université de Montpellier (UMR-CNRS Art-Dev), où il a créé et dirigé le Centre de recherche en économie et droit de l'énergie (CREDEN) et un master en économie et droit de l'énergie. Il enseigne également à l'École des Mines de Paris et à l'IFP-Énergies nouvelles (IFPEN), et est aussi chercheur associé à la Chaire Économie du climat de Paris-Dauphine. Il a été membre de la Commission Champsaur, de la Commission nationale d'évaluation des recherches et études relatives à la gestion des matières et des déchets radioactifs (CNE2), du conseil d'administration de GRT Gaz et a présidé la Commission « Énergies 2050 » qui a rendu un rapport sur les perspectives du nucléaire au ministre de l'Énergie en février 2012. Il est l'auteur de nombreux ouvrages et articles, essentiellement sur l'économie de l'énergie.

Résumé

Le secteur électrique européen fait face à trois grands défis : la décarbonation, la digitalisation et la décentralisation. Les risques sont multiples : qu'il n'y ait pas suffisamment d'investissements dans les nouvelles capacités de production bas carbone ni dans les réseaux ; que l'insertion des technologies de stockage de l'électricité et de flexibilité du système se fasse à des coûts très élevés et de manière inefficace ; que l'interaction entre les grands réseaux et infrastructures et les microsystèmes soit mal pensée et coordonnée ; que la digitalisation des systèmes électriques nourrisse une nouvelle fracture numérique ; que nos systèmes électriques soient contrôlés de manière croissante par les GAFAMI (Google, Apple, Facebook, Amazon, Microsoft, IBM) ou des acteurs chinois ; que la sécurité des approvisionnements et la décarbonation ne soient pas garanties.

L'approche dogmatique qui a présidé à la libéralisation de l'électricité en Europe, fondée sur une confiance absolue dans les mécanismes du marché mais avec des exceptions qui se sont multipliées au point d'entraver leur efficacité, a fragilisé les opérateurs historiques, lesquels sont confrontés à de nouveaux défis : un marché de gros qui n'envoie pas les bons signaux, une révolution numérique qui attire de nouveaux entrants peu enclins à investir dans des capacités électriques, des réseaux en pleine mutation à l'échelle locale comme à l'échelle mondiale.

Il faut une vision industrielle de la concurrence qui permette à ces opérateurs de financer les investissements massifs nécessaires à la transition énergétique tout au long de la chaîne électrique sachant que la production va devenir de plus en plus décarbonée et les réseaux de plus en plus intelligents. Il appartient aux pouvoirs publics de répondre aux trois questions qui vont conditionner l'évolution du secteur dans les prochaines années : jusqu'où faut-il décentraliser la production d'électricité et, d'autre part, comment faut-il réguler les activités de réseaux pour intégrer les nouvelles technologies du numérique ? Et comment réconcilier le marché avec le déploiement à grande échelle des énergies renouvelables (ENR) indispensables pour décarboner mais qui, malgré la baisse de leurs coûts de déploiement, nécessiteront toujours des subventions et des solutions pour pallier leur intermittence ?

Les compagnies d'électricité doivent connaître les réponses qui seront apportées par la puissance publique pour se positionner par rapport à de nouveaux acteurs de la transition : les territoires, les producteurs décentralisés, les entreprises pétrolières et distributeurs d'énergie, les constructeurs automobiles et les opérateurs du numérique.

L'appel des centrales sur la base d'un *merit order* fondé sur les seuls coûts marginaux doit être revisité dans la mesure où les ENR non pilotables ont par nature un coût marginal nul. Plus il y aura de capacités ENR intermittentes dans les mix électriques, plus le prix de gros aura tendance à baisser lorsqu'elles sont disponibles et plus les besoins de capacités flexibles et bas carbone seront élevés. Le système de régulation mis en place devra permettre de rémunérer efficacement ces technologies flexibles (centrales nucléaires ou thermiques classiques).

Face à ce défi, les centrales non pilotables pourraient être appelées sur la base de leur coût moyen et le principe du coût marginal pourrait être gardé pour les centrales pilotables. On peut aussi considérer que le coût du stockage est une forme d'externalité négative au même titre que le coût du carbone ou celui de la gestion des déchets nucléaires, et dans ce cas l'appel des centrales sur la base des coûts marginaux intégrant ces externalités négatives peut se révéler pertinent.

La prise en compte des externalités négatives (stockage des ENR et émissions de CO_2 pour les centrales carbonées, mais aussi coût de gestion des déchets nucléaires) engendrera un prix d'équilibre plus élevé sur le marché de gros de l'électricité, pour un niveau donné de demande d'électricité. Un prix-plancher du carbone et/ou un meilleur contrôle des quotas de CO_2 mis sur le marché du *Emission Trading System* (ETS) constituent de bonnes mesures pour atteindre cet objectif. Cela devrait rendre inutiles les subventions accordées aux ENR et même le maintien d'un marché de capacité pour les centrales classiques. Pour que les ENR demeurent compétitives et bien placées dans le *merit order*, il conviendrait donc de faire porter les efforts de recherche et développement sur la baisse des coûts du stockage de l'électricité, que ce soit par batteries ou sous forme de *power-to-gas*.

Le développement à grande échelle des technologies du numérique, en particulier dans le secteur de l'automobile, fournit de nouvelles perspectives pour les usages électriques. Les équilibres concurrentiels vont évoluer à mesure que la fourniture d'électricité décarbonnée sera associée à des services annexes, de plus en plus liés au numérique. Dans cette perspective, des rapprochements stratégiques pourraient voir le jour entre opérateurs numériques, constructeurs automobiles et fournisseurs d'électricité. On assistera ainsi à une « ubérisation » des activités de

fourniture d'électricité, ce qui ne sera pas sans soulever des questions au sujet de la propriété et de la confidentialité des données collectées. On doit également noter que le recours massif au numérique risque de pénaliser les consommateurs qui ne maîtrisent pas bien ces nouvelles technologies (citoyens défavorisés, personnes isolées en zone rurale mal connectée voire personnes âgées) et du coup cela peut accentuer la « fracture numérique » que l'on constate déjà au niveau de la gestion des services publics administratifs (impôts, santé).

Enfin, il faut réfléchir à l'architecture des réseaux électriques du futur à tous les niveaux : local, national, suprarégional et planétaire. À l'échelle des micro-réseaux, la tarification de l'accès au réseau est appelée à évoluer pour éviter une « spirale de la mort », sans pénaliser le développement de l'autoproduction. Outre un rééquilibrage entre la part puissance et la part électricité consommée, l'introduction d'un tarif spécifique de secours pour l'autoproduction est une option à considérer, d'autant que les péages d'accès devront aller vers une meilleure prise en compte de la localisation et de la période de soutirage ou d'injection de l'électricité pour minimiser les coûts. À la perspective de marchés décentralisés plus ou moins indépendants s'ajoute celle de grands projets d'interconnexion à l'échelle mondiale, porteurs de nouvelles opportunités mais aussi de risque en termes de contrôle des technologies de production et des infrastructures électriques. Il paraît impératif de prendre en compte ces enjeux en ayant pleinement conscience qu'une approche européenne coordonnée et consensuelle est une nécessité pour que notre souveraineté énergétique soit garantie.

Sommaire

INTRODUCTION **11**

LE TÉLESCOPAGE DE LA « VAGUE DU MARCHÉ » ET DE LA « VAGUE VERTE » : LE SIGNAL PRIX NE FONCTIONNE PAS **15**

Le marché *spot*, clé de voûte du système électrique **15**

Une concurrence de plus en plus brouillée **16**

PREMIER DÉFI : REVOIR LE MÉCANISME DU *MERIT ORDER* SUR LE MARCHÉ *SPOT* DE L'ÉLECTRICITÉ **21**

Les énergies « fatales » perturbent le marché **21**

Un *merit order* revisité **26**

SECOND DÉFI : ANTICIPER L'IMPACT DES TECHNOLOGIES DU NUMÉRIQUE **33**

De nouveaux usages connectés... ..... **33**

Mais aussi de nouveaux acteurs du numérique ou d'autres secteurs ... **37**

TROISIÈME DÉFI : ARBITRER ENTRE MICRO- ET MÉGA-RÉSEAUX ... **39**

Revoir la Tarification d'accès aux réseaux (TURPE) pour éviter la « spirale de la mort » ? **39**

Résister à la « route de la soie électrique » chinoise ? **42**

CONCLUSION **45**

BIBLIOGRAPHIE **47**

Introduction

Au sortir de la Seconde Guerre mondiale, les systèmes électriques européens avaient généralement été érigés en monopoles intégrés, souvent publics, car il fallait investir massivement dans la production et les réseaux d'électricité. À la fin des années 1980, le paradigme a changé : la « vague du marché » balaie tout sur son passage, et concerne alors aussi les industries de réseaux, d'autant que certains monopoles sont critiqués pour leur inefficacité et que, dans le même temps, de nouvelles technologies de production d'électricité, les turbines à gaz de faible dimension et moins gourmandes en capitaux, permettent à de nouveaux acteurs de concurrencer les monopoles en place. On a cru alors que le marché allait tout régler, et notamment faire chuter les prix pour le client final, comme cela avait été le cas dans le secteur des télécommunications et dans celui du transport aérien. Mais les choses ne se sont pas passées comme prévu. Dans les télécoms, l'ouverture à la concurrence s'est accompagnée d'innovations technologiques majeures, le téléphone mobile, qui ont fait chuter les coûts et permis de diversifier à l'infini les services associés au produit originel. Ce fut la même chose dans le transport aérien avec l'émergence de nombreux opérateurs, *low cost* notamment. Dans ces deux secteurs, la demande était de plus en expansion continue.

De tels bouleversements ne se sont pas produits dans l'électricité. Certes une certaine compétition est devenue possible en amont de la chaîne, la production, ou en aval, la fourniture du kilowattheure (kWh), mais les contraintes physiques liées à la gestion des réseaux interconnectés de transport et de distribution limitent fortement la marge de manœuvre des « nouveaux entrants » face aux « opérateurs historiques ». Et avec le développement des politiques d'efficacité énergétique, la demande n'a pas connu de trajectoire de hausse similaire. Enfin, la concurrence ne s'est pas accompagnée d'innovations majeures[1].

La libéralisation du secteur de l'électricité a été officialisée en 1996 avec la publication de la Première Directive, en gestation depuis une dizaine d'années. Deux autres Directives suivront ensuite en 2000 et 2009, la troisième, plus connue sous le nom de « Paquet Énergie Climat », introduisant des objectifs ambitieux de promotion des énergies renouvelables (ENR), grâce à des subventions massives. En 2019, les

1. Pour une analyse détaillée se reporter à J.-P. Hansen et J. Percebois, « Transitions électriques : ce

institutions européennes ont adopté un nouvel ensemble de textes, le « Paquet Énergie Propre », destiné à améliorer le fonctionnement des marchés de gros, à donner au consommateur un rôle plus actif et à encourager l'innovation, sans toutefois revoir l'architecture générale du système électrique européen.

La libéralisation du secteur de l'électricité oblige les États membres à ouvrir à la concurrence l'activité de production et celle de fourniture d'électricité. Les réseaux demeurent toutefois des monopoles naturels, ce qui s'explique par l'existence de coûts fixes élevés. Mais leur accès doit être libreils doivent être « régulés » au terme de la loi et le Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) est une composante importante du prix de l'électricité (un tiers environ du prix toutes taxes comprises – TTC – pour un consommateur domestique français). En France, c'est le Réseau de transport de l'électricité (RTE) qui se charge du transport et Enedis de la distribution. Ces deux sociétés sont aujourd'hui encore des filiales d'EDF, à 50 % pour RTE et à 100 % pour Enedis, mais elles doivent exercer leur activité de façon indépendante, sous le contrôle de la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Pour permettre la création d'un véritable marché européen de l'électricité, la Commission européenne incite les États membres à développer les interconnexions transnationales, non pas seulement pour des raisons de sécurité mais aussi pour faciliter les échanges commerciaux d'électricité et permettre une relative convergence des prix du kWh pour le consommateur.

Le choix du mix électrique, donc des moyens de production à privilégier, demeure toutefois une prérogative nationale au terme des traités en vigueur et chaque pays est libre de choisir la façon dont son électricité sera produite. De ce fait, la structure des mix électriques est très différente d'un pays européen à l'autre, pour des raisons qui tiennent à la fois à la géographie et à l'Histoire. Cela explique que le prix payé par le consommateur final puisse être très variable selon les pays car le coût de ces énergies n'est pas le même partout. Plusieurs pays européens, dont l'Allemagne, ont décidé de sortir progressivement du nucléaire. La France elle-même, dans son récent projet de Programmation pluriannuelle de l'énergie[2] (PPE), a décidé de limiter à 50 % la part du nucléaire dans la production d'électricité à l'horizon 2035 et cette décision n'est pas la résultante de « la main invisible du marché » mais la conséquence de choix politiques, que d'aucuns contestent d'ailleurs.

2. PPE (Programmation Pluriannuelle de l'Énergie), « Stratégie française pour l'énergie et le climat ; 2019-2023 et 2024-2028 », Ministère de la Transition écologique et solidaire, 2018. Sur les ambitions européennes en matière de lutte contre le réchauffement climatique, se reporter à l'étude de M.-A. Eyl-Mazzega et C. Mathieu, « La dimension stratégique de la transition énergétique. Défis pour la France, l'Allemagne et l'Union européenne », *Études de l'Ifri*, Ifri, avril 2019, disponible sur : www.ifri.org.

Dans l'énergie, le rôle des États pour déterminer le mix électrique d'un pays a toujours été déterminant. Lorsqu'en juin 1960, Jean-Marcel Jeanneney, alors Ministre du Général de Gaulle, monta à la tribune du Sénat pour annoncer la fermeture programmée des mines de charbon en France, c'était pour expliquer qu'il fallait remplacer une énergie nationale coûteuse et subventionnée par une énergie importée bon marché, le pétrole, pour produire notre électricité. Lorsqu'en mars 1974, le gouvernement de Pierre Messmer décréta l'accélération du programme électronucléaire français, c'était pour remplacer une énergie importée devenue coûteuse, suite au choc pétrolier de 1973, à une époque où une large proportion de l'électricité française était faite avec du fioul, par une énergie nationale dont la compétitivité était alors assurée[3]. Lorsque la loi de « transition énergétique pour la croissance verte » votée en 2015 prévoit de réduire la part du nucléaire à 50 % de la production d'électricité à l'horizon 2025 contre à peu près 75 % à l'époque (et 72 % en 2018), les motivations ne sont pas d'ordre économique : le kWh produit par les 58 réacteurs en fonctionnement coûte souvent moins cher que celui produit par les ENR subventionnées (éolien et photovoltaïque) et, comme ces énergies, il n'émet guère de CO_2.

Le recours massif à des prix d'achat garantis (*feed-in tariffs*) pour développer la production d'électricité solaire et éolienne un peu partout dans l'Union européenne (UE) a déstabilisé le fonctionnement du marché de l'électricité et la « vague verte » s'est heurtée à la « vague du marché », entrainant avec elle des effets pervers sur le fonctionnement du marché court-terme (*spot*) de l'électricité. Concurrence et promotion des ENR ont façonné l'architecture des mix électriques et c'est ce télescopage entre la recherche de la concurrence et celle de la promotion des ENR qui est à l'origine de certaines des difficultés que nous connaissons aujourd'hui.

Cette étude se penche sur trois grands défis qui en résultent pour le secteur de l'électricité et qu'il faudra surmonter. Le principe de l'appel des centrales en fonction d'un *merit order* fondé sur les coûts marginaux est un premier défi qui doit être relevé. Un second défi tient au développement à grande échelle des technologies du numérique, en particulier dans le secteur de l'automobile, ce qui fournit de nouvelles perspectives pour les usages électriques mais incite en même temps de nouveaux acteurs à s'intéresser de près à la fourniture d'électricité : c'est le cas des entreprises pétrolières et des opérateurs du numérique comme les GAFAMI (Google, Amazon, Facebook, Apple, Microsoft, IBM). Le défi sera de transformer le système électrique pour insérer ces nouveaux entrants et leurs technologies

3. Pour une analyse de l'évolution de la politique énergétique de la France se reporter à J.-P. Hansen et J. Percebois « Énergie : économie et politique », 3e édition, Louvain-la-Neuve, Éditions de Boeck, 2019.

qui apporteront flexibilité et intelligence tout en s'assurant que les investissements dans les capacités de production aient bien lieu et que le risque de « fracture numérique » ne s'étende pas. Le troisième défi porte sur le développement des réseaux du futur : faut-il privilégier les mini- voire micro-réseaux pour intégrer une production d'électricité qui sera demain de plus en plus décentralisée et autoconsommée, ou faut-il au contraire opter pour une interconnexion de grands réseaux internationaux à l'image de la « route de la soie électrique » envisagée par certains opérateurs chinois ? Les deux solutions sont-elles conciliables ?

Le télescopage de la « vague du marché » et de la « vague verte » : le signal prix ne fonctionne pas

Le marché *spot*, clé de voûte du système électrique

La libéralisation du secteur européen de l'électricité s'est faite par étapes et elle doit beaucoup à celle qui a été menée, avec succès, dans le secteur des télécommunications. Elle s'est également inspirée d'expériences étrangères dont celles conduites au Royaume-Uni et aux États-Unis. Mais toutes les expériences de libéralisation ne furent pas heureuses, comme le montre l'exemple californien[4]. La promotion de la concurrence au sens de l'École de Harvard, qui proscrit toute position dominante, fut le leitmotiv de la Commission européenne, qui y voyait, dans l'électricité comme ailleurs, un avantage décisif pour le consommateur final. En fait, cette concurrence a produit ses effets avant tout sur le marché de gros dit *spot* mais plus difficilement au niveau des prix de détail réellement supportés par le consommateur, ceux-ci étant tributaires de tarifs régulés au niveau des réseaux et surtout de taxes nationales sur lesquelles la Commission n'a pas la main. Le cœur du système de marché est constitué par le marché *spot*, un marché de gros sur lequel s'échangent heure par heure l'électricité produite par certains et celle achetée par d'autres. Ce marché comprend plusieurs compartiments : marché *day-ahead*, marché *intraday*, marché des *forwards*. Le marché *day-ahead*, par exemple, fixe la veille pour les 24 heures du lendemain les prix du mégawattheure (MWh). Mais, à la différence de ce qui s'était passé au Royaume-Uni au début de la libéralisation ou en Californie, ce marché de gros n'est pas obligatoire, car on a tiré les leçons des expériences anglaise et californienne où la spéculation avait été forte. C'est donc un marché facultatif sur lequel ne s'échange en pratique qu'une proportion limitée (20 à 40 % selon les pays) de l'électricité produite. Une grande partie de cette électricité est en effet

4. Voir J.-P. Hansen et J. Percebois, « Transitions électriques : ce que l'Europe et les marchés n'ont pas su vous dire », *op. cit.*

échangée *over the counter*, c'est-à-dire directement de manière bilatérale entre un producteur et un fournisseur. À l'expérience on verra que ce marché deviendra même une sorte de marché d'ajustement, nombre de producteurs préférant vendre une partie de leur électricité sur le marché des *forwards* où le prix est moins volatil. Ce marché de gros joue cependant un rôle important, car son prix sert de référence dans les contrats signés entre les fournisseurs et les consommateurs et il constitue *de facto* un signal pour les investisseurs. En cas de tensions entre l'offre et la demande, ses prix s'envolent et les producteurs seront incités à investir. Complémentairement, et comme dans de nombreuses industries, telles que le pétrole ou les minerais, par exemple, il existe des marchés financiers, adossés à ce marché physique, ce qui permet à certains producteurs ou fournisseurs de se couvrir contre une hausse ou une baisse des prix de gros. Il s'échange d'ailleurs sur ce marché, dit des *futures*, plusieurs fois la quantité échangée sur le marché du « physique », à l'instar de ce que l'on observe sur les marchés du pétrole.

L'idée centrale qui a présidé à l'introduction de la concurrence est au départ claire pour ses promoteurs : toute régulation ne doit être qu'un ensemble de dispositions temporaires, à mettre en place en attendant que la concurrence joue pleinement son rôle, le marché servant alors de guide des choix énergétiques et des décisions d'investissement. Une grande partie de la régulation disparaîtra dès que le droit commun de la concurrence pourra être respecté, ce qui est loin d'être le cas aujourd'hui. En effet, la contrainte environnementale a modifié la donne.

Une concurrence de plus en plus brouillée

Alors que la confiance dans le marché était centrale, les États n'ont cessé de perturber son fonctionnement par un interventionnisme à tous les niveaux : fixation d'un prix plafond et/ou d'un prix plancher sur le marché de gros de l'électricité (- 500 euros dans un cas, + 3000 euros dans l'autre), maintien de tarifs réglementés de vente (TRV) pour les consommateurs domestiques qui le souhaitent, et surtout fixation de prix garantis hors marché (*feed-in tariffs*) pour les ENR (éolien et solaire). En France, l'État fixe par arrêté ministériel le niveau du prix auquel EDF doit racheter l'électricité éolienne et solaire dans le cadre d'un contrat de 15 ou 20 ans[5]. Le producteur d'électricité renouvelable est donc assuré de pouvoir récupérer son argent puisque cette électricité est prioritaire sur le réseau et

5. Pour une présentation détaillée des mécanismes se reporter à J. Percebois « Les mécanismes de soutien aux ENR, leurs forces et leurs faiblesses », *Revue française d'économie*, avril 2015.

n'est donc pas soumise aux aléas du marché. Cette électricité éolienne et solaire contribue par sa présence à fixer le prix de l'électricité sur le marché mais elle n'est pas rémunérée au prix du marché. La différence entre le prix garanti et le prix du marché est payée par le consommateur final sous forme d'une taxe. La « vague verte » des années 2000, qui s'est superposée à celle du marché observée dix ans plus tôt, a ainsi brouillé le message du marché.

Les subventions très élevées accordées aux ENR ont encouragé dans l'UE la surproduction d'électricité dans un contexte où la demande d'électricité est demeurée atone. Cela a fait chuter les prix du kWh sur le marché de gros, mettant en péril la rentabilité des investissements thermiques classiques (les centrales à gaz en particulier). On parle de « coûts échoués » qui obligent les producteurs à provisionner des pertes.

Autre conséquence : pendant que le prix TTC payé en aval par le consommateur ne cessait de grimper du fait de l'augmentation des taxes à sa charge pour financer le surcoût des ENR, le prix *spot* négocié en amont de la chaîne a eu tendance à baisser, devenant même parfois négatif.

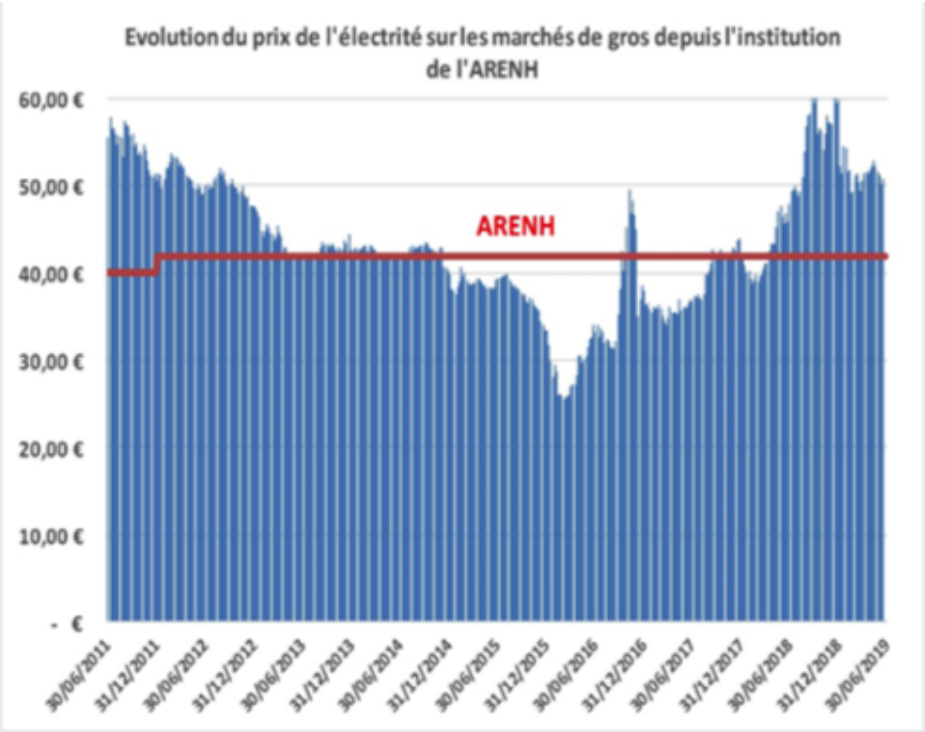
Le prix *spot* est un prix « à la sortie des centrales », qui ne prend donc pas en considération le coût des réseaux et le montant des taxes ou subventions. En fixant des prix garantis (trop) rémunérateurs sans contrôler les volumes injectés d'électricité éolienne ou solaire, le système du marché électrique a été déstabilisé, comme ce fut d'ailleurs le cas quelques années auparavant avec la Politique agricole commune (PAC), qui elle aussi avait engendré de la surproduction de produits agricoles. Avec une différence : le beurre se stocke mais pas l'électricité et tout désajustement entre l'offre et la demande de kWh se traduit instantanément soit par une envolée soit par un effondrement du prix *spot*. On peut même affirmer que les subventions massives accordées aux ENR ont exercé un « effet d'éviction » sur les crédits de recherche donc l'innovation en faveur du stockage de ces ENR. L'argent que les consommateurs d'électricité ont dépensé pour subventionner la production des ENR *via* les *feed-in tariffs* aurait peut-être été mieux utilisé s'il avait servi à financer de la recherche-développement pour mettre au point des technologies performantes de stockage de l'électricité intermittente.

À toutes ces exceptions s'ajoute aussi, en France, le mécanisme de l'accès régulé à l'énergie nucléaire historique[6] (ARENH établi à 42 euros/MWh depuis début 2012) qui permet aux concurrents d'EDF de

6. Pour une analyse détaillée du mécanisme de l'ARENH et des débats que sa réforme soulève voir J. Percebois « Controverses sur le rôle et le devenir de l'ARENH : un peu d'histoire », *Revue de l'énergie*, mai-juin 2019 et « Revisiter l'ARENH, solution miracle face à l'augmentation du prix de l'électricité ? », *Revue de l'électricité et de l'électronique*, juin-juillet 2019.

« se sourcer » sur une partie (25 %) de la production d'électricité nucléaire. Pour leur permettre d'être compétitifs avec EDF, les « entrants » peuvent acheter de l'électricité nucléaire à un tarif régulé calé sur le coût supporté par EDF, ce qu'ils font évidemment lorsque les prix du marché de gros sont supérieurs à ce tarif. Lorsque le prix de gros chute en-deçà de l'ARENH (ce qui fut le cas sur la période 2015-2016), ces « entrants » préfèrent se reporter sur le marché de gros. En pratique, ils achètent encore du nucléaire, puisqu'en base le marché de gros est largement alimenté par l'offre nucléaire d'EDF, mais à un prix inférieur au coût supporté par EDF (se reporter au graphique 1 ci-dessous). On a ainsi régulé l'amont de la chaîne pour introduire plus de concurrence dans l'aval mais cette concurrence est artificielle puisque les « nouveaux entrants » commercialisent de la production nucléaire une grande partie du temps (en base). Toutes ces exceptions de marché font que les prix de gros ne révèlent pas toujours le véritable coût de l'électricité.

Graphique 1 : Prix de gros et ARENH



Source : données EPEX ; se reporter à Percebois 8 REE.

Les centrales classiques (nucléaires, au gaz ou au charbon) ne pouvant plus récupérer les recettes nécessaires à la couverture de leurs coûts fixes, il a fallu instaurer un « marché de capacité » (entré en vigueur en 2017) pour financer les coûts fixes (le kW) et s'assurer qu'il n'y aurait pas de *black-out*

aux heures de pointe. L'échec du marché *energy only* impose ainsi la mise en place de ce marché de capacité. C'est donc la « double peine » pour le consommateur qui doit à la fois payer pour des ENR, qui font baisser les prix de gros du kWh, et payer pour financer les coûts fixes des centrales classiques sur le marché de capacité parce que les prix de gros sont devenus trop faibles[7]. Rappelons que le prix TTC du kWh se décompose en France en trois parts à peu près égales : le prix de production du kWh (prix de gros dit *spot*, environ 36 % du total en 2018), le coût d'accès aux réseaux (le fameux TURPE, environ 30 %) et les taxes (destinées largement à financer les ENR, environ 34 %).

7. Se reporter à l'étude de modélisation publiée par J. Percebois et S. Pommeret dans la *Revue de l'Énergie*, juillet-août 2016.

Premier défi : revoir le mécanisme du *merit order* sur le marché *spot* de l'électricité

Les énergies « fatales » perturbent le marché

La logique économique est d'appeler sur le réseau les centrales en fonction de leur coût marginal c'est-à-dire du coût variable auquel l'électricité est produite (essentiellement le coût du combustible). Les centrales hydrauliques au fil de l'eau sont appelées en premier (leur coût marginal est quasiment nul), puis ce sont les centrales nucléaires dont le coût variable est faible, puis les centrales thermiques (soit au gaz et/ou au charbon selon leur prix et le prix du carbone). Il est parfois aussi nécessaire de faire appel à des centrales fonctionnant au gaz ou au diesel (TAG) pour la pointe. Les barrages de retenue fournissent cependant prioritairement l'électricité pour les périodes de pointe puisqu'à défaut de stocker l'électricité, c'est de l'eau qui est retenue pour être turbinée. Au fur et à mesure que la demande augmente (des heures creuses de la journée aux heures pleines puis aux heures de pointe le soir), le coût marginal s'accroît et avec lui le prix d'équilibre sur le marché de gros. Les producteurs dont la centrale est marginale ne récupèrent donc que les coûts variables de leur équipement ; ils récupèrent les coûts fixes de ces équipements lorsque leur centrale est infra-marginale, c'est-à-dire lorsqu'une centrale à coût marginal plus élevé devient la centrale marginale du marché, permettant l'équilibre entre l'offre et la demande. Cela leur procure un *mark-up*, une rente qui permet de financer l'équipement. Le problème se pose évidemment pour la centrale marginale aux heures de pointe qui aura du mal à couvrir ses coûts fixes. C'est le problème du *missing money* soulevé par Stoft[8].

Le tableau ci-après, issu d'un rapport de l'Agence pour l'énergie nucléaire de l'OCDE de 2018, montre que la structure des coûts du kWh est très variable d'une énergie à l'autre puisque cela peut aller de 0 à 71,3 %

8. S. Stoft, « Power System Economics », Wiley, 2002. Pour une présentation détaillée se reporter également à Hansen et Percebois, *op. cit.*

pour le coût du combustible[9]. L'éolien et le photovoltaïque, qui bénéficient de prix d'achat garantis et d'un accès prioritaire au réseau, sont considérés comme des productions « fatales » qui dépendent de conditions météorologiques et sont donc des installations « non pilotables » à la différence des centrales classiques que l'on appelle en fonction des besoins. Ces ENR seraient de toutes les façons prioritaires même en l'absence de prix garantis, puisque leur coût marginal est nul, mais il leur serait impossible de récupérer leurs coûts fixes puisqu'elles ne sont pas présentes la plupart du temps aux heures de pointe lorsque le coût variable de l'équipement marginal est élevé. Elles ne profiteraient donc pas des rentes infra-marginales. C'est la raison pour laquelle elles sont encore subventionnées.

Tableau : Structure des coûts de production du kWh

En %	Nucléaire	Charbon	Charbon avec CCS	Gaz naturel	Éolien	Solaire (PV)
Investissement	**58,6**	25,9	**51,6**	11,1	**76,5**	**91,7**
Exploitation	25,1	9,2	21,9	5,2	22,7	7,3
Combustible	16,0	27,9	21,0	**71,3**	0	0
CO_2	0	**36,8**	5,3	12,3	0	0
Déconstruction	0,3	0,2	0,2	0,1	0,8	1
Total	100	100	100	100	100	100

Source : NEA-OECD, 2018.

Dans un contexte de surcapacité électrique, l'injection à coût marginal nul d'électricité renouvelable financée hors marché *via* des *feed-in tariffs* (FIT) conduit à une chute des prix de gros qui, dans certaines circonstances particulières, pourront même devenir négatifs, comme ce fut le cas en Allemagne à plusieurs reprises depuis 2009, mais parfois aussi en France : il faudra payer des consommateurs pour qu'ils acceptent de prendre une

9. NEA-OECD, « The Full Costs of Electricity Provision », 2018.

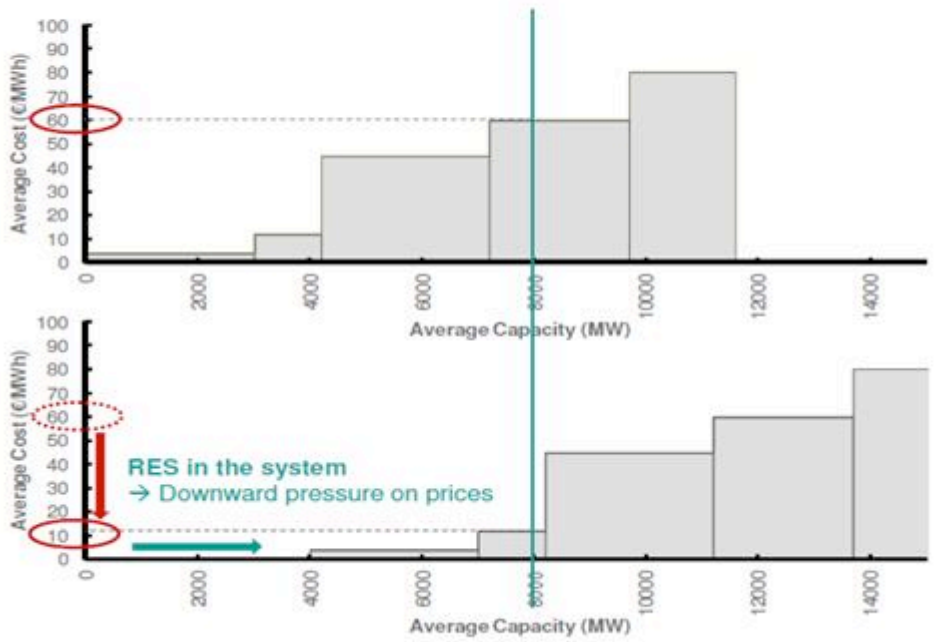
électricité excédentaire que l'on ne sait pas stocker dans des conditions économiques acceptables. C'est le problème du *switching* que l'on peut observer sur le graphique 2 ci-après (translation de la courbe du *merit order*). Ainsi les prix de gros de l'électricité ont évolué entre - 500 euros (chiffre observé dès 2009 en Allemagne) et près de + 2 000 euros entre 2009 et 2018[10]. La baisse du prix de gros fut d'autant plus sensible qu'un « aplatissement » de la courbe du *merit order* a été observé depuis 2008. Cet aplatissement de la courbe de coût marginal, accentué depuis 2012 par le *switching* de la courbe, va réduire fortement les rentes infra-marginales qui permettent normalement de financer les coûts fixes des centrales pilotables (nucléaire, charbon et gaz).

Les ENR subventionnées (éolien et solaire principalement) font chuter les prix de gros. Comme elles sont rémunérées hors marché à un prix élevé et stable sur une longue période (de l'ordre de 15 à 20 ans), le surcoût, qui correspond à la différence entre le prix garanti élevé et le prix de gros déprécié, est payé par les consommateurs sous forme d'une taxe, la Contribution au service public de l'électricité (CSPE) en France. Et plus le prix de gros diminue, plus la taxe augmente. Elle a dépassé les 5 milliards d'euros par an en France en 2018 et atteint 25 milliards d'euros en Allemagne la même année. La Cour des Comptes a d'ailleurs critiqué ce système dans un rapport de 2018[11] et des réformes sont mises en œuvre pour limiter ces surcoûts. Une réforme a ainsi été introduite en 2018 en France, qui vise à stabiliser le niveau de la CSPE (22,5 euros par MWh). Cette CSPE alimente dorénavant le budget général de l'État, et une partie (20 % environ) de la Taxe intérieure sur la consommation de produits énergétiques (TICPE), assise sur les produits pétroliers, est utilisée pour financer le surcoût des ENR. En outre, on procède de plus en plus par appel d'offres pour sélectionner les projets ENR de grande taille, ce qui permettra de limiter le montant des aides, puisque les pouvoirs publics feront jouer la concurrence entre producteurs (cas de l'éolien *offshore* notamment)[12]. On encourage aussi un peu partout le développement de l'autoconsommation, maintenant que l'on se rapproche de la « parité réseau » : le coût de production de l'autoproducteur tend à devenir moins élevé que le coût du kWh soutiré du réseau, lequel, il faut le souligner, comprend, en plus du coût de fabrication à la « sortie de la centrale »,

10. Se reporter à J.-P. Hansen et J. Percebois, *op. cit.* et F. Benhmad et J. Percebois « Photovoltaic and Wind Power Feed-in Impact on Electricity Prices: The Case of Germany », *Energy Policy*, août 2018.
11. Cour des Comptes, « Le soutien aux énergies renouvelables. Communication à la Commission des Finances du Sénat », mars 2018.
12. J. Percebois et S. Pommeret, « Coût complet lié à l'injection d'électricité renouvelable intermittente. Approche modélisée sur le marché français *day-ahead* », *op. cit.*

le coût de transport et de distribution de l'électricité ainsi qu'un certain nombre de taxes dont la CSPE.

Graphique 2 : Le *switching* dû aux ENR sur le marché *spot* de l'électricité



Source : J.-P. Hansen et J. Percebois, « Énergie : économie et politiques », 2019.

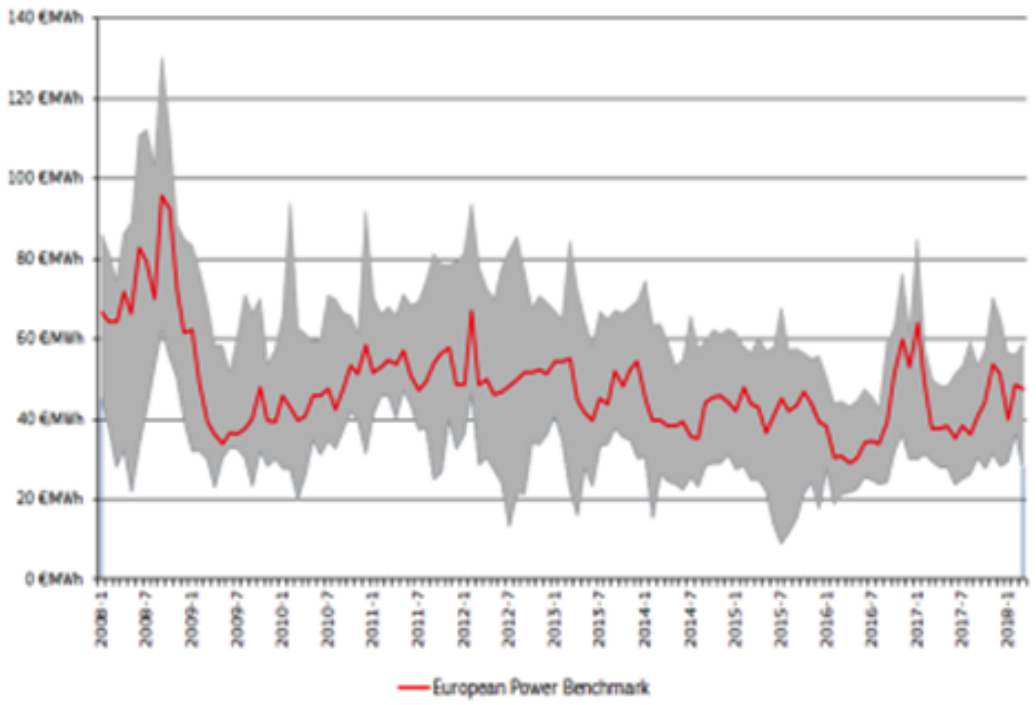
Le schéma ci-dessus montre qu'après injection d'une quantité d'ENR à coût marginal nul, le prix *spot* s'effondre de 60 à 10 euros le MWh. Les centrales classiques (nucléaire et thermique fossile) sont rémunérées au prix du marché mais les ENR bénéficient d'un tarif de soutien, fixé hors marché et beaucoup plus élevé que le prix du marché. Le graphique 3 ci-après montre qu'en longue période, le prix de gros de l'électricité a eu tendance à baisser en Europe, avec au demeurant une volatilité importante liée au caractère aléatoire de certaines injections ; c'est surtout vrai de 2008 à 2010 et entre 2012 et 2016. En pratique, ce prix suit le prix du pétrole, alors même que la part de l'électricité produite avec du fioul est très marginale mais cela s'explique largement par la corrélation entre le prix du pétrole et le prix du gaz. Les centrales à gaz sont souvent l'équipement marginal sur le marché de gros. L'injection d'ENR à coût nul ne fait qu'accentuer le phénomène, surtout depuis 2012, et explique le faible niveau de prix atteint à certaines heures.

Le prix moyen de l'électricité est certes reparti un peu à la hausse sur le *spot* depuis 2017, en partie en raison de l'augmentation du prix du

carbone sur le marché ETS (de 5 euros la tonne de CO_2 début 2017 à près de 25 euros fin 2018), en partie aussi à cause parfois d'une moindre disponibilité des centrales nucléaires en France et en Belgique. Une légère augmentation de la demande d'électricité peut également expliquer cette légère hausse. Pour l'avenir il est difficile de se prononcer car des tendances contradictoires devraient être observées. Le retrait progressif du marché des centrales thermiques (au charbon principalement et en Allemagne surtout) devrait jouer à la baisse sur le prix du carbone donc sur celui de l'électricité, sauf à mettre en place un prix plancher du carbone et/ou à accentuer la politique de réduction de l'offre de quotas de CO_2, ce que souhaite le couple franco-allemand. L'injection croissante d'électricité renouvelable à coût marginal nul, en Allemagne en particulier, devrait accroître cette baisse du prix européen de l'électricité du fait des interconnexions. Notons que la baisse du coût de production des ENR (le photovoltaïque surtout), en favorisant un recours accru à ces énergies, contribue à faire baisser le prix spot, non pas *via* un « effet-prix » mais via un « effet-volume ». La chute des coûts fixes des ENR n'a pas directement d'impact sur le prix de gros, lequel dépend des coûts marginaux et non des coûts moyens, mais présente *a priori* l'avantage de réduire le montant unitaire des subventions à accorder à ces ENR ; il faut toutefois tenir compte de « l'effet-volume » qui joue dans l'autre sens (un volume croissant d'ENR à subventionner). À l'inverse, une augmentation du prix du pétrole et corrélativement du prix du gaz serait de nature à renchérir le coût de combustible donc le coût marginal des centrales thermiques qui « font le prix » en période de pointe ou de semi-base, ce qui jouerait cette fois en faveur d'une hausse du prix de l'électricité sur le marché de gros.

Plus la part des ENR intermittentes (non pilotables) va s'accroître et plus les prix de gros auront tendance à baisser, du moins tant que les centrales utilisant des combustibles fossiles ne seront pas retirées du marché. En fin de compte, avec un mix électrique à 100 % d'électricité renouvelable à coût marginal nul, le marché de gros disparait. Des réformes sont donc nécessaires pour rendre à ce marché un sens économique.

Graphique 3 : Prix mensuels de l'électricité sur le marché de gros européen (maximum et minimum)



Source : Platts, European Power Markets.

Un *merit order* revisité

La coexistence du marché *spot* avec un marché de capacité traduit l'échec du premier ; les énergies subventionnées (*via* les FIT) ne peuvent évidemment pas participer au marché de capacité. Sur ce marché de capacité, il y a en pratique deux façons de garantir l'équilibre entre l'offre et la demande de puissance : les fournisseurs d'électricité doivent prouver qu'ils détiennent une puissance suffisante pour passer la pointe de demande de leurs clients (*via* des certificats qu'ils peuvent d'ailleurs acquérir en partie sur un marché) ou, qu'à défaut, ils disposent d'un portefeuille suffisant de clients dits « effaçables ». La flexibilité au niveau de la demande devient une variable d'ajustement de plus en plus sollicitée, au même titre que le sera demain le stockage à grande échelle *via* le *power-to-gas*. Certains opérateurs dits agrégateurs pourront également jouer un rôle important au niveau de l'équilibre du marché en agrégeant une multiplicité d'offres individuelles de production renouvelable ou d'effacement potentiel de demande. À défaut d'une telle flexibilité, avec une forte proportion d'ENR à coût marginal nul, la courbe de *merit order* serait composée de deux segments : une courbe quasi horizontale proche

de zéro durant les heures creuses et la semi-base, et une courbe quasi verticale durant les heures de pointe, à une période où seules les centrales pilotables seraient appelées. Cela requiert que les ENR continuent à bénéficier de prix garantis ou de primes pour couvrir leurs coûts fixes. Si l'on supprime ces aides, une partie importante des ENR ne pourrait plus participer aux enchères. Pour éviter ces inconvénients et redonner un sens à la courbe de *merit order,* trois solutions sont possibles :

1) Introduire un prix-plancher positif sur le marché de gros, à l'instar de ce qui a été fait au Royaume-Uni sur le marché du carbone. Ce prix-plancher, fixé par la Commission de régulation, devrait être suffisamment rémunérateur pour couvrir le coût variable et le coût fixe des centrales de base. Ce serait faire une entorse supplémentaire à la logique du marché et la détermination du « juste » prix plancher donnerait lieu à d'amples controverses. Au demeurant le prix plancher devrait être fixé de façon coordonnée à l'échelle régionale (par exemple, France, Allemagne, Benelux, Danemark et République tchèque) puisque les marchés de gros sont interconnectés en Europe du Nord-Ouest.

2) Modifier la logique des enchères en dissociant le cas des installations non pilotables de celui des installations pilotables. Les installations pilotables (centrales classiques) continueraient à faire des enchères sur la base de leur coût marginal, tandis que les installations non pilotables (les ENR) le feraient sur la base de leur coût moyen. C'est la solution évoquée notamment par Dambrine[13] dans un article paru début 2019.

Avec la règle du « *merit order* revisité » proposée par Dambrine les centrales intermittentes ne seront prioritaires que dans le cas où le coût moyen du MWh intermittent est inférieur au coût marginal du MWh « pilotable ». Ce coût moyen est fonction de deux paramètres : le coût fixe annuel par MW installé, d'une part, le facteur de charge de l'installation, d'autre part. Rien n'empêche ce coût moyen d'être inférieur au coût marginal d'une centrale thermique fonctionnant au charbon dès lors que le prix de la tonne de charbon et celui de la tonne de CO_2 (tCO_2) sont élevés. C'est d'autant plus probable que le coût unitaire du MWh intermittent peut encore être amené à baisser même si l'on observe des difficultés grandissantes, notamment pour l'éolien à terre en Allemagne et en France et que les meilleurs sites sont déjà occupés ; le facteur de charge de l'équipement non pilotable quant à lui sera variable selon les zones où sont implantées les installations ENR. Les centrales non pilotables seront ainsi

13. On présente ici une partie seulement de l'approche formalisée proposée par F. Dambrine dans « Analyse microéconomique de l'intégration des ENR électriques intermittentes dans un système de production électrique », *Annales des Mines*, janvier 2019.

dans certains cas appelées avant les centrales pilotables fossiles et elles pourront couvrir leurs coûts complets. La probabilité que le coût moyen d'une centrale non pilotable soit inférieur au coût marginal d'une centrale nucléaire est en revanche sensiblement plus faible mais cela n'est pas exclu. En conséquence, les cas « d'éviction » du nucléaire par des ENR seront peu fréquents. Le coût moyen du nouveau nucléaire (EPR) devrait être sensiblement plus élevé que celui du nucléaire existant mais son coût marginal ne devrait pas être très différent. Ce système est défendable d'un point de vue académique mais il serait difficile à mettre en œuvre en pratique. C'est la troisième solution qui pourrait dès lors s'avérer la bonne.

3) Tenir compte du coût de stockage des ENR. Le coût de stockage et de déstockage d'une énergie non pilotable peut être considéré comme une externalité négative qui doit être comptabilisée dans le coût marginal de cette énergie puisqu'il est proportionnel à la production, au même titre que le prix du carbone est pris en compte dans le coût marginal des centrales pilotables fonctionnant avec des énergies carbonées (charbon, gaz et fioul). On doit d'ailleurs à ce moment-là comptabiliser aussi le coût de gestion des déchets nucléaires dans le coût marginal du kWh nucléaire.

C'est cette approche qui a été testée et quantifiée dans une étude menée par Percebois-Pommeret[14] en 2019. L'étude s'appuie sur les données horaires de production d'électricité fournies pour la France par RTE pour les 8 760 heures de l'année 2015. La production d'électricité nucléaire a été cette année-là de 415 térawattheures (TWh) sur une production totale d'électricité de 533 TWh (soit 77,8 %). Si l'on fait l'hypothèse que la part du nucléaire est plafonnée à 50 % (c'est l'objectif de la PPE – Programmation pluriannuelle de l'énergie – pour 2035), il faut remplacer 266,5 TWh de nucléaire par un mix d'éolien et de solaire. À chaque heure, la production nucléaire de 2015 est multipliée par un facteur 0,64 (266,5/415) et le complément (415 - 266,5 = 148,5 TWh) est obtenu par un mix d'ENR. Cette production d'ENR est calculée proportionnellement à celle déjà observée à chaque heure de l'année 2015. On procède par simple homothétie : il suffit d'ajouter des panneaux solaires ou des éoliennes à la puissance déjà installée dans les deux cas. On suppose que la courbe de charge donc la courbe de demande sont inchangées. Selon les périodes, il faudra soit stocker soit déstocker de l'électricité renouvelable et ce stockage se fera par batteries et/ou sous forme de *power-to-gas* (hydrogène ou méthane). Il faut évidemment faire

14. Se reporter à J. Percebois et S. Pommeret, « Storage Cost Induced by a Large Substitution of Nuclear by Intermittent Renewable Energies: The French Case », en cours de parution dans un prochain numéro de la revue *Energy Policy*.

des hypothèses sur le coût des installations de stockage et leur rendement. Plusieurs *scenarii* sont envisagés en fonction des données actuellement disponibles et les résultats de l'étude donnent un coût de stockage-déstockage variant entre 43,8 euros/MWh et 106,9 euros/MWh de production renouvelable selon les hypothèses testées.

Sur la base d'un coût marginal de 8 euros/MWh pour le nucléaire, de 32 euros/MWh pour les centrales à charbon et de 62 euros/MWh pour les centrales à cycles combinés à gaz (hypothèses réalistes), on constate que les énergies éoliennes et solaires, dont le coût marginal est nul, sont, en l'absence de toute externalité, prioritaires sur le réseau, comme le montre le schéma 2. Si l'on introduit les externalités négatives liées à la gestion des déchets pour le nucléaire, au stockage et déstockage pour les ENR, et au prix du CO_2 pour les centrales utilisant des énergies fossiles, l'ordre de mérite est modifié (se reporter au graphique 4 ci-après). Sur la base de 6,70 euros/MWh pour la gestion des déchets nucléaires (chiffre retenu par la Cour des Comptes[15]), de 25 euros/tCO_2 (prix observé en moyenne en 2019 sur le marché européen) et de 50 euros/MWh pour le coût de stockage et déstockage des ENR (hypothèse basse des simulations faites par Percebois-Pommeret), on constate sur le graphique que les ENR sont appelées après le nucléaire mais juste avant les énergies fossiles (charbon puis gaz). Si l'on retenait un coût de stockage-déstockage de l'ordre de 100 euros/MWh (hypothèse haute des simulations), les ENR seraient reléguées après les centrales fonctionnant au charbon ou au gaz pour un prix du carbone inchangé (25 euros/tCO_2). Pour maintenir le même ordre de mérite et appeler les ENR non pilotables avant les centrales carbonées pilotables, il faudrait selon les calculs de l'étude fixer un prix du carbone de l'ordre de 120 euros/tCO_2, ce qui est un chiffre réaliste dans un futur proche au vu des préoccupations environnementales de plus en plus contraignantes. Dans ce cas, les centrales à gaz seraient d'ailleurs appelées avant les centrales à charbon et non plus après comme c'était souvent le cas dans le passé récent (en 2019 le gaz est appelé avant le charbon du fait de la baisse du prix du gaz), puisque le contenu carbone du MWh produit avec du charbon est bien supérieur au contenu carbone du MWh fabriqué avec du gaz.

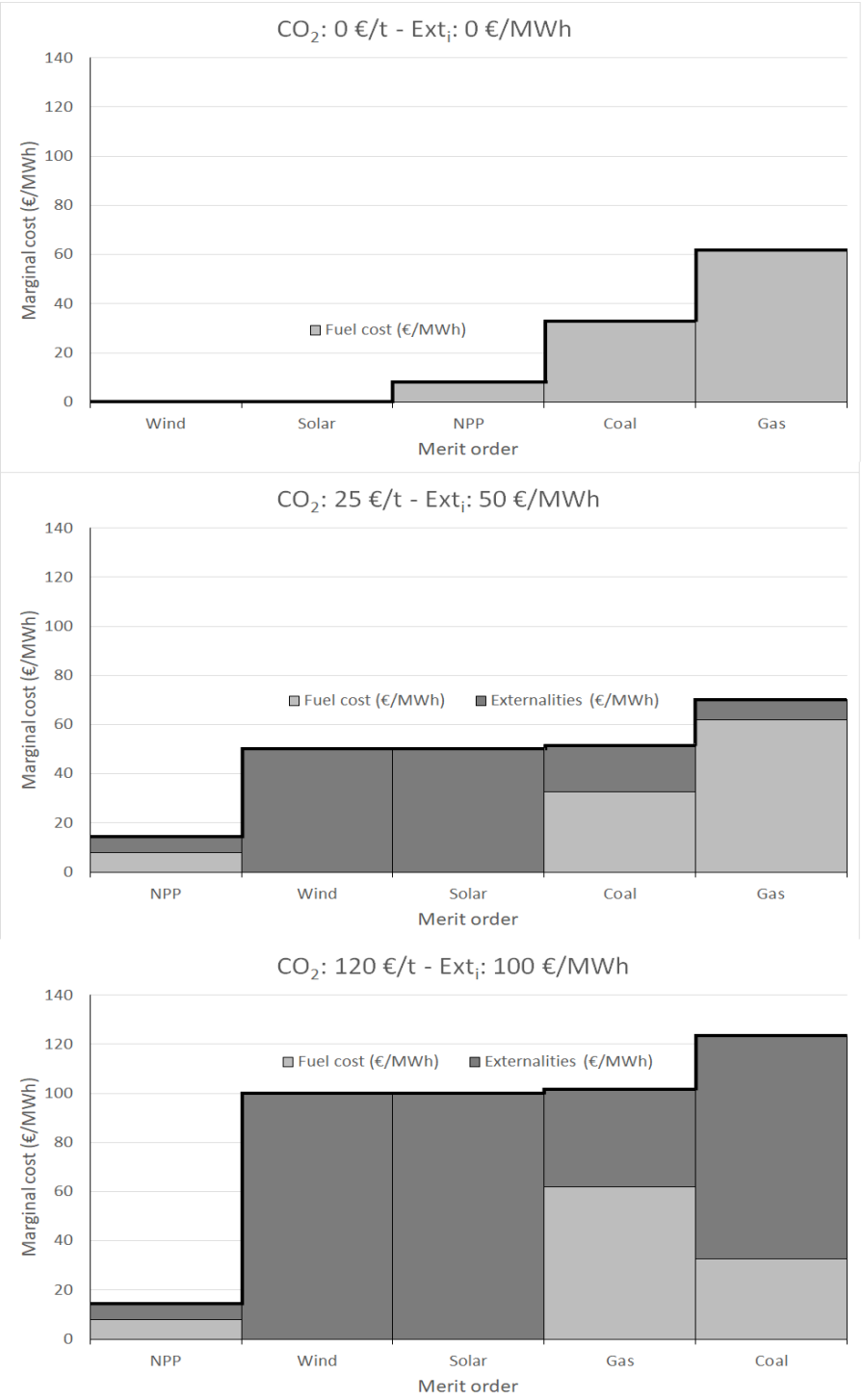
Le point important est que la prise en compte des *externalités négatives* (stockage des ENR et émissions de CO_2 pour les centrales carbonées, mais aussi coût de gestion des déchets nucléaires) engendrera un prix d'équilibre plus élevé sur le marché de gros de l'électricité, pour un niveau donné de demande d'électricité. Cela devrait rendre inutiles les

15. Cour des Comptes, « L'aval du cycle du combustible nucléaire », Rapport public thématique, mai 2019.

subventions accordées aux ENR et même le maintien d'un marché de capacité pour les centrales classiques. Pour que les ENR demeurent compétitives et bien placées dans le *merit order*, il conviendrait donc de faire porter les efforts de recherche et développement sur la baisse des coûts du stockage de l'électricité, que ce soit par batteries ou sous forme de *power-to-gas*. Un prix élevé du carbone constitue également ici un moyen de privilégier l'appel des ENR si l'on retient une logique de *merit order* intégrant les externalités négatives.

On observe que dans tous les cas analysés ici, le nucléaire actuel demeure plus compétitif que ses concurrents. Cela tient à des coûts variables faibles et à des externalités négatives peu élevées ; une augmentation très sensible du coût de gestion des déchets nucléaires serait néanmoins susceptible d'inverser l'ordre de mérite entre les ENR et le nucléaire, surtout si le coût du stockage de ces ENR est réduit grâce à une forte amélioration des rendements.

Graphique 4 : *Merit order* sans et avec prise en compte des externalités négatives



Source : J. Percebois et S. Pommeret.

Second défi : anticiper l'impact des technologies du numérique

Les applications numériques observées dans tous les secteurs de l'économie vont s'accompagner d'une augmentation de la consommation d'électricité mais elles constituent aussi un facteur potentiel d'efficacité dans la gestion de la demande d'énergie, celle de l'électricité notamment. Les objets connectés vont permettre d'optimiser l'appel au réseau en fonction de diverses contraintes, le prix du kWh principalement, et cela devrait conduire à mieux maîtriser la facture des consommateurs. On estime qu'en France les applications numériques (terminaux, serveurs, *data centers* et infrastructures de réseaux) représentent 12 % de la consommation d'électricité selon RTE (soit 56,5 TWh sur les 476 TWh consommés en France en 2015) ; ce chiffre devrait croître avec le développement de nouveaux services (25 % en 2030 ?). Mais c'est la croissance rapide du parc de véhicules électriques qui devrait avoir l'impact le plus fort sur l'organisation de la filière électrique en raison des besoins liés à la recharge des batteries mais aussi parce que le stockage stationnaire devrait bénéficier du développement de la mobilité électrique. Les chiffres de la PPE montrent que la consommation finale d'énergie devrait baisser en France à l'horizon 2028 ; mais la consommation d'électricité devrait rester stable, ce qui accroitrait le poids de l'électricité dans la demande finale.

De nouveaux usages connectés…

Il existe actuellement un peu plus de 5,6 millions de véhicules électriques ou hybrides dans le monde, dont 2,6 millions en Chine[16]. Fin 2018, on en comptait 207 000 en France et ce chiffre devrait dépasser le million en 2022. Il existe près de 200 000 bornes de recharge en France, réparties comme suit : 51 % dans les entreprises, 38 % chez les ménages et 11 % sur le réseau public selon l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME). Le nombre de bornes publiques devrait dépasser les 100 000 en

16. SZW, « Global E-car Count Up from 3.4 to 5.6 Million », 12 février 2019, disponible sur : www.zsw-bw.de.

2022. Les objectifs fixés par la loi de transition énergétique sont ambitieux avec sept millions de points de recharge pour accueillir quatre millions de véhicules électriques et hybrides à l'horizon 2030.

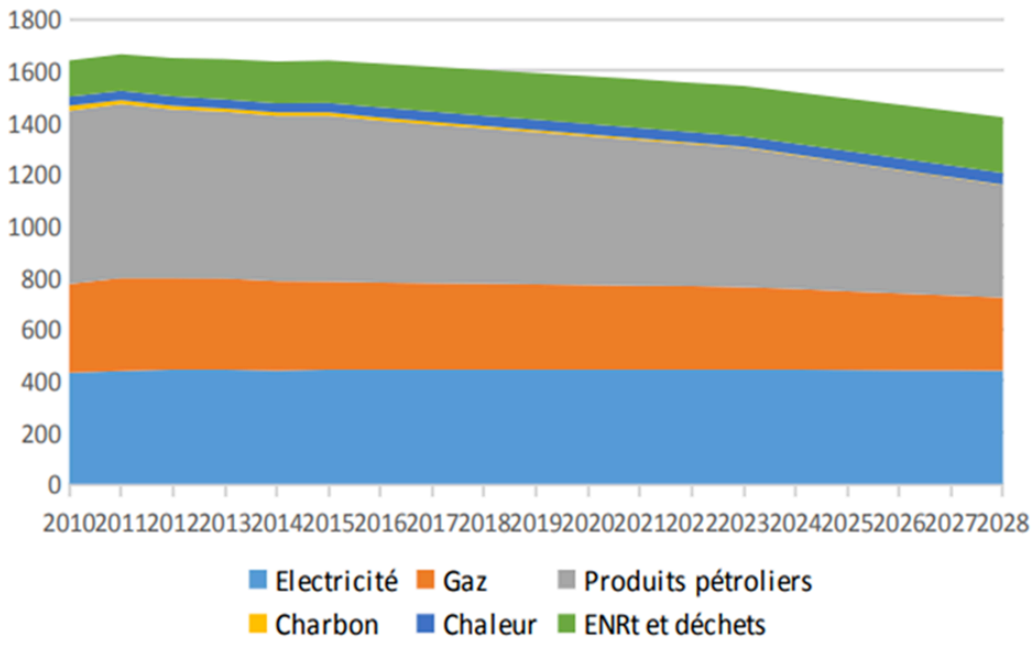
Le développement rapide du véhicule électrique rebat les cartes à l'échelle mondiale dans le secteur automobile. La Chine, qui avait du mal à concurrencer les Européens et les Américains dans le domaine du véhicule thermique (celui du moteur thermique principalement), prétend aujourd'hui au leadership, puisqu'elle est en pointe à la fois dans le secteur des batteries et dans celui de l'intelligence artificielle. C'est une opportunité pour la Chine de contrôler l'ensemble de la chaîne électrique puisque les deux composantes essentielles de l'électromobilité seront la batterie et le numérique. Le stockage stationnaire par batteries consiste souvent à recycler les batteries des véhicules pour leur donner une seconde vie et c'est un puissant levier pour développer les ENR non pilotables. C'est aussi un moyen important de favoriser l'autoconsommation comme on peut le voir en Australie, où plus de 21 000 batteries de stockage stationnaire ont été installés en 2017, en plus d'installations de grande taille pour stocker l'électricité de centrales solaires. On notera que le développement massif du véhicule électrique ne devrait pas exiger une augmentation très forte de la consommation d'électricité mais va requérir une programmation exigeante des temps de recharge. C'est donc plus un problème de puissance (kW) qu'un problème d'énergie (kWh). Il faut éviter que tous les automobilistes rechargent leur batterie en même temps ; il suffit d'envoyer des signaux de prix adaptés pour que les comportements soient optimisés. Ce sera le rôle des gestionnaires de réseaux. En outre, le développement à grande échelle du numérique (réseaux et compteurs communicants, objets connectés) va permettre de mettre en œuvre des innovations comme la télégestion des réseaux, la relève à distance des compteurs, le télédépannage, la gestion à distance de l'éclairage public, l'effacement programmé de certains usages électriques chez le consommateur final industriel ou domestique, etc. Cela va s'accompagner de trois évolutions majeures :

- ***Une modification du comportement des consommateurs.*** Mieux informés, les clients devraient opter pour des comportements plus rationnels et ne pas hésiter à davantage faire jouer la concurrence entre les fournisseurs. Ils seront également très preneurs des nouvelles technologies liées à la robotique et aux objets connectés. Cela pourrait certes s'accompagner d'un « effet rebond » au niveau de la consommation d'électricité, de sorte qu'il est aujourd'hui difficile de se prononcer sur ce que sera la résultante entre la consommation d'électricité économisée grâce au numérique et celle qui augmentera du fait des nouveaux usages connectés.

- ***Une adaptation de la tarification de l'électricité.*** La tarification binôme fondée sur une part fixe fonction de la puissance souscrite et une part variable fonction de la quantité d'énergie consommée ne va pas disparaitre, d'autant qu'on différencie en général le prix aux heures de pointe et le prix aux heures creuses, mais elle va s'accompagner de nouvelles offres tarifaires plus sophistiquées. On peut affiner cette tarification marginaliste et concevoir un tarif qui évolue en temps réel, tenant compte à la fois du comportement du client et du prix observé à chaque instant sur le marché *spot*. Les réseaux « communicants » permettent aujourd'hui de proposer des offres tarifaires calées sur les profils de consommation des clients et d'associer des services annexes correspondant aux attentes de ces clients, notamment une optimisation de la facture grâce à des opportunités d'effacement. On peut opter pour des tarifs *peak time rebate* (PTR) : on rémunère les effacements de consommation du consommateur ; le client qui ne réduit pas sa consommation subit une perte financière ; celui qui la réduit obtient un bonus et fait des économies. On peut aller plus loin avec les tarifs *real time pricing* (RTP). C'est une tarification « dynamique » ; le tarif varie toutes les heures voire toutes les 15 minutes en fonction des prix de marché *spot* ; en pratique les prix fluctuent dans un « tunnel » avec un prix plancher et un prix plafond. Il faut que le consommateur soit dans ce cas capable de gérer correctement l'information que lui envoie le gestionnaire de réseau *via* son smartphone ou son compteur. On peut anticiper que demain la tarification de l'électricité se fera de plus en plus en fonction de la puissance souscrite et non du volume de kWh soutirés. Cela peut se justifier puisque les énergies décarbonées (ENR et nucléaire) sont des énergies capitalistiques pour lesquelles la part des coûts fixes est élevée voire très élevée. Certains vont même jusqu'à envisager à terme une tarification forfaitaire fondée sur le nombre de kW souscrits et non plus un tarif binôme fondé un peu sur la puissance souscrite et beaucoup sur le nombre de kWh consommés, à l'instar de ce que l'on a observé dans les télécoms où le prix ne dépend plus de la durée de la communication. Mais cela ne serait pas sans soulever d'autres questions avec l'électricité : coût élevé de l'abonnement pour le client, difficultés du réseau à passer la pointe de puissance, (avec une tarification uniforme à la puissance le consommateur n'a aucune raison de s'effacer en période de pointe) risque de surconsommation si le facteur de charge de la puissance souscrite n'est pas pris en compte dans le tarif. Il faudra donc maintenir des signaux de prix pour dissuader l'appel de puissance à certaines périodes, en pointe notamment.

- ***L'apparition de nouveaux intermédiaires.*** Le recours au numérique va générer une quantité importante d'informations qu'il faudra stocker (dans des *data centers* eux-mêmes gros consommateurs d'énergie) et gérer dans le respect d'une législation de plus en plus contraignante. Le consommateur final ne sera pas toujours en mesure d'interpréter et d'utiliser cette information et il sollicitera alors des plateformes numériques qui serviront d'intermédiaires entre lui et son fournisseur, comme c'est déjà le cas aujourd'hui pour les réservations d'hôtel ou de taxis. On assistera ainsi à une « ubérisation » des activités de fourniture d'électricité, ce qui ne sera pas sans soulever des questions au sujet de la propriété et de la confidentialité des données collectées. On doit également noter que le recours massif au numérique risque de pénaliser les consommateurs qui ne maîtrisent pas bien ces nouvelles technologies (citoyens défavorisés, personnes isolées en zone rurale mal connectée voire personnes âgées) et du coup cela peut accentuer la « fracture numérique » que l'on constate déjà au niveau de la gestion des services publics administratifs (impôts, santé). Il appartient au législateur de préciser les conditions d'utilisation de ces données et de protéger ce faisant le consommateur final pour ce qui relève de sa sphère privée.

Graphique 5 : Évolution de la consommation énergétique finale réelle (2010-2016) et projetée (2017-2028) par vecteur énergétique en France (en TWh)



Source : PPE, 2018.

Mais aussi de nouveaux acteurs du numérique ou d'autres secteurs

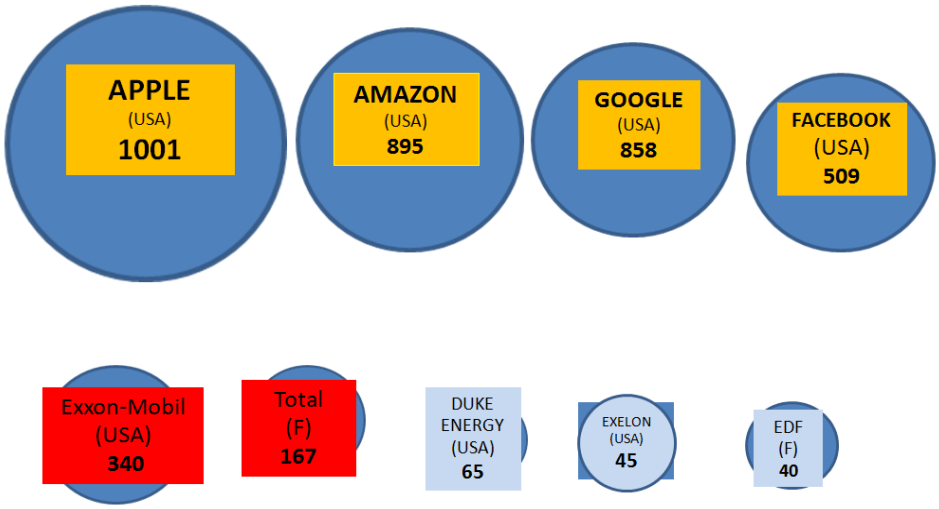
Les électriciens devront également compter demain avec les constructeurs de véhicules électriques et de batteries qui pourront associer à l'électromobilité une pluralité de services à forte valeur ajoutée, comme le stockage et déstockage de l'électricité, y compris avec raccordement au réseau électrique interconnecté, la location de véhicules, la gestion de la demande d'électricité de l'automobiliste à son domicile, voire les systèmes d'autopartage. Le produit vendu deviendra le service de mobilité et non l'achat d'un véhicule. Le statut de l'automobile a d'ailleurs tendance à évoluer pour certaines catégories sociales, les jeunes en particulier : l'usage l'emporte parfois sur la propriété.

Mais les électriciens devront aussi compter de plus en plus avec la concurrence que les opérateurs du numérique, comme les GAFAMI, et les pétroliers, comme Total, Shell ou Exxon vont leur livrer demain. Les pétroliers anticipent la substitution du véhicule électrique au véhicule thermique donc la fin du pétrole pour cet usage, et c'est l'une des raisons qui explique leur nouveau positionnement dans la fourniture d'électricité et dans la production de batteries. C'est le cas de Total qui a racheté l'électricien Direct Énergie et le constructeur de batteries Saft. Les opérateurs du numérique savent que le rôle de l'intelligence artificielle dans la domotique et le véhicule autonome sera déterminant et il leur faut là encore être présents sur une partie stratégique de la chaîne, celle de la fourniture de l'électricité. Cela explique que l'entreprise Amazon se lance aujourd'hui dans une telle activité. Cela explique aussi que les constructeurs automobiles signent des accords de partenariat avec les opérateurs du numérique : tel est le cas de Volkswagen qui s'est allié à Microsoft ou de Renault-Nissan-Mitsubishi qui a signé un partenariat avec Google pour les ordinateurs de bord de ses véhicules électriques. On pourrait aussi citer le cas de Toyota avec l'entreprise japonaise du numérique Softbank. Des rapprochements capitalistiques ne sont pas à exclure dans le futur entre opérateurs du numérique, constructeurs automobiles voire fournisseurs d'électricité.

La réalité des chiffres montre que le combat risque d'être inégal, en particulier si l'on regarde la valeur en bourse des divers opérateurs concernés (voir le graphique 6 ci-après). Certes la capitalisation boursière des GAFAMI a chuté depuis mi-2018 mais elle demeure disproportionnée par rapport à celle des fournisseurs d'électricité. C'est face à cette réalité que l'on peut regretter certains effets pervers de la libéralisation électrique en Europe, qui s'est traduite par une fragilisation des grands opérateurs

historiques de l'électricité, lesquels ont dû se séparer de certains actifs, renoncer à certaines fusions et faire face à l'agressivité de nombreux entrants. Les GAFAMI se lancent essentiellement dans la fourniture de l'électricité et des services qui y sont associés mais semblent encore négliger la production d'électricité qui ne fait pas partie de leur métier de base et est moins rentable que leurs activités traditionnelles, ou alors ne s'y intéressent que pour s'assurer un approvisionnement électrique vert qui couvre leur propre demande. Ce n'est pas le cas des entreprises pétrolières qui, pour certaines d'entre elles, n'hésitent pas à racheter des producteurs ou à prendre des participations dans le capital de ces sociétés, voire à développer des outils de production. La concurrence promet donc d'être rude dans le futur au fur et à mesure que la fourniture d'une électricité décarbonée sera associée à celle de services annexes de plus en plus liés au numérique.

Graphique 6 : Capitalisation boursière de quelques sociétés du numérique, du pétrole et de l'électricité en milliards de USD à mi-juin 2018



Source : auteur sur la base des données publiques.

Troisième défi : arbitrer entre micro- et méga-réseaux

On a coutume de dire que l'électricité sera demain de plus en plus décarbonée, digitalisée mais aussi décentralisée. De plus en plus de territoires, les agglomérations notamment, mais aussi d'entreprises et de particuliers souhaitent produire une part croissante de leur approvisionnement électrique. C'est possible avec les ENR comme le photovoltaïque dont les installations peuvent être de dimensions très variables, sans que les coûts unitaires n'augmentent très fortement, à la différence des centrales thermiques classiques ou nucléaires qui bénéficient de fortes économies d'échelle. La transition énergétique a été impulsée par les États mais elle est mise en œuvre de plus en plus par les entreprises et les particuliers au niveau local. Faut-il dès lors s'attendre sur le long terme à l'émergence de micro-réseaux à l'échelle d'un quartier, voire d'une ville suite au développement massif des *blockchains*, et à la disparition concomitante des réseaux interconnectés ? Va-t-on au contraire vers un modèle où coexisteraient microréseaux et mégaréseaux interconnectés à l'échelle planétaire ? Dans tous les cas, cela soulève des questions auxquelles les électriciens devront répondre, tant du point de vue de la tarification des réseaux que de celui de leur propriété.

Revoir la Tarification d'accès aux réseaux (TURPE) pour éviter la « spirale de la mort » ?

Les péages d'accès aux réseaux de distribution (et de transport) d'électricité, qui sont fixés par le régulateur, sont en général de type binôme, et sont pour partie fonction de la puissance souscrite (kW) et pour partie fonction de la quantité d'électricité soutirée (kWh)[17]. Ces tarifs (TURPE) représentent environ 30 % du prix TTC payé par le consommateur domestique, comme cela a déjà été mentionné précédemment. En France, comme dans de nombreux pays européens, la part puissance représente 20 % du TURPE et la part énergie 80 %. Le consommateur paie donc le réseau essentiellement lorsqu'il soutire de

17. Se reporter à J.-P. Hansen et J. Percebois, « Énergie : économie et politiques », *op.cit.*

l'électricité. Si l'autoconsommation se développe et avec elle la vente d'électricité en circuit court via des *blockchains*, il deviendra nécessaire de revoir le système de tarification d'accès aux réseaux interconnectés d'électricité.

Le développement de l'autoconsommation, qui s'accroît au fur et à mesure que la « parité » réseau s'améliore, va en effet conduire ce consommateur à ne faire appel au réseau qu'en cas de défaillance de son installation alors même qu'il continue à bénéficier d'un accès pour la même puissance garantie. Cela génère des subventions croisées entre consommateurs puisque les coûts fixes du réseau interconnecté sont reportés sur les autres consommateurs. Les réseaux doivent être alors en mesure de fournir la même puissance mais avec un taux d'utilisation plus faible. Plus le nombre d'autoconsommateurs (autoproducteurs) s'accroît et plus la charge de l'amortissement et du développement du réseau est reportée sur un nombre réduit de consommateurs. Les consommateurs encore interconnectés ont donc de plus en plus intérêt à autoproduire leur électricité pour échapper aux coûts croissants des réseaux ; c'est ce que l'on nomme la « spirale de la mort ». Il faut donc revoir la tarification d'accès au réseau sans pour autant pénaliser le développement de l'autoproduction. Une première option est de modifier le partage puissance/énergie et établir par exemple le péage à 80 % en fonction de la puissance souscrite et à 20 % en fonction de la quantité de kWh soutirée. Une autre option consiste à mettre en place un tarif dit de secours pour les autoproducteurs. Accroître la part puissance du tarif à 100 %, comme c'est par exemple le cas aux Pays-Bas, peut entraîner un effet pervers : le consommateur peut être incité à surconsommer puisque la part « péage » de sa facture est indépendante de la quantité consommée, et dépend seulement de la puissance souscrite ; cela sera vérifié pour tous les consommateurs et pas seulement pour les autoproducteurs. Introduire un tarif spécifique de secours pour l'autoproduction semble la meilleure solution d'autant que, de plus en plus, les péages d'accès aux réseaux devront prendre en compte la variété des situations.

Ces péages doivent être modulés en fonction de la période de soutirage et du lieu de localisation de l'injection comme du soutirage de l'électricité. Progressivement la péréquation spatiale et temporelle des tarifs devrait être abandonnée au profit d'une tarification fondée sur la « vérité des coûts ». Il est légitime de faire payer le coût d'injection d'une électricité solaire ou éolienne produite loin du réseau interconnecté, surtout si la quantité injectée doit en plus remonter du réseau de distribution vers le réseau de transport. Rappelons qu'une très forte proportion (95 %) de l'électricité renouvelable injectée sur le réseau interconnecté l'est

aujourd'hui sur le réseau de distribution d'Enedis. Néanmoins, renoncer à la péréquation spatiale des tarifs d'accès aux réseaux n'ira pas sans soulever des objections car cela aura des conséquences sur l'aménagement du territoire, la localisation de certaines activités industrielles ou commerciales en particulier. Le tarif sera plus élevé dans les régions rurales et cela risque d'accroître les fractures sociales et numériques entre urbains et ruraux.

Notons que les grands réseaux interconnectés apportent un atout important par rapport aux microréseaux et *a fortiori* par rapport à l'autoconsommation : le « foisonnement » des puissances. La puissance d'un réseau interconnecté à l'échelle nationale est très inférieure à la somme des puissances installées chez tous les consommateurs (de l'ordre de trois à quatre fois moins). On peut en effet considérer que tous les consommateurs ne vont pas en même temps utiliser la totalité de la puissance souscrite ; avec l'autoconsommation « intégrale » chacun doit installer la puissance de pointe dont il aura besoin, à défaut de pouvoir compter sur le réseau comme solution de secours. La puissance totale sera donc supérieure à ce qu'elle serait avec un réseau interconnecté. Compte tenu du très faible poids de l'autoconsommation actuellement en France, on est loin d'une telle situation. Mais il ne faut pas sous-estimer cet aspect qui renforce un autre atout des réseaux interconnectés : le secours mutuel. En cas de défaillance d'un opérateur, on peut compter sur l'aide des autres. Cela est vrai au niveau national comme au niveau européen.

Il importe également de bien interpréter ce que l'on nomme aujourd'hui « parité réseau ». La « parité réseau » désigne le fait que le coût du kWh produit par un particulier, *via* une installation photovoltaïque par exemple, devient égal au coût du kWh soutiré du réseau. Ces coûts sont aujourd'hui assez proches en France, dans le sud notamment. Mais l'on compare deux choses qui ne recouvrent pas une même réalité. Le coût du kWh soutiré du réseau comprend le coût de production à la sortie d'une centrale souvent éloignée du lieu de consommation, auquel s'ajoutent un coût de transport et de distribution ainsi que diverses taxes, tandis que le coût de l'autoconsommateur ne recouvre que le coût de production à la sortie de son installation. On suppose donc que toute l'autoproduction est autoconsommée instantanément (sans coût de stockage), que l'autoproducteur ne fait pas appel au réseau et qu'il ne supporte aucune taxe. Ce n'est en général pas le cas : l'autoproducteur injecte une partie de sa production sur le réseau interconnecté à certaines heures (heures creuses en général), soutire de l'électricité du réseau aux heures pleines ou de pointe et/ou doit prévoir un système de stockage par batterie. À noter que la valeur de son électricité aux heures creuses est sensiblement plus

faible que celle de l'électricité soutirée du réseau aux heures de pointe, ce qui justifie que l'on renonce au principe du *net-metering* : tous les kWh ne se valent pas et la quantité de kWh injectés ne peut pas venir en simple déduction de la quantité de kWh soutirés du réseau.

L'autoconsommation dite « collective », qui est davantage développée dans les pays à forte tradition décentralisée comme l'Allemagne, est une situation intermédiaire entre les grands réseaux interconnectés et la production totalement décentralisée. Elle est encouragée par la Commission européenne dans son Paquet Énergie Propre adopté en 2019. L'autoproduction et l'autoconsommation concernent cette fois un groupe d'habitations, le quartier d'une agglomération voire un village ; les échanges d'électricité se font *via* une *blockchain* sans passer par un intermédiaire. Cela évite des « coûts de transaction » mais aussi des coûts de réseau puisqu'il n'est plus nécessaire d'injecter le courant excédentaire sur le réseau, les producteurs excédentaires approvisionnant directement leurs voisins déficitaires via une boucle locale (à condition qu'il y ait aussi des sources pilotables et variées de production). Il faut certes souvent maintenir le raccordement au réseau interconnecté pour faire face aux périodes où la production locale est totalement défaillante mais cela demeure marginal.

Résister à la « route de la soie électrique » chinoise ?

Les électriciens européens doivent aujourd'hui se prémunir contre les ambitions chinoises de contrôler une partie de leurs activités, notamment les réseaux de distribution d'électricité[18]. De nombreuses participations chinoises ont été prises dans le capital de certains réseaux de distribution, en Europe du Sud en particulier. Ces réseaux sont rentables car ils ne se contenteront pas d'acheminer l'électricité du producteur vers le consommateur mais proposeront des services annexes rémunérateurs liés en particulier à l'effacement de la demande et à la gestion d'objets et de services connectés.

À un moment où la Commission européenne rappelle qu'il est nécessaire de poursuivre la construction de grands réseaux interconnectés pour achever le marché unique de l'électricité et profiter du foisonnement des demandes, la société chinoise State Grid, spécialiste de l'ultra-haute tension en courant continu (CCUHT ou UHVDC en anglais), envisage de

18. Se reporter à Derdevet « La coopération énergétique avec la Chine, entre yin et yang », Revue de l'Énergie, novembre-décembre 2018 ; N. Mazzuchi « La Chine et les réseaux électriques européens : stratégies et enjeux », Fondation pour la recherche stratégique, septembre 2018.

construire un réseau en très haute tension de 1,1 million de volts (soit 1 100 kilovolts (kV) contre 800 kV pour les lignes chinoises actuelles en très haute tension mais 400 kV seulement en Europe) reliant la Chine à l'Europe. Plusieurs itinéraires sont envisagés dont un réseau de 5 600 kilomètres (km) à travers le Kazakhstan et l'Ukraine. Les pertes en ligne seraient acceptables (7 %) et le coût estimé entre 20 et 30 milliards d'euros. La société chinoise estime qu'un kWh de renouvelable (éolien) produit à 3 centimes d'euro à la frontière chinoise pourrait être vendu 7 centimes à la frontière de l'UE, ce qui est au seuil de la compétitivité[19]. La Chine est obligée d'investir massivement dans des réseaux de transport sur son territoire car une grande partie de sa production d'électricité est localisée dans le nord-ouest où se trouvent les mines de charbon et beaucoup d'installations éoliennes, alors que la consommation se situe plutôt dans les mégapoles du sud-est. Il existe ainsi une certaine surcapacité d'électricité renouvelable qui pourrait être exportée. Cela peut expliquer que la première entreprise chinoise de production d'électricité China Energy Group (issue de la fusion entre Shenhua et Guodan), dont la puissance installée est de l'ordre de 225 gigawatts électriques (GWe), n'ait produit que 485 TWh en 2017 contre 581 TWh à la même époque pour EDF qui dispose pourtant, comme le rappelle la note de Taccoen, d'une capacité installée de 135 GWe seulement[20].

À travers ce projet de très grand réseau mondial, la Chine cherche à pénétrer sur les réseaux occidentaux pour écouler des excédents mais aussi pour imposer sa technologie et prendre des participations dans le capital de ces réseaux. Notons que d'autres projets de réseaux mondiaux existent reliant par exemple le Canada à l'Europe du Nord *via* l'Arctique (la distance serait plus courte, de l'ordre de 2 500 km). Certains rêvent d'un réseau mondial reliant un jour prochain des installations éoliennes situées au niveau des pôles et des installations solaires localisées au niveau de l'Équateur. Le vieux débat entre le courant continu et le courant alternatif qui avait opposé Edison à Westinghouse au début de l'histoire de l'électricité resurgit à cette occasion[21].

Pour certains, ce projet chinois risque de ne pas aboutir, à l'instar de ce que fut le projet Desertec qui devait acheminer de l'électricité solaire du Sahara vers l'Europe et qui réapparait périodiquement dans les débats. Mais ces projets doivent être pris au sérieux car ils préfigurent peut-être

19. C. Deluzarche, « La Route de la soie électrique : la Chine va-t-elle nous inonder d'électricité *low cost* ? », Futura Sciences, 2019 ; se reporter également à J.-P. Hansen et J. Percebois, « Énergie : économie et politique », *op. cit.*
20. L. Taccoen « Le secteur électrique chinois fin 2018 », *Lettre géopolitique de l'électricité*, février 2019.
21. J.-P. Hansen et J. Percebois, « Énergie : économie et politique », *op. cit.*

l'architecture des réseaux futurs reliant les divers continents de la planète. Faut-il résister aux projets chinois, considérant qu'il s'agit d'un « cheval de Troie » pour imposer à terme les technologies chinoises tant au niveau de la production qu'à celui des infrastructures, ou faut-il au contraire saisir cette opportunité pour mener des partenariats gagnant-gagnant ? Une chose est certaine : la réponse doit être coordonnée à l'échelle de l'Europe et ne saurait être faite de façon strictement nationale donc bilatérale, d'autant que les moyens financiers des acteurs chinois sont largement supérieurs à ceux des acteurs européens. L'UE doit éviter d'aller à la bataille en ordre dispersé.

À terme, la coexistence entre de tels mégaréseaux interconnectés à l'échelle mondiale ou régionale et des microréseaux locaux est tout à fait envisageable ; les opérateurs du secteur électrique doivent y réfléchir, compte tenu de ce que sont les délais de mise en œuvre de telles infrastructures et leur durée de vie. Mais il n'est guère facile de tracer *a priori* la ligne optimale de partage entre méga- et micro-réseaux et beaucoup d'incertitudes demeurent sur ce que sera demain l'architecture des réseaux internationaux d'électricité.

Conclusion

L'approche dogmatique qui a présidé à la libéralisation de l'électricité en Europe, fondée sur une confiance absolue dans les mécanismes du marché mais avec des exceptions qui en limitent l'efficacité, a fragilisé les opérateurs historiques, lesquels sont confrontés à de nouveaux défis : un marché de gros qui n'envoie pas les bons signaux, une révolution numérique qui attire de nouveaux entrants, des réseaux en pleine mutation à l'échelle locale comme à l'échelle mondiale. Il faut une vision industrielle de la concurrence qui permette à ces opérateurs de financer les investissements nécessaires à la transition énergétique tout au long de la chaîne électrique sachant que la production va devenir de plus en plus décarbonée et les réseaux de plus en plus intelligents. Il appartient aux pouvoirs publics de répondre aux deux questions qui vont conditionner l'évolution du secteur dans les prochaines années : d'une part, jusqu'où faut-il décentraliser la production d'électricité et, d'autre part, comment faut-il réguler les activités de réseaux pour intégrer les nouvelles technologies du numérique ? Les compagnies d'électricité doivent connaitre les réponses qui seront apportées par la puissance publique pour se positionner par rapport à de nouveaux acteurs de la transition : les territoires, les producteurs décentralisés, les pétroliers, les constructeurs automobiles et les opérateurs du numérique.

Bibliographie

Académie des Sciences et Académie des Technologies « Stratégie d'utilisation des ressources du sous-sol pour la transition énergétique française ; les métaux rares », Rapport, mai 2018.

F. Benhmad et J. Percebois, « Photovoltaic and Wind Power Feed-in Impact on Electricity Prices: The Case of Germany », *Energy Policy*, vol. 119, août 2018, p. 317-326.

P. Cecchini (dir.), *1992, le défi. Nouvelles données économiques de l'Europe sans frontières*, Paris, Flammarion, 1988 (synthèse d'un rapport).

Cour des Comptes, « L'aval du cycle du combustible nucléaire », Rapport public thématique, mai 2019.

Cour des Comptes, « Le soutien aux ENRENR, Communication à la Commission des Finances du Sénat », mars 2018.

F. Dambrine, « Analyse microéconomique de l'intégration des ENR électriques intermittentes dans un système de production électrique », *Annales des Mines*, Responsabilité et Environnement, janvier 2019, n° 93, p. 7-14.

C. Deluzarche, « La Route de la soie électrique ; la Chine va-t-elle nous inonder d'électricité *low cost* ? », *Futura Sciences*, 21 janvier 2019.

M. Derdevet, « La coopération énergétique avec la Chine, entre yin et yang », *La Revue de l'énergie*, n° 641, novembre-décembre 2018.

M.-A. Eyl-Mazzega et C. Mathieu, « La dimension stratégique de la transition énergétique : défis pour la France, l'Allemagne et l'Union européenne », *Études de l'Ifri,* avril 2019.

A. Geldron, « L'épuisement des métaux et minerais : faut-il s'en inquiéter ? », Fiche ADEME, juin 2017.

E. Hache, G. Seck et M. Simoen, « Quelle criticité du lithium dans un contexte d'électrification du parc automobile mondial ? », Panorama 2018, IFPEN.

J.-P. Hansen et J. Percebois, (avec A. Janssens), *Énergie : économie et politiques*, préface de M. Boiteux et avant-propos de J. Tirole, 3e édition, Louvain-sur-Neuve, Éditions De Boeck, 2019.

J.-P. Hansen et J. Percebois, *Transitions électriques : ce que l'Europe et les marchés n'ont pas su vous dire*, Préface de G. Mestrallet, Paris, Odile Jacob, 2017.

G. Lepesant, « La transition énergétique face au défi des métaux critiques », *Études de l'Ifri*, Ifri, janvier 2018.

N. Mazzuchi, « La Chine et les réseaux électriques européens ; stratégies et enjeux », Fondation pour la recherche stratégique, septembre 2018, note 16/18.

NEA-OECD « The Full Costs of Electricity Provision », Paris, 2018.

J. Percebois, « Les mécanismes de soutien aux ENRENR, leurs forces et leurs faiblesses », *Revue française d'économie*, n° 4, avril 2015, p. 141-186.

J. Percebois, « Controverses sur le rôle et le devenir de l'ARENH : un peu d'histoire », *La Revue de l'énergie*, n° 644, mai-juin 2019, p. 5-12.

J. Percebois, « Revisiter l'ARENH, solution miracle face à l'augmentation du prix de l'électricité ? », *Revue de l'électricité et de l'électronique,* n° 3, juin-juillet 2019, p. 64-67.

J. Percebois et S. Pommeret, « Coût complet lié à l'injection d'électricité renouvelable intermittente. Approche modélisée sur le marché français day-ahead », *La Revue de l'énergie*, n° 632, juillet-août 2016, p. 287-306.

J. Percebois et S. Pommeret, « Storage Cost Induced by a Large Substitution of Nuclear by Intermittent Renewable Energies: The French Case », en cours de parution dans *Energy Policy*, 2019.

G. Pitron, *La Guerre des métaux rares*, Paris, Les Liens qui libèrent, 2018.

PPE (Programmation pluriannuelle de l'énergie) « Stratégie française pour l'énergie et le climat ; 2019-2023 et 2024-2028 », Ministère de la Transition écologique et solidaire, Paris, 2018.

J. Seaman, « La Chine et les terres rares. Son rôle critique dans la nouvelle économie », *Notes de l'Ifri*, Ifri, janvier 2019.

S. Stoft, « Power System Economics », New York, IEEE-Wiley, 2002.

L. Taccoen, « Le secteur électrique chinois fin 2018 », *Lettre géopolitique de l'électricité*, n° 90-28, février 2019.

Institut français
des relations
internationales