

Urgence ! Les solutions face à l'envolée des prix de l'électricité

Jacques Percebois

Professeur Emérite à l'Université de Montpellier

La structure actuelle du marché de l'électricité

La forte hausse des prix de l'électricité depuis le début de l'été 2021 s'explique par la conjonction de plusieurs facteurs. On parle ici du prix de gros de l'électricité dont l'envolée s'est déjà répercutée sur les consommateurs qui ont opté pour un tarif indexé en temps réel sur ce prix. Cette hausse devrait se répercuter ensuite (en février 2022) sur les prix de détail pour les consommateurs, les plus nombreux, qui bénéficient encore du Tarif Réglementé de Vente (TRV)¹. On craint une hausse de l'ordre de 10 % en février 2022.

Il faut auparavant bien distinguer le prix de détail, payé par le consommateur final, du prix de gros de l'électricité vendue et achetée sur le marché dit *spot* ou intraday ou le marché « day-ahead » (24 prix par jour)

Le TRV, proposé exclusivement par EDF et les régies municipales et assimilées (Entreprises Locales de Distribution), est un prix de détail qui est ajusté deux fois par an par la CRE (Commission de Régulation de l'Énergie), en février et en août, et qui est adopté par environ 23 millions de ménages sur 33 millions aujourd'hui en France. Il est également adopté, et c'est important pour notre économie, par plus de 2,5 millions de petits professionnels. Les autres consommateurs (petits consommateurs ou industriels) paient un prix dit « en offre de marché » (OM) proposé par les concurrents d'EDF (« *fournisseurs alternatifs* » comme TotalEnergies, Engie, ..., 43 au total en 2021), ou par EDF pour ceux qui le souhaitent. Cet OM peut prendre trois formes :

- 1) un prix fixe pour une durée de 1, 2 ou 3 ans,
- 2) un prix indexé sur le TRV,
- 3) ou un prix indexé sur le prix de gros : on parle alors de « tarification dynamique », système qui jusqu'à aujourd'hui a la préférence de la Commission Européenne, chantre, comme chacun le sait de la libéralisation, poussée à ses limites.

Les causes des dérives actuelles.

Les deux types de contrat reposent sur deux logiques bien différentes

- Le TRV est obtenu par « empilement » de trois catégories **de coûts**, chacune représentant environ un tiers du prix total dit TTC : 1) le coût de production du kWh, 2) les péages d'accès aux réseaux de transport (RTE) et de distribution (Enedis ou ELD), fixés par la CRE, 3) les taxes (CSPE, TICFE, CTA, TVA). Le coût de production dépend pour partie, nous le verrons, du prix de gros.
- Les prix en offre de marché sont en général (sauf contrats à prix fixe) calés sur le prix de gros ou indexés sur ce prix. La hausse du prix de gros (il est passé de 46 euros par MWh en moyenne en 2020 à plus de 100 euros actuellement et oscille, fin septembre 2021 entre 100 et 200 euros le MWh) tient pour une large part :

¹ TRV : Les Tarifs Réglementés de Vente, ou **TRV**, représentent les offres d'énergie réservées aux fournisseurs historiques français : EDF pour l'électricité et Engie (ex-GDF) pour le gaz. Les **TRV** sont les tarifs de référence sur le marché.

- à la hausse **du prix du carbone** sur le marché des quotas (marché européen ETS)² : le prix de la tonne de CO₂ est passé en quelques années de 5 à 60 euros et a été multiplié par 4 depuis mars 2020,
- à la tension sur le marché du gaz résultant de la réduction massive de moyens pilotables, quand les moyens intermittents sont peu productifs,
- **à la hausse du prix du gaz naturel qui en découle** sur le marché international. Comme une large partie de l'électricité est, dans l'Union européenne des 27, produite avec des énergies fossiles (20% avec du gaz et 13% avec du charbon, mais c'est 6% seulement en France), toute augmentation des prix du gaz, du charbon et du carbone se répercute mécaniquement sur le coût de production de l'électricité produite avec des énergies fossiles,
- à la hausse du prix des certificats d'économies d'énergie, qui a été multiplié par deux depuis 2018 pour atteindre 8 euros le MWh cumac³.

Comment s'établit le prix de gros ?

Les marchés européens de l'électricité sont interconnectés et le prix de gros est fixé selon le mécanisme dit du « merit order » : son prix d'équilibre est égal au coût, variable, de la centrale marginale, celle qui équilibre en permanence l'offre et la demande d'électricité (laquelle est impérative, pour des raisons physiques, car c'est le respect de cette égalité Production = Consommation qui assure la stabilité de la fréquence de l'ensemble du réseau européen, GB exclue). Actuellement en Europe, les centrales à gaz sont marginales une grande partie du temps et les variations de prix du gaz pèsent lourdement dans les évolutions du prix de gros. Cette prédominance du gaz comme énergie marginale explique une envolée des prix cet automne, amplifiée par un éolien faiblard, et qui devrait perdurer. On constate de fait une insuffisance rapidement croissante du parc de centrales dites « pilotables », c'est-à-dire capables de suivre la demande d'électricité en temps réel (les centrales éoliennes et solaires sont fatales, c'est-à-dire non pilotables, et elles sont prioritaires sur le réseau), suite à l'arrêt programmé de nombreuses centrales à charbon et lignite en Europe ; le parc de centrales pilotables décarbonées, comme le nucléaire (avec les arrêts en Allemagne et Fessenheim en France) ou l'hydraulique de barrage est en décroissance. C'est le gaz qui prends le relais !

En France, le prix de gros suit le prix de gros constaté dans les pays limitrophes mais la part « coût de production du kWh » du TRV français (environ 1/3 du prix total TTC) est en grande partie (pour les 2/3) déterminée par le coût du nucléaire, qui est faible. C'est ce qui explique que le TRV soit inférieur à la moyenne européenne et très largement inférieur au prix allemand (19 centimes le kWh en France contre plus de 30 en Allemagne). Mais le tiers restant, le « complément marché » de ce coût de production, dépend du prix de gros observé sur le marché européen. Son prix est tributaire du mécanisme particulier de fixation du tarif réglementé en France fondé sur une logique dite de la « contestabilité ».

² Système d'échange de quotas d'émission (*European Emissions Trading System* ou EU ETS) pour les installations industrielles. Ce système s'applique aux grandes installations (avec une puissance thermique supérieure à 20 MW) et couvre ainsi plus de 11 000 installations, et environ 45% des émissions de CO₂ européennes !

³ Le Cumac est une unité de mesure qui permet de définir l'effort ayant été réalisé en vue d'économies d'énergie. Il est principalement utilisé par les fournisseurs d'énergie, les industriels « obligés », qui sont contraints par l'État de mettre en place un certain nombre d'actions afin de réduire leur consommation énergétique. Ces économies sont évaluées en kWh Cumac.

La « contestabilité », prévue par la loi, consiste à retenir une proportion de « complément marché » proche de celle des concurrents d'EDF avec le souci de permettre aux concurrents d'EDF de pouvoir rivaliser avec l'opérateur historique. On ne peut donc pas accroître la part du nucléaire dans la fixation du TRV, quand bien même on le souhaiterait, afin de respecter cette contrainte : **in fine, on augmente le TRV pour maintenir la concurrence dans l'intérêt des producteurs alternatifs**. Au total ce « complément marché » représente 10% environ du prix TTC du TRV en France.

Cette analyse ne doit pas masquer le coût des adaptations du réseau européen rendues nécessaire par les fluctuations, qui seront de plus en plus considérables, apportées par les moyens de production intermittente : étant très dispersés, ils réclament une refonte radicale du fonctionnement des réseaux (102 milliards d'investissements en France pour ENEDIS et RTE d'ici 2035), un développement massif de réseaux inter-frontaliers subventionnés par l'Europe, l'intervention de plus en plus importante du mécanisme de capacité (on paye des centrales arrêtées comme moyens de secours).

L'envolée des prix ce septembre : on ne fait que tenter d'éteindre l'incendie, sans s'attaquer au fond.

À court terme les pouvoirs publics tentent d'éteindre l'incendie en aidant les ménages les plus précaires (chèque énergie)⁴, un pis-aller ; ils peuvent aussi réduire les taxes, notamment la CSPE (ou TICFE) qui était au départ destinée à subventionner les EnR et qui a perdu l'essentiel de sa fonction puisque le surcoût des ENR (prix d'achat garantis ou complément de rémunération, imposés à EDF et aux ELD) est aujourd'hui largement financé par les taxes sur les combustibles. C'est, par exemple, ce que vient de décider le gouvernement espagnol. La Commission européenne propose de bloquer certains tarifs et joue les « pompiers pyromanes » ! C'est elle qui a encouragé le recours systématique au marché et vanté les mérites d'une tarification dynamique assise sur les prix de gros. Cette politique a eu de plus comme conséquence de bloquer le développement de nouveaux moyens pilotables dont le système électrique a besoin : l'investisseur préfère opter pour des ENR subventionnées avec obligation d'enlèvement (par EDF en France ou les gestionnaires de réseaux en Allemagne) que pour des moyens conventionnels. L'irruption des prix négatifs, aberration économique, ne fait que renforcer cette tendance.

Les solutions mises en œuvre sont de court terme. L'approche de l'hiver et la perspective d'une demande d'électricité qui va croître sensiblement font craindre aujourd'hui des risques de prix très élevés sur le spot⁵, qui pèseront ensuite sur le TRV, et pire encore, des risques de black-out. L'Europe manque et va de plus en plus manquer de capacités pilotables comme l'a clairement démontré France Stratégie, qui prévoit la perte de 68 GW de puissance pilotable en Europe d'ici 2035 alors que la puissance crête appelée pourrait augmenter de 23 GW⁶. Ce

⁴ En 2021, l'État a versé en moyenne 150 € à 5, 7 millions de foyers, puis a ajouté 100 € par foyer pour compenser l'envolée actuelle des prix. Au total c'est 855 millions € d'aides qui ont été mobilisés lutter contre une précarité énergétique qui se développe en Europe.

⁵ Le 28 septembre à 19h00 il était de 237 €/MWh.

⁶ <https://www.strategie.gouv.fr/publications/securite-dapprovisionnement-electrique-europe-horizon-2030>

ne sont pas des puissances considérables d'éolien et de solaire qui vont sauver l'Europe de l'électricité dans les 15 ans à venir : leurs défaillances seront au niveau de leur gigantisme⁷.

En France après l'arrêt des 2 derniers GW charbon, la LTECV conserve l'objectif irresponsable d'arrêt de 11 GW nucléaires de plus que Fessenheim d'ici 2035, et le pays s'interdit la construction de nouvelles centrales à gaz. Il est urgent de réviser notre politique énergétique et de relancer la construction de nouveaux réacteurs nucléaires (le projet des 6 EPR2 dont on parle mais que l'on ne voit pas venir). Mais la construction de réacteurs nucléaires prend du temps et la tentation va être de construire dans l'urgence des centrales à gaz à cycle combiné (donc émettrices de CO₂), ou bien il faudra, en période de forte consommation, faire le pari d'importations « bon marché » bien peu probables (du fait des « sorties du nucléaire » allemande (2022) et belge (2025) et de l'effacement progressif du charbon). Il est temps de se rendre compte que « le roi électrique, européen comme français, est nu » !

Comment établir un meilleur équilibre, cohérent avec nos performances nationales ?

La réforme du marché souhaitée par le Ministre Bruno Le Maire ne suffira pas : c'est la logique même de ce « single market » (marché unique) qui est contestable alors que les pays européens diffèrent largement par leurs moyens de production et d'équilibrage, leurs structures de coûts de production et, plus encore, leurs performances climatiques. Si le ministre réclame à juste titre des décisions rapides concernant le nucléaire, il ne semble pas encore suivi par le gouvernement, moins encore par la ministre de l'Énergie.

Plus fondamentalement il faut s'interroger sur les défaillances de la libéralisation comme système de fixation des prix de l'électricité, un service public de première nécessité. Le consommateur a besoin d'un prix stable (suivre en temps réel le prix de gros sur son smartphone pour adapter son comportement n'intéresse que peu de gens), et l'investisseur a lui aussi besoin d'une certaine visibilité sur le long terme.

Puisque les ressources disponibles et les choix en matière de mix électrique sont très divergents en Europe, il est logique de considérer que le consommateur doit aujourd'hui payer un prix du kWh qui reflète essentiellement les coûts de son mix électrique national et non du mix électrique des pays limitrophes. C'est donc tout le marché européen de l'électricité qu'il faut revoir **avec deux principes essentiels, responsabilité de chaque pays et solidarité** :

- ***Il faut redonner au principe de subsidiarité toute sa valeur, chaque pays ayant le droit et le devoir de s'appuyer sur ses atouts, sans interférence excessive de ses voisins. Ce principe inclut la capacité du pays à contrôler ses moyens de production⁸ et les échanges inter-frontaliers, et à se protéger des défaillances de ses voisins ;***
- ***les objectifs climatiques doivent bénéficier d'une vraie priorité et non être un objectif parmi d'autres : les débats sur les obligations vertes et la taxonomie pour un développement durable montrent bien que certains pays ne donnent pas à cet objectif la priorité qu'elle devrait avoir, voulant imposer des dérives idéologiques;***

⁷ Ce mois de septembre en est l'illustration et les 63,6 GW d'éolien allemand n'ont produit, le 26 juin 2021 à 9 h, que 0,13 GW et la nuit le solaire est nul.

⁸ On ne peut que s'inquiéter, voire se scandaliser, des tentatives de mettre la main sur notre hydraulique par des pays européens qui ont développé sans concertation ni garde-fous des puissances intermittentes considérables.

- *le cadre du marché unique devrait être centré sur les règles applicables aux échanges inter-frontaliers et aux moyens d'assurer l'équilibre global du réseau. Le système électrique européen doit assurer la solidarité en cela que, au-delà des apports de chaque pays à sa part des réserves (destinées à compenser des pertes fortuites de moyens de production), il doit organiser les moyens de faire face à des épisodes extrêmes, locaux ou globaux. C'est dans ce cadre que les réseaux inter-frontaliers devraient être développés ;*
- *le développement actuel de l'intermittence, qui ne respecte pas les règles essentielles visant au maintien d'une garantie de fourniture élevée, fragilise l'Europe entière. Les règles d'équilibre doivent donner à chaque pays l'obligation de développer en parallèle des moyens de compensation adaptés au niveau de la fragilité dont il est responsable ;*
- *la politique des coûts doit être essentiellement nationale et les aides ou avantages attribués à chaque technologie doivent être équilibrés et, en tout état de cause, être limités dans le temps au délai de maturation des technologies ;*
- *au niveau français*
 - *il est urgent de supprimer l'ARENH⁹, et ainsi restaurer la capacité d'investissement d'EDF dans sa branche nucléaire.*
 - *C'est d'autant plus nécessaire que les fournisseurs « alternatifs », dont le nombre a crû de manière exponentielle, n'ont pas respecté l'objectif initial qui était qu'ils construisent des moyens de production concurrentiels. Mieux encore, lors du dernier appel d'offres concernant l'ARENH, donc à l'électricité nucléaire, sur 29 fournisseurs alternatifs, 27 étaient des fournisseurs d'électricité dite « verte » !*

Le rôle de l'Europe, qui n'a pas la compétence « énergie », est important, mais ne devrait concerner que les éléments essentiels que sont la maîtrise de la dérive climatique, phénomène global, une politique de garantie d'approvisionnement en électricité, et le maintien d'une indépendance énergétique sécurisante. Il ne devrait en aucun cas imposer des solutions techniques, mais apporter sécurité et stabilité. L'approvisionnement en électricité n'est pas un jeu pour négociants : c'est un bien essentiel.

⁹ ARENH : Accès Réglementé à l'Énergie Nucléaire Historique. EDF est tenu de vendre à prix cassé, 42 €/MWh 20 % de sa production, soit 100 TWh à ses concurrents. Ce prix n'a pas évolué depuis 10 ans.