

Protéger d'abord les consommateurs du risque de prix électriques élevés

Dominique Finon*

La guerre déclenchée par la Russie le 24 février a eu pour effet un triplement du prix du gaz qui a entraîné un doublement du prix *forward* de l'électricité à 200 €/MWh dans les contrats à terme qui sont la référence pour les acheteurs en gros. Comme tout le monde s'attend à un épisode très long de prix extrêmes de l'électricité (en temps normal il se situe plutôt aux alentours de 60 €/MWh), beaucoup souhaitent en venir à un découplage effectif entre le prix de marché du gaz et le prix horaire de l'électricité. De par l'organisation du marché électrique qui est structurée en marchés à pas horaire en raison de la non-stockabilité de l'électricité, il n'y a pas de lien entre les prix horaires qui s'alignent sur les coûts d'exploitation de la dernière centrale appelée et le coût moyen de production par le mix électrique. En France, où ce coût se situe autour de 50 €/MWh avec un parc très majoritairement nucléaire, hydraulique et renouvelable, il est difficile d'admettre que les consommateurs soient exposés à la volatilité du prix du gaz. Le *market design* serait défectueux en permettant cette contamination du marché électrique par le marché gazier. Pour y parer, la France avait proposé en octobre 2021 avec l'Espagne de mettre un plafond de prix sur le marché horaire, qui serait calculé sur le coût moyen de production des mix de chacun, ce qui a été refusé par Bruxelles et une dizaine d'États membres, car ce serait la porte ouverte à la désorganisation des marchés et à la mise en question de leur intégration.

Ceci dit, le *market design* n'est pas en soi défectueux. Obligatoirement structuré en marchés horaires, il est logique que, sous l'effet de

la concurrence entre eux, les producteurs soient amenés à faire des offres de prix alignées sur le coût du combustible de leurs équipements. Le drame, si l'on peut parler ainsi, est qu'il y a toujours un décalage entre le prix horaire aligné sur le coût marginal du dernier producteur et le coût complet de production de chaque type d'équipement. *A fortiori* la moyenne annuelle des prix horaires n'a aucune chance d'être alignée sur le coût moyen de production du mix. Le drame aussi est qu'on a besoin du décalage entre ce prix aligné sur le coût du combustible du dernier producteur appelé et les coûts d'exploitation bas ou nul des techniques bas carbone (renouvelables intermittentes, nucléaire) appelées en premier par le marché horaire pour recouvrer leurs coûts d'investissement.

Passer à un système d'acheteur unique

En partant de ce mode de fonctionnement très particulier du marché électrique, on peut comprendre qu'aucune réforme du *market design* ne permettra que le marché puisse révéler un prix aligné sur le coût complet des moyens de production du mix électrique, ce que permettraient auparavant les monopoles intégrés de service public et leur réglementation. Seul pourrait y conduire son remplacement par un système centralisé d'acheteur unique qui acquiert par contrats de long terme toute l'électricité de gros. Il peut la vendre ensuite aux fournisseurs à un prix reflétant le coût moyen de ses acquisitions contractuelles de long terme, reflet du coût moyen de production du mix.

* CNRS-CIRED (cf. biographies p. 86-87).

Regardons ce que cela donnerait dans le cas de la France. EDF centraliserait tous les achats de production en gros venant des producteurs de renouvelables, de sa filiale de production et des autres producteurs conventionnels pour fournir sur un pied d'égalité tous les fournisseurs (les alternatifs comme EDF Commerce). Seuls les très gros consommateurs industriels seraient habilités à acheter directement aux producteurs. Les ventes de gros se feraient à un prix aligné sur les coûts moyens d'acquisition de l'acheteur unique. Le dispositif ARENH de vente forcée de mégawattheures nucléaires aux fournisseurs alternatifs n'aurait plus lieu d'être. En aval, les fournisseurs se concurrenceraient de façon identique sur la base de leur offre de services. On atteindrait ainsi l'objectif de protection des consommateurs avec des prix stabilisés à un niveau compréhensible par eux.

Le dispositif de l'acheteur unique étant contraire aux directives et règles européennes qui imposent la concurrence à tous les étages de la filière, on pourrait être tenté de suivre ceux qui, sceptiques vis-à-vis du libéralisme et attachés aux valeurs du service public, prônent actuellement le retour à l'ancien modèle EDF. Cela signifierait la sortie du système du marché électrique unique, un «Frexit de l'électricité» en quelque sorte. La solution est envisageable car l'article 5 du Traité européen permet à un État membre de faire jouer la clause de retrait dans un domaine précis, comme l'a fait par exemple le Danemark de l'Union monétaire et de la politique de sécurité et défense commune, et l'Irlande de l'espace Schengen.

Mais faire bande à part conduit à tourner le dos à l'intégration actuelle des systèmes par les couplages de marchés (énergie, ajustement, services système) qui permettent de faire face de façon efficace aux besoins de flexibilité générés par la variabilité croissante des productions dans tous les systèmes européens et de profiter des foisonnements des productions renouvelables intermittentes entre chacun d'entre eux. Le système français est situé entre les systèmes ibériques et les autres systèmes d'Europe occidentale, cette sortie

romprait la continuité physique essentielle du marché unique de l'électricité. Ensuite, parce qu'il existe des liens physiques (via les interconnexions) et économiques (via les règles de couplage de marché sur l'énergie, les services d'ajustement et les services système) du système français avec ces deux ensembles de systèmes, on ne pourra plus faire jouer en Europe à grande échelle les solidarités pour faire face aux problèmes de stabilité des systèmes et aux besoins de *back-up* des productions renouvelables intermittentes.

La recherche d'une voie compatible avec les règles européennes

Plutôt que de se donner comme priorité la fixation d'un prix stabilisé autour du coût moyen de production du mix, l'objectif principal devrait être d'instaurer une protection des consommateurs contre le risque d'épisode durable de prix élevés qui soit compatible avec les règles européennes et préserve l'intégration des marchés. Il faut que ces moyens puissent être appliqués dans chaque pays et échappent à l'exceptionnalité.

Ce serait donc à l'opposé des dispositions françaises visant à la protection des consommateurs, dont en premier lieu le maintien des tarifs réglementés de vente alignés sur le coût du nucléaire existant pour le segment domestique (qui est totalement contraire à l'article 5 de la directive qui impose la suppression des tarifs réglementés, sauf pour les consommateurs vulnérables). Cette mesure a dû être complétée par le mécanisme de l'ARENH (attribution de mégawattheures nucléaires à prix coûtant aux fournisseurs alternatifs) pour organiser une concurrence totalement artificielle sur les différents segments de marché, dont celui avec tarifs réglementés en priorité.

Pour ce faire, on peut chercher des voies d'amélioration du *market design* dans plusieurs directions. L'une serait de permettre de déconnecter les prix payés par les fournisseurs des prix spot horaires, pour acheter les mégawattheures à revendre à leurs clientèles

Protéger d'abord les consommateurs du risque de prix électriques élevés

afin qu'ils puissent offrir des prix de vente beaucoup moins sensibles aux variations des prix des combustibles. Une piste est suggérée par l'expérience des réformes électriques en Amérique latine [Roques et Finon, 2017]. Elles montrent en effet que la contractualisation de long terme qui est imposée aux fournisseurs pour leurs achats de gros permet de limiter totalement la volatilité de leurs prix de vente aux consommateurs. Elles ont installé des marchés de gros concurrentiels, mais, à la différence de l'Europe et des États-Unis, les marchés de détail n'ont été que très partiellement ouverts à la concurrence. (Seuls en bénéficient les très gros consommateurs de plus de 1 à 10 MW selon les pays.) Le maintien des monopoles de fourniture des distributeurs leur permet de contracter à long terme sans risque pour leurs achats de gros.

Les marchés spot de l'électricité ne servent pratiquement qu'à la coordination de court terme, car toute l'électricité (hors achat des grands consommateurs) est vendue dans des contrats à long terme de 15 ans et plus pour les nouveaux équipements, ou de 3 ans pour les équipements existants. Ils servent presque uniquement à la coordination en temps réel et de court terme. La coordination des investissements est centralisée dans tous les pays, à l'exception du Chili. Dans ce pays, l'organisation est basée sur une obligation explicite mise sur chaque détaillant de contracter pour toute la demande de leur clientèle par appel d'offres régulier. Les tarifs de chacun sont calculés sur la base de la moyenne des prix de son portefeuille de contrats. Les consommateurs sont ainsi protégés par des prix réglementés fixés sur la base de contrats de long terme conclus par les producteurs.

Une seconde voie serait de chercher à couvrir le risque-prix des consommateurs en utilisant des contrats de type financier. Le *market design* a déjà été complété dans l'UE par de tels contrats puisés dans la boîte à outils de l'ingénierie financière, comme les options d'achat ou de vente, et les contrats sur la différence (*contracts for differences* ou CFD) qui sont des options symétriques. Les CFD sont déjà utilisés

partout en Europe pour dé-risquer les investissements lourds en capital dans les projets renouvelables (et nucléaires en Grande-Bretagne). Avec ces deniers, on définit un prix de référence; ensuite, la partie acheteuse engagée dans le contrat avec un producteur encaisse ou décaisse la différence entre le prix du marché horaire et le prix de référence, selon que le premier est en dessous ou au-dessus du second. Ces contrats permettent de dé-risquer les investissements dans les équipements lourds en capital. Ce type de démarche basée sur des contrats de type financier pourrait être suivie pour l'objectif de protection des consommateurs en cherchant à séparer les prix d'achat de gros (et donc les prix de vente des fournisseurs) avec les prix du marché spot.

Une voie décentralisée de couverture du risque-prix des consommateurs

Elle s'inspire de l'exemple latino-américain. Toutefois, à la différence de ces pays, il faut tenir compte du fait que les marchés de détail sont ouverts à la concurrence en Europe, avec un segment très réduit de fourniture à tarifs réglementés (à l'exception de la France qui, comme on l'a dit, ne respecte pas l'article 5 de la directive avec le maintien de tarifs réglementés sur le segment des ménages). Une directive, ou un règlement, mettrait en place une obligation pour chaque fournisseur de passer leurs contrats de vente accompagnés d'un tel contrat d'assurance. Elle serait accompagnée d'une obligation imposée à chaque consommateur de contracter une telle assurance, pour réduire toute possibilité de recours à l'État (considéré comme l'assureur en dernier ressort) pour réclamer une compensation lors des épisodes de prix très élevés. Les règles de la concurrence sur le marché de détail seraient pleinement respectées. Les fournisseurs se concurrenceraient non plus seulement par leur offre de prix de vente, mais aussi par le prix qu'ils garantiraient ne pas dépasser pendant les épisodes de prix de gros très élevés et par la prime d'assurance qu'ils demanderaient.

La concurrence en amont serait elle aussi stimulée, car les fournisseurs auraient une forte incitation à se couvrir sur leurs ventes contractuelles avec plafond de prix, par des contrats d'achat de long terme à prix garantis avec des producteurs. Les gros fournisseurs seront sans doute incités à passer des contrats à quinze ans avec des producteurs installant de nouveaux équipements, à côté de contrats plus courts associés à des équipements existants. Ils aligneraient leur prix maximum garanti pendant les flambées de prix de gros sur le coût moyen pondéré de leurs acquisitions contractuelles.

Toutefois, une précaution devrait être prise contre les comportements opportunistes des fournisseurs qui ne se seraient pas assez couverts par rapport à leurs engagements de vente et viendraient à mendier l'aide de l'État pour éviter la banqueroute. Le dispositif serait complété par une obligation de contracter à long terme avec des producteurs à hauteur des quantités de mégawattheures sur lesquelles le fournisseur s'est engagé à ne pas dépasser un prix de vente. Dans ce cas, il faudra prévoir un marché secondaire pour la cession de contrats d'achat des fournisseurs qui perdent des parts de marché.

La voie centralisée de couverture du risque-prix pour les consommateurs

Une autre possibilité serait d'organiser de façon centralisée la protection des consommateurs par la contractualisation d'options conduisant les producteurs à ne pas dépasser un prix donné pendant les épisodes prolongés de prix très élevés. L'idée a été proposée très récemment par des économistes espagnols et américains, très bons spécialistes du *market design* de l'électricité dans un document de travail du MIT pour la Florence School of Regulation [Batlle et al., 2022]. Dans cette approche, les fournisseurs ne sont pas obligés de se couvrir pour leurs achats en amont pour couvrir ce risque pour leurs clients. C'est l'État qui le fait à leur place. Au passage, on soulignera que c'est ce rôle qu'il assume actuellement pour les producteurs qui investissent en renouvelables

lorsqu'il garantit leurs revenus par mégawattheure dans les contrats de complément de rémunération, qui sont de vrais *contracts for differences*.

On établirait une enchère centralisée pilotée par le régulateur dans laquelle une entité centrale achète des options d'achat de longue durée aux producteurs pour le compte de divers types de consommateurs. Ces options vont fonctionner comme un mécanisme stabilisateur en transférant les gains des producteurs pendant les périodes de prix élevés de l'énergie aux consommateurs «protégés». L'option donne le droit à l'entité centrale d'acheter fictivement un certain volume mensuel d'électricité à un prix moyen prédéfini (qui est le prix d'exercice de l'option ou *strike price* en langage technique), pour une période prolongée (par exemple 5 ou 10 ans). De façon concrète, pendant ces épisodes les producteurs doivent rembourser les fournisseurs de la différence des prix du marché horaire avec ce prix. En contrepartie de l'octroi de ce droit, les producteurs reçoivent la «prime d'option».

L'entité centrale fixe le prix d'exercice (c'est-à-dire le prix garanti) et décide du volume total d'options contractées pour un type de clientèle. Les producteurs en concurrence sur cette enchère proposent le prix de la prime d'option qu'ils souhaitent recevoir et la quantité maximale d'électricité qu'ils peuvent offrir (en mégawattheures). Les coûts supportés par l'entité centrale (c'est-à-dire les paiements de primes d'option aux producteurs) sont ensuite facturés aux consommateurs protégés par leurs fournisseurs, sous la forme d'une redevance. C'est la prime de leur assurance. Ce système ne demanderait pas non plus de changement des règles européennes.

Pour conclure, l'objectif principal doit être la protection des consommateurs contre le risque d'épisode durable de prix élevés. Pour ce faire, il n'est pas nécessaire de mettre en question le *market design* actuel et les directives «marchés électriques». On peut le compléter par des arrangements de couverture de risque de type financier en choisissant entre plusieurs

Protéger d'abord les consommateurs du risque de prix électriques élevés

voies, celle des contrats d'option entre les fournisseurs et leurs clients (contrats d'assurance) (vue ici), celle où on obligerait les fournisseurs à se couvrir contre le risque d'épisodes de prix élevés au nom de leurs clients, ou celle où l'État le ferait pour le compte des fournisseurs et de leurs clients en passant des contrats d'option avec les producteurs attribués par enchères, qui a été vue ici. Toutes ces voies sont compatibles avec les directives et les règles du jeu concurrentiel et permettraient de préserver l'intégration des marchés et les coordinations de court terme entre systèmes.

RÉFÉRENCES

- Battle C., Schittekatte T. and Knittel C., 2022. Power price crisis in the EU: Unveiling current policy responses and proposing a balanced regulatory remedy. MITEI-WP-2022-02 MIT Energy Initiative.
- Roques F. et Finon D., 2017. Adapting electricity markets to decarbonisation and security of supply objectives: Toward a hybrid regime? *Energy Policy*, 2017, vol. 105, issue C, p. 584-596.