



Les Économistes atterrés

www.atterres.org

Comment et pourquoi le marché de l'électricité a déraillé ?

David Cayla

Janvier 2023

Contact : contact@atterres.org

Sommaire :

1. *Pourquoi le marché de l'électricité a-t-il été libéralisé ?, p 4*
2. *Les principes de fonctionnement du marché européen de l'électricité, p 2*
3. *Une concurrence artificielle, p 8*
4. *La complicité des économistes « mainstream », p 10*
5. *Pourquoi le prix du marché de l'électricité ne se situe pas au niveau du coût marginal ?, p 11*
6. *Pourquoi le coût marginal ne peut pas être pas le prix efficient sur le marché de l'électricité ?, p 14*
7. *Pourquoi seul un monopole peut-il permettre des prix faibles et stables ?, p 17*

Conclusion : les causes du sous-investissement et les effets de la réforme du marché carbone, p 20

Interrogée par les députés européens le 8 juin dernier, la Présidente de la Commission européenne Ursula Von der Leyen a reconnu que le marché européen de l'électricité « ne fonctionne plus ». Fin août, elle s'est engagée à « une réforme structurelle du marché de l'électricité ». À l'heure où ces lignes sont écrites, les contours de cette réforme n'ont pas été dévoilés. Mais une analyse lucide montre que l'Union européenne s'est fourvoyée en créant un marché de l'électricité profondément dysfonctionnel qui engendre des prix instables et élevés au profit d'acteurs qui soit n'apportent aucune valeur sociale, soit bénéficient de rentes indues. C'est toute la théorie économique dominante qui est prise en défaut. Cette note vise à expliquer les causes de ces dysfonctionnements et à montrer pourquoi le système fondé sur des monopoles publics nationaux s'avère supérieur à un marché de l'électricité fondé sur une concurrence artificielle.

La conception du rôle de l'État a évolué dans la plupart des pays. L'État producteur est devenu État régulateur. Sous la pression des parties prenantes et faisant face à une contrainte budgétaire lâche (les déficits d'une entreprise allant gonfler le budget global ou la dette publique), les entreprises contrôlées par la puissance publique, à quelques exceptions près, ne produisent pas à des coûts bas des services de qualité. Autrefois juge et partie, l'État s'est donc souvent recentré sur son rôle de juge, par exemple sous la forme d'autorités sectorielles, sous le contrôle d'autorités de la concurrence, toutes deux autorités indépendantes.

Jean Tirole, *Références économiques*, n°30, 2015.

Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie.

La météo des prochaines semaines pourrait réserver quelques surprises. En cas de grand froid, pour faire face à une éventuelle surcharge du réseau électrique, le gouvernement a prévu la possibilité d'organiser des délestages tournants de 2 heures. Ces coupures pourraient s'avérer indispensables pour éviter un black-out, une panne générale d'électricité. La dernière fois que la France fut confrontée à un tel évènement, c'était le 19 décembre 1978. Au petit matin, la défaillance d'un câble haute tension à un moment où le réseau était très sollicité avait déclenché une coupure de près de quatre heures sur les trois quarts du territoire.

1978, c'est aussi une période charnière pour la stratégie électrique nationale. Le plan Messmer de nucléarisation, lancé en 1974, n'avait pas encore produit ses effets et la centrale de Fessenheim (dont la construction avait été lancée dès 1970) venait à peine d'entrer en service. L'essentiel de l'électricité française était donc majoritairement produit au fioul et au charbon alors que les investissements allaient prioritairement dans le nucléaire.

Depuis cette date, beaucoup de choses ont changé. Tout d'abord, la production électrique s'est diversifiée. Le nucléaire, qui est devenu la technologie dominante,

représentait en 2019 70,6% de la production. Les autres modes de production d'électricité se partageaient de la manière suivante : l'hydraulique (11,2%), les centrales thermiques à combustion d'énergie fossile – très majoritairement du gaz – (7,9%), l'éolien (6,3%) et le solaire (2,2%)¹. Mais le principal changement est celui qui lui a succédé : la construction du marché européen de l'électricité. Ce dernier repose sur deux grands piliers : le développement des interconnexions entre les pays limitrophes qui permet de décloisonner les marchés nationaux et l'instauration de régimes de concurrence pour la production et la fourniture d'électricité. Pourtant, la libéralisation n'a pas rendu notre système électrique plus résilient et moins coûteux. C'est même le contraire qui nous saute aux yeux aujourd'hui : une forte hausse des prix (notamment pour les entreprises) et la menace de coupures. Il est nécessaire de comprendre comment nous en sommes arrivés là.

1. Pourquoi le marché de l'électricité a-t-il été libéralisé ?

La libéralisation du marché de l'électricité est le fruit d'un long processus d'harmonisation européen lancé en 1986 avec la signature de l'Acte unique, porté par Jacques Delors. Dans les années qui suivirent, la Commission européenne s'engagea dans la mise au point d'une vaste série de directives chargées de construire le marché unique européen sur le modèle d'un système de marchés en concurrence. Les services publics de nombreux pays qui fonctionnaient sur le principe du monopole public furent progressivement démantelés. Après la libéralisation du transport aérien (1987), des télécommunications (1998), de la livraison de colis (1999), de la recherche d'emploi (2003), des renseignements téléphoniques (2005) ... et avant celle du courrier (2011) et du transport ferroviaire de voyageurs (2020), il y eut donc la libéralisation du marché de l'énergie (gaz et électricité). Celle-ci fut réalisée en trois temps. Pour les entreprises très consommatrices d'énergie, l'ouverture à la concurrence de la fourniture d'électricité fut réalisée dès 1999, puis le marché fut libéralisé pour l'ensemble des professionnels en 2004, et enfin ce fut le tour des particuliers en 2007.

Pourquoi l'Union européenne a-t-elle choisi de démanteler le régime des monopoles publics ? En premier lieu, pour une raison politique. Dès l'instauration de la Communauté européenne du charbon et de l'acier (CECA) en 1951, la construction européenne a cherché à développer des interdépendances économiques entre les pays membres. L'idée était de dépasser les frontières nationales en instaurant une entité supranationale plus vaste. Or, les monopoles nationaux segmentaient le grand marché européen que l'Acte unique entendait créer.

¹ Source : [RTE – Bilan électrique 2019](#).

Mais organiser un vaste marché concurrentiel ne relevait pas seulement d'une question d'unité européenne ; elle reposait aussi sur une véritable doctrine inspirée de la pensée économique dominante. À quoi sert le marché ? Pour la plupart d'entre nous, c'est un lieu d'échanges et de négociations fondé sur l'autonomie des individus. Pour un économiste contemporain, le marché a un tout autre rôle, celui d'évaluer les besoins et la rareté et de donner un prix à nos ressources. Ainsi, créer un grand marché concurrentiel de l'électricité n'avait pas pour seul but de faire disparaître les frontières nationales mais visait surtout à faire disparaître le contrôle politique des prix de l'énergie au profit d'un système fondé sur les prix de marché.

C'est qu'il existe une véritable mythologie des prix de marché pour les économistes. Lancé dans les années 1920 par l'économiste autrichien Ludwig Von Mises, le débat sur le calcul économique est à la base de la pensée néolibérale contemporaine. Qu'est-ce qu'un calcul économique ? C'est une manière de trancher rationnellement un certain nombre de questions. Doit-on construire cette usine ? Établir des droits de douane ? Investir dans tel ou tel pays ? Afin de trouver une réponse à ces questions il faut quantifier les coûts et les bénéfices attendus puis arbitrer en conséquence. Le problème est que cette quantification dépend des prix. Or, si le prix de l'électricité, ou d'autres produits, est décidé par un gouvernement ou un monopole public, alors tout le raisonnement économique est biaisé. Pour imposer son choix, ou pour influencer les acteurs privés, un gouvernement peut faire varier certains prix qu'il contrôle dans un sens ou dans l'autre.

L'instauration d'un système de prix de marché en concurrence est une manière de diminuer l'usage qu'une autorité politique peut faire de son pouvoir discrétionnaire. Pour les néolibéraux, les prix de concurrence relèvent d'une forme de démocratie participative qui s'incarne dans les rapports de force entre offreurs et demandeurs. Ils sont d'autant plus pertinents qu'ils intègrent l'information cachée que détiennent les agents puisque toute transaction privée a une influence sur les mécanismes de formation des prix. En somme, les marchés fonctionneraient comme de gigantesques algorithmes, générant des prix sur la base de décisions prises de manière décentralisée. Les néolibéraux en déduisent qu'organiser une partie de la production à partir de monopoles publics prive le pilotage de l'économie d'un système de prix pertinents représentant les coûts réels des ressources et entraîne l'impossibilité de faire des calculs économiques optimaux.²

² Cette vision du marché a été développée dans les années 1920-1930 par Ludwig von Mises et Friedrich Hayek dans le cadre du débat sur le calcul économique en régime socialiste. Elle a ensuite été intégrée à la pensée néoclassique, notamment à propos de l'hypothèse de l'efficacité des marchés proposée par Eugene Fama en 1970. Voir D. Cayla, *Déclin et chute du néolibéralisme*, De Boeck Supérieur, 2022, pp. 81-88 et 159-160.

2. Les principes de fonctionnement du marché européen de l'électricité

Il est important de comprendre que l'idée de créer un marché concurrentiel de l'électricité n'est pas un acte volontaire de sabotage de l'industrie européenne conçu par un personnel politique incompetent. Cela procède avant tout d'une volonté de rationaliser l'organisation de l'économie. Pourtant, cette décision apparaît, pour nombre des acteurs du secteur, comme idéologique et inefficace. C'est notamment le cas du physicien Yves Brechet, ancien Haut-commissaire à l'Énergie atomique. Le 29 novembre 2022, il était [entendu par la commission d'enquête parlementaire](#) sur la perte de souveraineté et d'indépendance énergétique de la France. Conspuant l'idéologie « ultra-libérale » selon lui qui a prévalu dans la construction du marché européen de l'électricité, il déclara que « c'est une erreur fondamentale de s'imaginer qu'on peut faire un marché d'un truc non stockable [...]. On a fabriqué un truc qui est un outil de spéculation pure. On a fait gagner de l'argent à des gens qui n'ont pas produit un électron. »

L'existence de deux visions incompatibles, celle de l'ingénieur qui s'occupe de faire fonctionner des centrales nucléaires, et celle de l'économiste qui conçoit un marché efficace mérite d'être étudiée. Il faut aussi se demander pourquoi il est si difficile de mettre en place un marché concurrentiel dans le secteur de l'électricité. La raison en est la contradiction entre la logique abstraite des économistes et la logique industrielle qu'il y a derrière la production d'une centrale électrique.

Techniquement, la fourniture d'électricité relève pour partie de ce que les économistes appellent un « monopole naturel ». Ce terme a longtemps été utilisé pour caractériser les industries de réseau. Un réseau est en effet une production particulière qui est fondée sur une infrastructure très coûteuse dont l'utilisation n'a presque aucun coût. D'un point de vue économique, un monopole naturel présente une structure de coûts caractérisée par des coûts fixes élevés et des coûts marginaux très faibles. Par exemple, le réseau électrique repose sur la construction et l'entretien des lignes et la fourniture des compteurs électriques, tandis que le coût marginal, qui représente le coût d'utilisation de l'infrastructure pour l'acheminement de 1 kWh d'électricité supplémentaire est lui, pratiquement nul. Avec une telle structure de coûts, la concurrence est impossible, admet-on. Construire un réseau concurrent à celui d'EDF représenterait un énorme gaspillage de ressources et serait très inefficace : c'est donc un « monopole naturel ».

Ce problème étant connu, la logique proposée par les économistes néolibéraux pour introduire de la concurrence a été de diviser le marché de l'électricité en trois sous-secteurs.

- La gestion et l'entretien du réseau resteraient sous la responsabilité d'un monopole public national. Deux filiales d'EDF ont été constituées à cette

occasion. Le Réseau de transport d'électricité (RTE) qui s'occupe des lignes à haute tension et de la gestion du transport de l'électricité sur de longues distances, et Enedis, qui s'occupe de la distribution de l'électricité aux particuliers et des compteurs électriques.

- La production d'électricité proprement dite. C'est ici qu'intervient une première forme de concurrence. En France, l'électricité est très majoritairement produite par EDF (79% en 2021) qui détient l'ensemble du parc nucléaire et exploite la grande majorité de la production hydroélectrique. Le deuxième acteur est Engie (environ 15% de la production nationale), anciennement GDF ; puis viennent d'autres acteurs privés dont TotalEnergies. La production d'électricité est donc concentrée et largement dominée par le producteur historique.
- Les fournisseurs. Ces derniers achètent de l'électricité aux producteurs essentiellement grâce à des contrats de long terme et ponctuellement sur le marché « spot », c'est-à-dire au jour le jour. Ils fournissent et tarifient l'électricité à leurs clients. Alors que le réseau est un monopole et que la production est très concentrée, les fournisseurs d'électricité sont très nombreux. On en compte plus d'une quarantaine qui proposent des offres commerciales les plus variées. La part de marché des fournisseurs alternatifs (hors EDF et entreprises locales de distribution) est d'environ 37% [d'après le ministère de l'Écologie](#)³.

Cette rapide présentation explique comment la concurrence fut introduite au sein du marché de l'électricité. Il fut décidé de séparer la partie « monopole naturel », à savoir la gestion de l'acheminement et du réseau, des parties qui sont réputées pouvoir être ouvertes à la concurrence, la production et la commercialisation de l'électricité. Mais est-il vrai que la concurrence fonctionne sur les parties production et distribution comme le modèle le prétend ? Comment fonctionne-t-elle concrètement ?

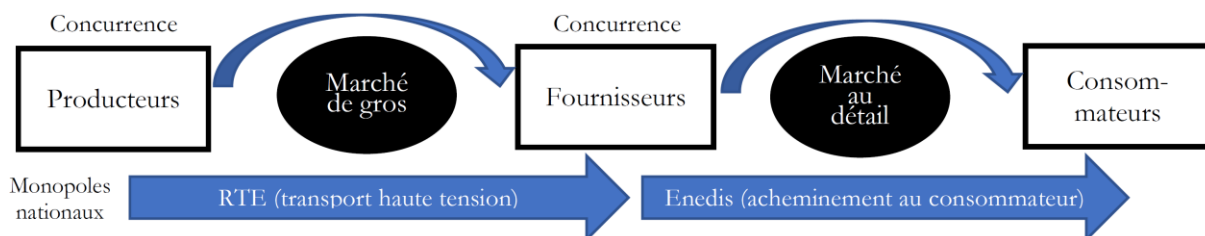


Figure 1 : représentation schématique du fonctionnement du marché européen de l'électricité

³ « Commercialisation de l'électricité », Ministère de la Transition énergétique, 12/10/2022, en ligne.

3. Une concurrence artificielle

Pour bien comprendre les limites de ce modèle, commençons par une remarque : cette organisation du marché de l'électricité ressemble beaucoup aux marchés agricoles qui ont servi de modèle pour ce « market design »⁴. Le marché de l'électricité repose en effet sur une commercialisation à deux niveaux. Le marché « de gros » organise les relations commerciales entre fournisseurs et producteurs, tandis qu'un commerce « au détail » relie les fournisseurs et les consommateurs.

Trois différences fondamentales distinguent néanmoins les marchés agricoles du marché de l'électricité. La première est que, sur le marché de l'électricité, les fournisseurs ne gèrent pas eux-mêmes la logistique et l'approvisionnement des consommateurs puisque c'est RTE et Enedis qui s'en chargent. Ils se limitent à tarifier à leurs clients l'électricité achetée en gros. La deuxième est que, sur un marché classique, l'agriculteur qui produit des fruits et des légumes n'a en général pas accès direct au client et ne peut vendre lui-même qu'une part marginale de sa production. À l'inverse, un producteur d'électricité peut être son propre fournisseur. La troisième différence, sans doute la plus fondamentale, est que l'électricité ne se stocke pratiquement pas et qu'à tout moment il faut que l'offre s'ajuste à la demande afin d'éviter un black-out. C'est RTE qui s'occupe d'organiser ces ajustements. Si les producteurs sont des entreprises privées, cette régulation passe par des variations de prix, seul moyen de convaincre les producteurs de relancer ou d'arrêter la production d'une centrale.

Ces différences amènent trois remarques. La première c'est qu'on peut s'interroger sur la pertinence d'avoir des fournisseurs non producteurs puisqu'ils n'apportent aucune valeur ajoutée au produit qu'ils vendent, contrairement au marchand de fruits et légumes sans lesquels les agriculteurs ne pourraient pas vendre. La deuxième est qu'un marché fondé sur une production d'électricité privée implique inévitablement que le prix de l'électricité varie à tout moment afin d'ajuster l'offre, d'éteindre ou de rallumer une centrale. Ainsi, poussé par les variations de prix, un gestionnaire de centrale électrique doit sans cesse arbitrer entre produire ou non. Ces centrales utilisées lors des pointes de consommation sont nécessairement des centrales thermiques ou hydroélectriques, car le solaire et l'éolien ne sont pas pilotables, tandis que les centrales nucléaires mettent trop de temps pour être mises en route et s'arrêter pour pouvoir s'ajuster aux fluctuations infra-journalières. Enfin, la menace du black-out pèse lourdement sur les choix du régulateur. L'électricité étant un bien essentiel dont la privation est inacceptable et le black-out s'avérant très coûteux, il existe un risque de capture de la part des producteurs qui peuvent facilement exiger un prix très élevé de la part du

⁴ Le *market design* est une branche de l'économie qui entend définir et organiser un marché afin de tendre vers l'efficacité.

régulateur en période de forte tension. On retrouve, sur le marché de l'électricité, une asymétrie similaire à celle qui existe avec les grandes banques en cas de risque systémique.

Observons enfin que le marché de l'électricité se distingue de celui des fruits et légumes du fait d'une production d'électricité extrêmement concentrée, au contraire de la production agricole. La raison en est une structure de coûts qui tend à favoriser les producteurs les plus gros. En effet, la production d'énergie hydraulique ou nucléaire nécessite des investissements considérables alors que le coût marginal de production est relativement faible. Cette concentration nuit à l'organisation concurrentielle du marché de la production d'électricité et tend à favoriser l'opérateur historique. Afin de corriger ce déséquilibre, la Commission a demandé à la France de compenser cet avantage. Avec la loi NOME de 2010, le gouvernement français a donc imposé à EDF de vendre une partie de sa production d'électricité d'origine nucléaire à un prix relativement faible et prévisible ; c'est le mécanisme de l'ARENH (accès régulé à l'électricité nucléaire historique). Les fournisseurs alternatifs peuvent ainsi acheter 100 TWh par an d'électricité produite par EDF (un peu moins du quart de sa production annuelle) au prix de 42€ le MWh. En 2022, pour répondre à l'explosion du prix de l'électricité, ce mécanisme a été étendu dans l'urgence et 20TWh supplémentaires d'ARENH ont été accordés aux fournisseurs à un prix de 46,2€ de MWh. Cette extension s'est accompagnée de l'obligation de revendre à EDF les mêmes quantités d'électricité au prix de... 256,98 € le MWh. Ainsi, le gouvernement a « contraint » les fournisseurs alternatifs à faire une marge de 4,216 milliards d'euros au détriment d'EDF⁵. Notons également que le code de l'énergie contraint EDF à racheter à un tarif supérieur au prix de marché l'électricité éolienne et solaire produite par des acteurs privés, notamment les ménages.

C'est qu'il en faut des régulations et des tarifs administrés pour soutenir artificiellement la concurrence ! Le plus étrange est qu'avec l'ARENH les autorités se soient surtout concentrées sur la concurrence des fournisseurs et non celle des producteurs. Elles ont accordé des avantages à des opérateurs qui ne produisent aucune valeur ajoutée sans parvenir vraiment à diversifier la production. De fait, malgré l'ouverture totale à la concurrence du marché, 95% de l'électricité produite l'est par les deux énergéticiens historiques (EDF et Engie, ex GDF). Ainsi, la concurrence sur le marché de l'électricité repose sur la survie artificielle de fournisseurs qu'on a cherché à soutenir au moment où ils étaient sur le point de faire faillite, incapables d'acheter aux tarifs du marché. Le pire est sans doute que cette subvention déguisée a été financée par EDF qui produit à elle seule près de 80% de l'électricité française.

⁵ Commission de régulation de l'énergie, [délibération n°2022-97](#) du 31 mars 2022, en ligne.

Pour comprendre l'absurdité de ce résultat, il faut poser une autre question. Pourquoi est-il si difficile d'organiser une véritable concurrence chez les producteurs d'électricité ? Pour le comprendre il faut plonger dans les modèles économiques et dans les raisons pour lesquels ces derniers ne parviennent pas à rendre compte correctement de la logique industrielle sur laquelle repose le fonctionnement des centrales.

4. La complicité des économistes « mainstream »

Si vous demandez à un économiste quel est le prix « efficient » (optimal) d'un marché, il vous répondra sans hésiter que c'est celui qui s'établit au niveau du *coût marginal*, c'est-à-dire au coût de la dernière unité produite, indépendamment du coût fixe. Il ajoutera bien sûr que, dans les faits, il est rare qu'un prix de marché s'établisse vraiment à ce niveau car les marchés sont rarement en situation de concurrence parfaite et qu'il existe des coûts de transaction. Mais, dans l'idéal affirment-ils, un marché est efficient s'il tend vers ce prix.

Ce réflexe quasi pavlovien, « marché efficient signifie prix de marché égal au coût marginal » a été acquis dès les années de première et de terminale pour ceux qui ont suivi des cours de SES. Le matraquage s'est poursuivi en licence et en master avec des cours de microéconomie, puis ceux d'économie industrielle plus avancés dans lesquels la pensée de Jean Tirole est convoquée avec toute la déférence qu'elle mérite. Ainsi donc professe-t-on, l'efficacité d'un marché est maximale lorsque le prix est égal au coût marginal de production.

L'un des exemples les plus symptomatique de cette manière de voir nous est donné par un récent [article paru dans *The Conversation*](#)⁶. Deux économistes, Thomas Michael Mueller et Raphaël Fèvre racontent comment, après la seconde guerre mondiale, la constitution de monopoles publics dans le ferroviaire et l'énergie avait conduit les économistes à conseiller aux autorités d'instaurer des prix réglementés au niveau du coût marginal. « Un prix, c'est aussi de l'information, écrivent les auteurs de l'article. La tarification marginale évite le gaspillage de temps en "informant" les consommateurs du coût effectif de la ressource qu'ils utilisent au moment où ils l'emploient ».

Le sous-texte de ce raisonnement est que, qu'il soit organisé sous la forme d'un monopole public ou via un marché en concurrence, le résultat optimal est toujours le même. Le prix le plus pertinent est celui qui incite le consommateur à adopter le comportement qui fait le meilleur usage des ressources. Autrement dit, que la production soit le fait d'un monopole public ou d'un marché en concurrence, cela ne change pas le résultat et le prix idéal sera de toute façon le même. Pour le

⁶ T. M. Muller et R. Fèvre, « Fixer les prix de l'énergie : les leçons de l'après-guerre », *The Conversation*, 24/11/2022.

démontrer, les auteurs de l'article expliquent que, lorsqu'en 1945 il fut décidé de gérer les services publics sous la forme de monopole, des économistes tels que Maurice Allais pour la SNCF ou Marcel Boiteux pour EDF ont alors conseillé de pratiquer la tarification marginale. « Allais en concluait alors que la solution la plus efficace économiquement était de mimer des prix de marché libres en les imposant », écrivent les auteurs⁷. Ils expliquent ainsi que c'est ce « concept », qui expliquerait la hausse très forte du prix de l'énergie en Europe. Le coût marginal ayant augmenté, les prix ont logiquement dû suivre.

Le problème est que ce raisonnement est triplement faux. Premièrement, il est faux de dire que le marché européen de l'électricité établit le prix au niveau du coût marginal de production de l'électricité ; deuxièmement, il est inexact d'affirmer que le prix optimal correspond toujours au coût marginal, en particulier sur le marché de l'électricité ; troisièmement, il n'est pas vrai que le prix optimal de l'électricité sera le même lorsque la production d'électricité est le fait d'un monopole public ou d'un marché en concurrence parfaite. Ce sont ces trois erreurs que colportent les économistes néolibéraux qu'il nous faut à présent étudier.

5. Pourquoi le prix du marché de l'électricité ne se situe pas au niveau du coût marginal ?

Lorsqu'il a fallu construire le marché européen de l'électricité, les autorités ont tenu à imposer le principe de la tarification au coût marginal, suivant en cela les recommandations des économistes. Rappelons que le marché de l'électricité est bien une construction artificielle, caractéristique de la doctrine néolibérale.

En ce qui concerne le marché de l'électricité européen, la question était de savoir comment le « forcer » à proposer un prix qui soit le plus proche du coût marginal de production. L'un des problèmes qu'il a fallu résoudre est que l'électricité est produite à partir de techniques très différentes. Comment peut-on avoir un prix unique égal au coût marginal alors que les coûts marginaux sont très différents d'une filière à l'autre ? Dans un [ouvrage de référence paru en 2014](#)⁸, les principes fondamentaux de l'efficacité d'un marché de l'électricité libéralisé sont discutés en détail. Pour les auteurs, la solution consiste à organiser le marché sur le principe du « *merit order* » ou « préséance économique ». L'idée est d'utiliser le prix pour mettre à contribution de manière prioritaire les modes de production dont les coûts marginaux sont les plus faibles puis, en fonction de la demande, de monter

⁷ En réalité, Allais, ne propose pas une pure tarification au coût marginal mais un tarif au « coût marginal majoré d'une quote-part des frais généraux calculée au prorata du coût marginal », c'est-à-dire un tarif supérieur au coût marginal permettant de couvrir les coûts fixes. Voir Alain Bonnaïfous (2020), [« L'apport de Maurice Allais à l'économie des transports et aux principes de tarification »](#), *Bulletin de la SABIX*.

⁸ D. R. Biggar et M. R. Hesamzadeh (2014), *The Economics of Electricity Markets*, IEEE Press et Wiley.

progressivement le prix pour inclure des centrales dont le coût marginal de production est de plus en plus élevé⁹.

Rappelons que le prix réel de l'électricité que paie un fournisseur n'est pas le simple prix de marché puisque la majeure partie de l'électricité a été négociée au préalable dans le cadre de contrats à long terme passés avec les producteurs. Mais une partie de la demande d'électricité ne peut être anticipée parfaitement. Du fait de la nécessité d'ajuster l'offre à la demande, on a donc mis en place un marché « spot », c'est-à-dire au comptant, qui permet aux acteurs d'acheter ou de vendre l'électricité à l'instant t en fonction de leur situation. C'est sur ce marché spot que le prix est censé s'établir au niveau du coût marginal des producteurs.

Voici comment ce marché fonctionne. À tout moment, le problème du régulateur est de savoir s'il faut ou non appeler une nouvelle centrale à produire. Pour savoir laquelle appeler, on propose un certain prix. Les producteurs dont le coût marginal de production est supérieur à ce prix ne peuvent évidemment pas produire, car sinon ils produiraient à perte. Or, ce sont les centrales qui produisent à partir d'énergie fossile qui ont les coûts marginaux les plus élevés. Non seulement le gaz ou le charbon qu'elles utilisent comme combustible est coûteux, mais leurs gestionnaires doivent en plus payer un droit d'émission en achetant des quotas carbone. À l'inverse, les producteurs d'énergie renouvelable produisent à coût marginal nul puisque l'éolien et le solaire n'ont pas besoin de carburant pour fonctionner. L'hydroélectricité n'a pas besoin de carburant non plus, mais fonctionne avec un stock limité d'eau dans les barrages. Elle doit donc intégrer un coût d'opportunité. Enfin, dans l'industrie nucléaire, les coûts d'exploitation et de carburant sont très faibles et cette production n'émet pas de CO₂. La filière nucléaire produit donc à des coûts marginaux inférieurs aux centrales à énergie fossile.

La figure 2 ci-dessous résume le principe de classement du *merit order*. Pour un prix de marché P_1 correspondant à une consommation faible d'électricité (Q_1) seules les énergies renouvelables et le nucléaire sont rentables ; le prix P_2 correspond à une consommation de pointe modérée (Q_2). Dans cette situation toutes les centrales sont rentables à l'exception de celles de la filière charbon qui ne sont exploitées que lors des pics de consommation les plus importants. La logique du *merit order* a donc pour effet, nous dit-on, d'exploiter en premier les centrales les moins coûteuses et les moins émettrices de carbone et tendrait donc à faire converger le prix du marché vers le coût marginal de la production de la dernière centrale appelée (voir par exemple [cet article](#) pour une présentation synthétique du fonctionnement de ce système). Le coût moyen de long terme qui

⁹ Le vidéaste Gilles Mitteau qui gère la chaîne [YouTube Heu?reka](#) a réalisé récemment une série de vidéos de très bonne qualité sur le fonctionnement du marché de l'électricité.

inclut les coûts fixes et marginaux de l'ensemble des producteurs est représenté par la droite en rouge.

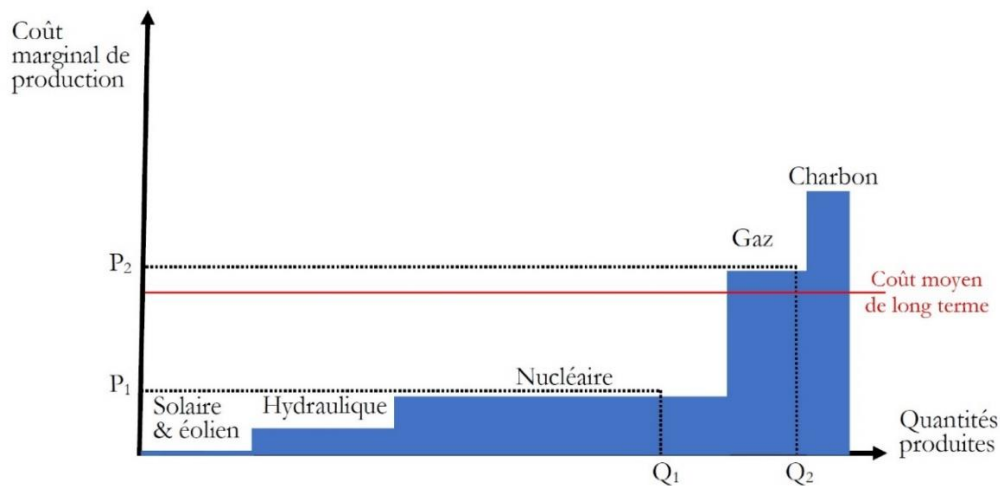


Figure 2 : représentation schématique du principe du merit order sur le marché « spot » de l'électricité

Ce raisonnement, cependant, n'est pas tout à fait exact. En pratique, aucun industriel n'a intérêt à vendre son électricité au coût marginal de production comme le laisse supposer ce schéma.

Imaginons un producteur qui décide d'investir dans une centrale à charbon. Il doit, pour cela, financer un outil de production coûteux et s'approvisionner en charbon au prix de marché. Sa centrale étant en bout de chaîne, elle ne sera mise en service qu'au moment des pics de consommation d'électricité, c'est-à-dire seulement certains jours de l'année et à certaines heures. Comment peut-il être rentable s'il ne vend son électricité que quelques jours par an au coût marginal, c'est-à-dire au prix où il achète le charbon ? La théorie économique suppose qu'il y est poussé par la concurrence. Mais justement, *au moment des pics de consommation toutes les centrales sont allumées et il n'existe pas suffisamment de capacité de production en réserve pour le concurrencer*. Il peut donc, il doit donc s'il est rationnel et s'il souhaite faire une marge suffisante pour couvrir ses coûts d'investissement, exiger un prix bien supérieur à son coût marginal de production.

La théorie qui dit que les centrales en bout de chaîne du *merit order* vendent au coût marginal est absurde. Elle suppose que l'exploitant accepte de produire à perte parce qu'il ne pourra jamais amortir ses coûts fixes. Elle suppose qu'il existe une concurrence parfaite quel que soit le niveau de production d'électricité. Bien entendu, tout industriel qui exploite une centrale à charbon et qui sait que, s'il ne produit pas, le réseau électrique risque le black-out se trouve en réalité avec un pouvoir de marché considérable. Dans ce cas, il a l'assurance de pouvoir exiger du régulateur un prix bien supérieur à son coût marginal. C'est pour cette raison qu'il existe des industriels qui sont prêts à investir dans la construction de centrales à charbon. Ils savent qu'ils vendront leur électricité bien au-delà du coût marginal

les quelques jours de l'année où elles seront appelées à produire. Mais ce raisonnement est vrai pour tous les producteurs d'électricité. Si un producteur exploite une centrale à gaz et sait que son concurrent qui produit de l'électricité au charbon vend au-dessus de son coût marginal, il va lui aussi exiger un prix nettement plus élevé que son coût marginal pour produire. Et cela fonctionne ainsi à tout endroit de la chaîne du *merit order*, ce qui signifie que le prix de marché est toujours supérieur au coût marginal du dernier producteur appelé. Affirmer autre chose est contraire aux raisonnements même de la microéconomie la plus classique et de la théorie des jeux¹⁰.

6. Pourquoi le coût marginal ne peut pas être pas le prix efficient sur le marché de l'électricité ?

La théorie économique standard raconte une fable. Elle explique d'une part que le prix de marché s'établit toujours au coût marginal et d'autre part que la concurrence va pousser les entreprises à produire au niveau où elles sont les plus efficaces. Pour concilier ces deux affirmations, la microéconomie standard suppose que les entreprises produisent avec une structure de coûts très particulière : des coûts fixes faibles et un coût marginal qui décroît, puis croît à mesure que les volumes de production augmentent. La figure 3 ci-dessous présente les courbes de coût moyen et marginal classiques d'une entreprise.

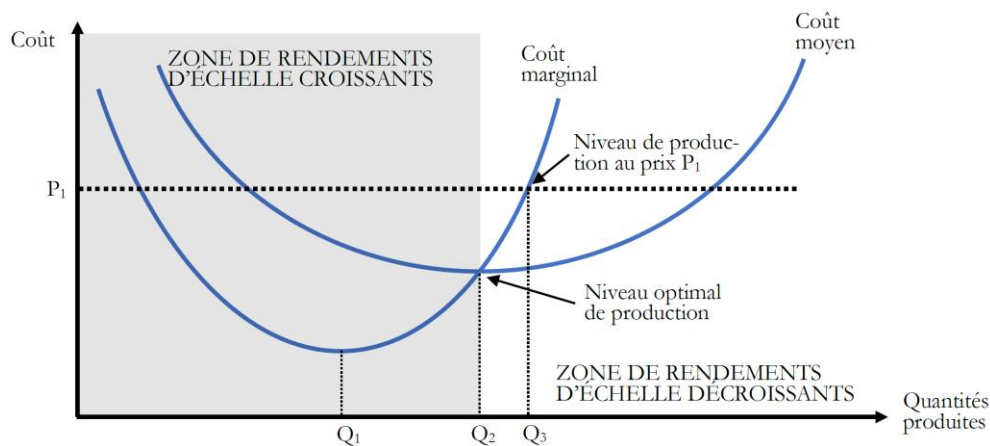


Figure 3 : représentation d'une structure de coûts classique en microéconomie

La fonction de coût moyen d'une entreprise classique en microéconomie est représentée par une courbe convexe de la forme d'un U. Dans un premier temps, lorsque les volumes de production sont faibles, le coût moyen décroît car le coût marginal est inférieur au coût moyen. L'entreprise produit à rendements d'échelle croissants. Dans un second temps, le coût marginal augmente et devient supérieur au coût moyen. À partir de ce moment-là, l'entreprise entre dans une zone de

¹⁰ La théorie des jeux est une branche de la pensée économique qui s'intéresse aux comportements stratégiques fondés sur l'anticipation des comportements des autres acteurs.

rendements d'échelle décroissants, c'est-à-dire qu'elle est de moins en moins efficace à mesure qu'elle augmente les quantités produites.

Si la structure de coûts de l'entreprise est celle-là, il est assez facile de démontrer que l'entreprise produit tant qu'elle fait du profit, c'est-à-dire tant que le prix de marché est supérieur au coût marginal. On en déduit que si le prix de marché s'établit à P_1 , alors elle produira une quantité Q_3 . De plus, en régime de concurrence, le modèle montre que l'arrivée de nouveaux producteurs pousse le prix de marché à la baisse, ce qui conduit l'entreprise à diminuer sa production et à se rapprocher du volume de production où elle est le plus efficace, c'est-à-dire au niveau Q_2 où son coût moyen est le plus faible.

Les conclusions du modèle standard sont les suivantes :

- L'entreprise produit toujours au niveau où son coût marginal est égal au prix de marché. Ainsi, le prix de marché est toujours égal au coût marginal de production.
- La concurrence diminue le prix de marché et incite les producteurs à être plus efficaces par la diminution du volume de production.

Remarquons que, dans ce cas de figure, l'entreprise peut facilement devenir plus efficace car elle se situe toujours dans la zone qui correspond à des rendements d'échelle décroissants. Les rendements décroissants sont eux-mêmes la conséquence d'une hypothèse du modèle, à savoir que le coût marginal augmente au-delà d'un certain seuil (ici Q_1), c'est-à-dire qu'il devient de plus en plus coûteux pour une entreprise de produire une unité supplémentaire. L'hypothèse de la hausse des coûts marginaux est absolument indispensable au modèle. C'est typiquement ce qu'on appelle une hypothèse *ad hoc*¹¹.

Quelle est la véritable structure de coûts d'une centrale électrique ? Toute centrale suppose de lourds investissements préalables, c'est-à-dire des coûts fixes élevés (plus élevés toutefois pour une centrale nucléaire ou hydroélectrique que pour une centrale thermique). De plus, comme on l'a vu plus haut, le coût marginal de production dépend de l'achat de combustible et du paiement des droits d'émission. Est-il raisonnable de penser que le prix du combustible augmente au fur et à mesure que la centrale augmente sa production ? Rien ne permet d'affirmer une telle chose. En réalité, il y a tout lieu de croire que le coût marginal de production d'une centrale thermique est toujours inférieur au coût moyen, tant en raison de l'importance des coûts fixes que du fait qu'il est peu probable que le combustible acheté au cours mondial fluctue en fonction des quantités achetées par une seule centrale. Autrement dit, pour une centrale électrique, il n'existe pas de niveau de

¹¹ De nombreux économistes ont bien sûr critiqué la pertinence de cette structure de coûts. Les critiques les plus célèbres sont celles de John Clapham (1922), « Of Empty Economic Boxes », *The Economic Journal*, Vol. 32, No 127 et de Piero Sraffa (1926), « The Laws of Returns under Competitive Conditions », *The Economic Journal*, Vol. 36, No. 144.

production Q_2 au-delà duquel la centrale passe en régime de rendements d'échelle décroissants

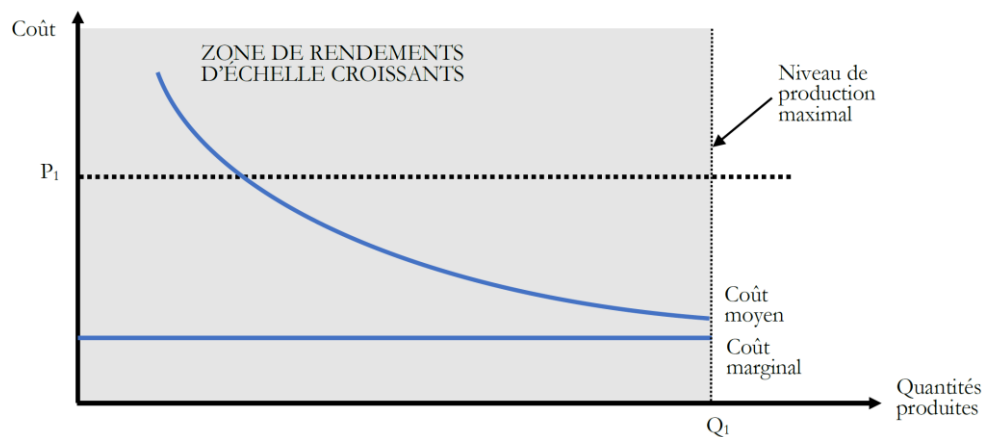


Figure 4 : représentation schématique de la structure de coût d'une centrale thermique

La structure de coût d'une centrale ressemble donc à la figure 4 ci-dessus : un coût marginal constant et une courbe de coût moyen décroissante du fait de coûts fixes élevés répartis sur un volume de production de plus en plus important. Pour une centrale nucléaire, le coût moyen peut être deux à trois fois plus élevé que le coût marginal, tandis que pour une centrale solaire ou pour une éolienne, le coût marginal est nul.

Ce qu'il faut retenir de ce schéma c'est qu'une centrale électrique a toujours intérêt à produire au maximum de sa capacité, parce que c'est là qu'elle est la plus efficace. De plus, comme elle amortit ses coûts fixes sur sa production annuelle, elle a aussi intérêt à produire le plus de jours possibles dans l'année. Ce n'est cependant pas possible. Du fait du *merit order*, les centrales thermiques produisent le plus souvent au moment des pics de consommation.

Du fait de cette structure de coûts, il n'est donc pas possible pour une centrale électrique, quelle que soit sa filière, de produire à un prix proposé égal au coût marginal, étant donné que ce prix sera toujours inférieur à son coût moyen. Autrement dit, les conclusions de la microéconomie standard ne sont pas adaptées à la production d'électricité et il est donc impossible d'affirmer que, sur le marché de l'électricité, le prix optimal est celui qui se situe au coût marginal de production. L'erreur des économistes spécialistes du marché de l'électricité est de supposer des coûts marginaux croissants pour retrouver une structure de coûts correspondants à la figure 3 (voir Biggar et Hesamzadeh 2014, figure 4.1, *op. cit.* p. 95).

7. Pourquoi seul un monopole peut-il permettre des prix faibles et stables ?

Nous disposons à présent de tous les éléments pour répondre à la question la plus importante, celle de l'organisation optimale du marché de l'électricité. Les économistes admettent que la gestion et l'entretien du réseau relèvent d'un monopole naturel mais ils prétendent que la fourniture et la production d'électricité peut être organisée plus efficacement dans le cadre d'un marché concurrentiel. Laissons de côté la question de la fourniture d'électricité. Contentons-nous de rappeler qu'une activité économique qui ne produit ni n'achemine d'électricité ne crée aucune véritable valeur ajoutée et ne mérite donc pas d'exister. La question à laquelle il faut répondre est de savoir si la production d'électricité peut se faire de manière pertinente dans un marché ouvert à la concurrence.

Une première approche pour répondre est de remarquer que la structure de coûts d'une centrale est la même que celle d'un monopole naturel : des coûts fixes élevés, des coûts marginaux constants (figure 4). Ainsi, une centrale électrique produit avec des rendements d'échelle croissants jusqu'à ses capacités maximales de production. Pour autant, le système productif dans sa globalité fonctionne grâce à de nombreuses centrales qui ont chacune une structure de coûts spécifique. Or, le mécanisme du *merit order* tend à organiser la filière selon une logique de coût marginal croissant (figure 2). Ainsi, si toutes les centrales étaient détenues par un seul producteur, la structure de coûts de ce producteur serait la même que celle d'une entreprise du modèle standard. Le problème est que cette situation correspond à un monopole. On parvient donc à la conclusion paradoxale suivante : pour que le marché de l'électricité fonctionne avec une structure de coûts qui corresponde au modèle présenté dans la figure 3, il faudrait que toutes les centrales soient détenues par un seul producteur, c'est-à-dire que la production d'électricité soit réalisée par un monopole. Dans un système fondé sur la concurrence, *chaque centrale doit être rentable* et doit vendre à un prix supérieur à son coût marginal. En revanche, dans un système où toute l'électricité est produite par un seul producteur, ce dernier peut vendre au coût moyen, en suivant un système de péréquation qui fait que les centrales les plus rentables financent la production de celles qui sont moins efficaces et qui doivent être utilisées en période de pointe.

Afin de bien comprendre la différence entre le modèle concurrentiel et le modèle monopolistique, intéressons-nous aux effets de la hausse du prix du gaz consécutive à la guerre en Ukraine. L'invasion russe du 24 février 2022 a eu pour effet de bouleverser le *merit order*. La production d'électricité des centrales à gaz, qui étaient privilégiées car elles polluent moins que les centrales à charbon, est soudainement devenue la plus coûteuse de toutes. Les centrales à gaz sont donc

passées derrière les centrales à charbon dans le *merit order*. Comme le gaz dispose de capacités de production importantes, il n'était pas possible de s'en priver pour répondre aux pics de consommation. Ainsi, en période de pic de consommation, le prix de l'électricité a dû suivre la hausse du prix du gaz afin de satisfaire une demande d'électricité qui, pourtant, n'avait pas augmenté (figure 5). Le principe du *merit order* a donc engendré une multiplication par deux du prix de l'électricité, même en France, alors que le coût moyen de la production a peu bougé puisque la production de la filière gaz est très minoritaire dans le mix de production d'électricité français (tableau 1).

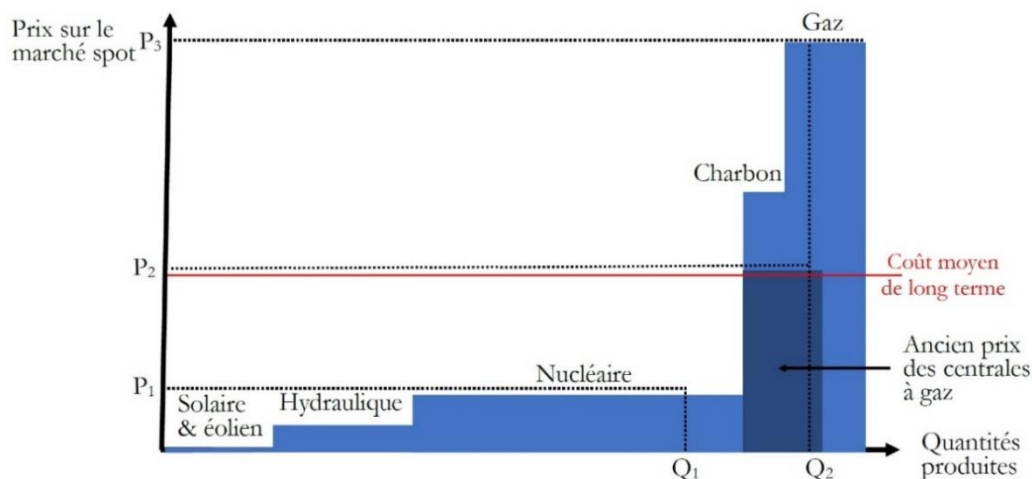


Figure 5 : le merit order du marché de l'électricité après l'invasion russe

Le prix de l'électricité P_3 correspond au prix auquel les gestionnaires de centrales à gaz acceptent désormais de produire. Il apparaît deux fois plus élevé que l'ancien prix P_2 qui permettait de ne pas exploiter les centrales à charbon pour une demande Q_2 d'électricité inchangée.

Le tableau 1 ci-dessous indique les coûts de l'électricité produite en fonction des filières en 2019¹². Un rapide calcul permet d'établir que le coût moyen de l'électricité produite en France était approximativement de 50€ le MWh. Cette structure de la production française implique que si le prix du gaz est multiplié par deux, comme cette filière représente moins de 8% de la production d'électricité, cela ne fait augmenter le coût de production moyen que d'environ 4€. Mais, de par son fonctionnement, le marché de l'électricité impose d'établir un prix qui soit suffisant pour que le gestionnaire de la centrale la plus coûteuse accepte de produire. Ainsi, le doublement du prix du gaz entraîne automatiquement le doublement du prix de l'électricité.

¹² Sources : [Coût des énergies renouvelables et de récupération 2019](#), ADEME pour le gaz (CGCC), l'éolien et le photovoltaïque. Nucléaire : Commission de régulation de l'énergie (2020), cité par le journal [Contexte](#), le 10/09/2020. Hydraulique de forte puissance : [Analyse des coûts du système de production électrique en France](#), Cour des comptes, 15/09/2021.

Filière	Coût du MWh	Part dans la production
Nucléaire historique	48,5 €	70,6%
Hydraulique de forte puissance	34-43 €	11,2%
Centrale à gaz à cycle combiné	50-66 €	7,9%
Éolien terrestre	50-71 €	6,3%
Photovoltaïque au sol	45-81 €	2,2%
Coût moyen pondéré	49,2	

Tableau 1 : Coût de l'électricité par filière et coût moyen pondéré en 2019 en France (estimations)

Avec une telle hausse de prix, les fournisseurs qui devaient acheter au comptant une partie de l'électricité afin d'approvisionner leurs clients protégés par des contrats de moyen terme étaient pris à la gorge. C'est pour éviter leur faillite que le gouvernement a décidé, dans l'urgence, d'étendre le mécanisme de l'ARENH et de les faire bénéficier d'une plus-value de près de 4 milliards d'euros.

Pourtant, les vrais gagnants ne sont pas les fournisseurs mais les producteurs. En effet, ceux qui exploitent des centrales qui ne fonctionnent pas au gaz peuvent vendre deux fois plus cher une électricité dont le coût de production n'a guère changé. C'est là que se trouvent les « superprofits » que l'exécutif s'est résolu à taxer. Il s'agit, d'après le gouvernement de taxer la « [rente infra-marginale](#) », c'est-à-dire la rente que réalisent les producteurs d'électricité dont le coût marginal est nettement plus faible que le prix de marché. Grâce à cette taxe, le gouvernement s'attend à une hausse de recettes fiscales de 11 milliards d'euros, ce qui compense en partie le coût du bouclier tarifaire (de l'ordre de 30 milliards).

Le fait même que cette taxe ait dû être mise en place témoigne du dysfonctionnement du marché de l'électricité. Car qui assume, en fin de compte, le prix de cette taxe ? Ce ne sont pas les producteurs d'électricité mais bien les consommateurs, en particulier les entreprises qui ne bénéficient ni des tarifs régulés ni du bouclier tarifaire. Ainsi, cette taxe pèse lourdement sur les industriels qui sont de gros consommateurs d'électricité. Lorsqu'ils le peuvent, ils la répercutent sur leurs prix, ce qui nourrit l'inflation... mais parfois, ils sont contraints de fermer des unités de production, voire de délocaliser dans une région du monde où le coût de l'énergie est plus faible.

La preuve est faite que le système actuel engendre des prix élevés, instables, et déconnectés des coûts moyens de production de l'électricité. Le fond du problème est que, dans un système concurrentiel, le prix de marché doit permettre à l'acteur le moins efficace d'être rentable, ce qui fait qu'il se situe toujours au-dessus du coût moyen. À l'inverse, si la production d'électricité était le fait d'un monopole public, celui-ci pourrait se permettre de vendre l'électricité au coût moyen en faisant

fonctionner ses centrales thermiques à perte au moment des pics de consommation, ces pertes étant rattrapées par un prix plus élevé que le coût moyen des centrales les plus productives. En retournant au principe du monopole public, les prix de l'électricité seraient donc à la fois plus stables et plus faibles qu'avec le système actuel, et il ne serait pas nécessaire de taxer les superprofits des producteurs privés.

Conclusion : les causes du sous-investissement et les effets de la réforme du marché carbone

Plus de vingt ans après le début de la libéralisation de l'électricité, il peut sembler étonnant que si peu d'acteurs privés aient investi en France dans la construction de centrales électriques. EDF, entreprise publique, produit encore environ 80% de l'électricité française. Engie, ancienne entreprise publique, en produit environ 15%. Comment expliquer cette frilosité des investisseurs ? La réponse est simple. Jusqu'à très récemment, le système français de production électrique était perçu comme étant en surcapacité. Or, un producteur privé d'électricité n'a aucun intérêt à investir dans une centrale à gaz, ou même dans une éolienne, si le système productif est en surcapacité. Pour qu'il puisse vendre son électricité au prix fort, il a besoin que le système électrique soit au bord du black-out. Ce n'est qu'à cette condition qu'un industriel en bout de chaîne du *merit order* peut bénéficier d'un pouvoir de marché. De même, quelqu'un qui souhaite investir dans un parc d'éoliennes s'attend à des profits plus élevés dans les pays où les centrales à gaz et à charbon sont nombreuses et où les capacités de production sont faibles. La France, avec son parc nucléaire important, n'était donc pas un pays prioritaire pour un producteur d'électricité par rapport à l'Allemagne ou d'autres pays.

Enfin, notons que [l'accord européen du 18 décembre 2022 sur le marché carbone](#)¹³, qui prévoit la fin des droits d'émission gratuits pour les industries fortement émettrices de CO₂, va nécessairement conduire à un renchérissement du coût marginal des centrales à charbon et à gaz. De ce fait, si le marché européen de l'électricité n'est pas réformé d'ici la mise en œuvre du nouveau marché carbone, le prix de l'électricité risque d'augmenter encore plus fortement, y compris dans un pays comme la France dont l'électricité émet très peu de CO₂. Il est donc plus qu'urgent de mettre fin à ce système.

¹³ « Climat : l'Union européenne réforme en profondeur son marché carbone », *Franceinfo*, 18/12/2022, en ligne.