

Le rôle du prix du carbone dans la transition électrique

Par Christian de PERTHUIS

Professeur à l'Université Paris-Dauphine et fondateur de la Chaire « Économie du climat »
et Boris SOLIER

Maître de conférences en économie à l'Université de Montpellier (ART-Dev – UMR 5281) et co-responsable du pôle de recherche « Transitions énergétiques » de la Chaire « Économie du climat »

Du fait des dysfonctionnements du marché européen du carbone et de l'absence de coordination avec les politiques de soutien aux renouvelables, la tarification carbone a jusqu'à présent joué un rôle limité dans la transition électrique consistant principalement à basculer de centrales électriques à charbon vers des centrales à gaz. Dans cet article, nous explorons les réformes nécessaires pour accélérer la transition du système électrique en réduisant les coûts devenus excessifs des soutiens aux renouvelables. Il est prôné dans cet article un élargissement de la tarification du carbone en Europe, convergeant vers un prix minimum du carbone, couplé au démantèlement des dispositifs de soutien des prix des renouvelables et à une redistribution des fonds publics vers trois usages prioritaires actuellement dramatiquement sous-dotés : la recherche publique, l'accompagnement des restructurations industrielles et la lutte contre la précarité énergétique.

Le secteur électrique constitue l'épine dorsale du système européen d'échange de quotas de CO₂ depuis son lancement en 2005. Avec plus de la moitié des quotas de CO₂ restitués chaque année au titre de la conformité, les compagnies électriques sont, de loin, les premiers acteurs de ce marché. Elles ont souvent été les plus actives : les grands électriciens ont pour habitude de se couvrir sur les marchés à terme de l'énergie et de l'électricité.

Jusqu'à présent, le prix du quota de CO₂ a principalement joué un rôle dans la répartition de la production d'électricité entre les centrales thermiques installées, le prix du quota incitant à basculer du charbon vers le gaz (ou la biomasse) sitôt qu'il atteint un montant suffisant pour pénaliser la rentabilité du charbon. La montée en régime des renouvelables a résulté de leur priorité d'accès au réseau à des prix garantis (*feed-in tariffs*) beaucoup plus que du signal prix émis par le système des quotas. Un mécanisme qui a coûté cher à la collectivité et/ou aux consommateurs d'électricité.

La récente réforme du système des quotas, alliée à la hausse du cours du baril de brut⁽¹⁾, a fait remonter le prix du carbone à des niveaux qui devraient permettre de favoriser à nouveau les centrales à gaz ou à la biomasse au détriment des centrales à charbon. Si les fruits de cette réforme perdurent, cela devrait permettre, comme au Royaume-Uni qui a fixé unilatéralement un prix plancher

au quota, d'inciter à la fermeture ou à la reconversion des centrales à charbon.

Cette réforme reste toutefois insuffisante pour inciter à une bascule de l'ensemble du parc fossile vers des sources non carbonées. Pour y parvenir, il faudrait que l'Europe bouge rapidement vers un dispositif comprenant trois volets : un prix minimum du CO₂ s'appliquant à l'ensemble des sources fossiles ; le démantèlement des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables matures ; le redéploiement des aides publiques vers la recherche fondamentale, les reconversions industrielles et la lutte contre la précarité énergétique. On en est encore très loin, ce qui constitue un obstacle économique majeur sur le chemin de la décarbonation totale du mix électrique à l'horizon 2050.

L'impact du prix du quota sur le système électrique

L'introduction d'un prix du carbone en Europe a renchéri le coût de l'électricité produite à partir de combustibles fossiles de façon différenciée selon le contenu carbone de l'électricité. Cela a modifié à certaines périodes les arbitrages entre les centrales réalisés au niveau du marché

(1) DE PERTHUIS Ch. & SOLIER B. (2018), « Un pétrole à plus de 80 dollars, mauvais pour l'économie, bon pour le climat ? », *The Conversation*, octobre, <https://theconversation.com/un-petrole-a-plus-de-80-dollars-mauvais-pour-leconomie-bon-pour-le-climat-104596>

électrique, en favorisant notamment les centrales à gaz au détriment des centrales à charbon. Le prix du quota a également incité les opérateurs à optimiser la gestion de leur parc, en réalisant par exemple des investissements « de jouvence » ou en ayant recours à la co-combustion de bois dans les centrales à charbon.

Pour produire 1 MWh d'électricité, le gaz émet en moyenne 50 à 65 % de CO₂ en moins qu'une centrale à charbon. Généralement plus coûteux à l'achat, il devient plus rentable que le charbon pour la production électrique dès lors que le prix du quota est suffisamment élevé. Lorsque cela se produit, les centrales à gaz se placent en amont des centrales à charbon dans l'ordre de mérite du marché et sont utilisées en priorité pour satisfaire la demande d'électricité.

Le niveau du prix du quota incitant à passer du charbon au gaz pour la production d'électricité a varié depuis le lancement du système européen en 2005, avec l'évolution des prix relatifs de l'énergie. L'écart de rentabilité gaz-charbon dans la production électrique est évidemment assez fortement dépendant de l'efficacité relative de conversion du gaz et du charbon en électricité. Comme ce paramètre varie dans la pratique d'une centrale à l'autre, il est d'usage de considérer non pas un prix unique, mais une zone de prix de substitution gaz-charbon qui tient compte des valeurs minimales et maximales du rendement des centrales (voir la Figure 1 ci-contre).

Lorsque le prix du quota sur le marché se situe à l'intérieur de cette zone, cela signifie qu'il existe au moins une substitution gaz-charbon économiquement viable. Comme on a pu le constater, le prix du quota s'est révélé insuffisant entre 2011 et 2016 pour déclencher la bascule du charbon vers le gaz dans la production d'électricité. Il a joué un rôle limité dans l'arbitrage entre les moyens de production de l'électricité, en tout cas bien moindre que celui du prix relatif des énergies.

Si le prix de substitution gaz-charbon est utile pour s'interroger sur l'efficacité du signal émis par le prix du quota, il ne permet pas en revanche de connaître le volume d'émissions qui a été réduit grâce à l'opération de substitution. Pour évincer les centrales à charbon de l'ordre de mérite, les capacités de production à partir de gaz doivent être suffisamment importantes et la demande d'électricité pas trop élevée. Les estimations réalisées à partir du modèle de simulation du secteur électrique développé à la Chaire « Économie du climat » montrent que le prix du quota a entraîné une baisse des émissions de 3 à 5 % entre 2008 et 2011, mais aucune après, le prix du carbone ne permettant plus de compenser le différentiel de rentabilité gaz-charbon⁽²⁾ au-delà de cette période. C'est la raison qui a poussé le Royaume-Uni à adopter, au niveau national, un dispositif de prix plancher du carbone.

L'exemple du Royaume-Uni et le débat sur le prix plancher

Face à la persistance de prix jugés trop faibles du quota en Europe, le Royaume-Uni a décidé d'appliquer de façon unilatérale un prix plancher du carbone aux émissions de CO₂ du secteur électrique.

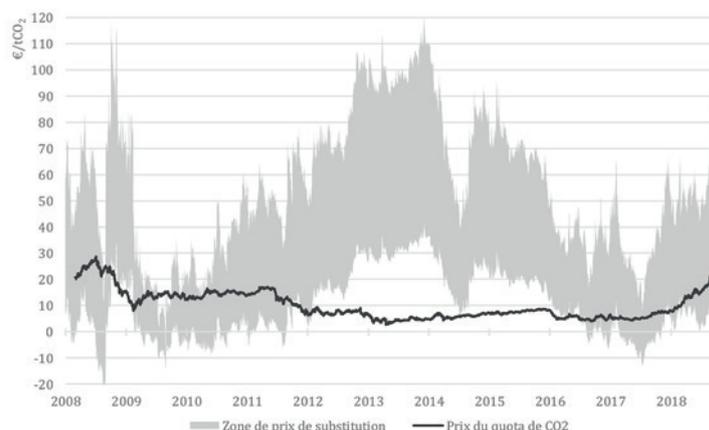


Figure 1 : Zone de prix de substitution gaz-charbon (Source : Adapté de SOLIER (2014)).

Introduite dans le budget 2011, cette mesure prend la forme d'une taxe différentielle sur les combustibles fossiles utilisés pour la production d'électricité, qui vient s'ajouter au prix du quota lorsqu'il s'établit à un niveau inférieur au taux de la taxe. La mesure est entrée en vigueur au mois d'avril 2013 à un taux de 9 £/tCO₂. Le niveau du prix plancher a rapidement progressé par la suite pour atteindre 18 £/tCO₂ en 2015, avant d'être gelé jusqu'en 2020 en raison de craintes pour la compétitivité de l'industrie britannique⁽³⁾.

La mesure a indubitablement contribué à faire reculer l'usage du charbon dans la production d'électricité. Entre 2013 et 2017, la part du charbon dans la production d'électricité est ainsi passée de 36 à 6,7 %. Sur la même période, celle du gaz est passée de 27 à 40,4 %⁽⁴⁾. Deux autres facteurs ont joué un rôle important : les subventions octroyées aux renouvelables et la chute des prix du gaz entre 2014 et 2016.

Suivant l'exemple anglais, la France et les Pays-Bas ont mis sur pied des groupes de travail afin d'étudier l'opportunité d'instaurer un mécanisme de prix plancher du CO₂ au niveau national⁽⁵⁾. L'idée a essaimé jusqu'à Bruxelles où a été discutée la question de l'instauration d'un prix plancher au niveau européen ou d'une coalition d'États. Ces initiatives sont pour l'heure restées sans succès, le Royaume-Uni demeurant le seul pays à avoir adopté une telle mesure. Séduisante sur le papier, la mesure peut se révéler inefficace sitôt qu'elle est mise en œuvre au niveau régional (un État ou groupe d'États) ou du secteur électrique⁽⁶⁾. Examinons le mécanisme en distinguant les effets

(2) SOLIER B. (2014), « Une analyse économique et ex post des effets du prix du carbone sur le secteur électrique européen », thèse de doctorat, Université Paris-Dauphine, juin.

(3) HIRST D. (2018), « Carbon Price Floor (CPF) and the price support mechanism », House of Commons Library, Briefing Paper, n°05927.

(4) BEIS (2018), « Digest of UK energy statistics », Chapter 5 « Electricity », pp. 111-153.

(5) CANFIN P., GRANDJEAN A. & MESTRALLET G. (2016), « Propositions pour des prix du carbone alignés avec l'Accord de Paris », Rapport de la mission remis à Ségolène Royal, en sa qualité de présidente de la COP21.

(6) DE PERTHUIS Ch., SOLIER B. & TROTIGNON R. (2016), « Les impacts du prix plancher du CO₂ dans le secteur électrique », Chaire « Économie et Climat », Information & Débats, n°46.

sur le marché électrique de ceux sur le marché carbone :

- Au niveau du marché électrique, l'instauration d'un prix plancher au niveau national ou régional a pour effet de réduire l'utilisation des centrales les plus émettrices de CO₂, dont le coût de production a de fait augmenté. En Europe, les réseaux électriques étant de mieux en mieux interconnectés, cette diminution de la production locale est compensée par une augmentation des importations d'électricité en provenance des États non membres de la coalition, dont les centrales ne supportent pas de prix plancher du carbone. Comme le mix électrique de ces pays n'est pas nécessairement moins carboné que celui des pays ayant adopté un prix plancher, la baisse des émissions de CO₂ est limitée. Le principal effet est d'accroître les importations et le prix d'équilibre sur le marché électrique.
- Sur le marché carbone, un prix plancher supérieur au prix d'équilibre du quota incite les producteurs d'électricité concernés à réduire leurs émissions à des coûts plus élevés que le prix du quota. Ces réductions d'émissions libèrent des quotas qui peuvent alors être utilisés par les autres acteurs du marché, pays ou secteurs, non concernés par le prix plancher, dont les émissions augmentent. À plafond de quotas inchangé sur le marché carbone, le prix d'équilibre du quota diminue. Le prix plancher n'induit donc pas de réduction des émissions additionnelles, la baisse des émissions des producteurs d'électricité étant compensée par une hausse des émissions dans les autres secteurs. Le même objectif environnemental est atteint en Europe pour un coût plus élevé, seule la répartition des efforts de réduction des émissions entre les acteurs est modifiée.

Relativement indolore pour le système s'il est mis en place au niveau d'un petit État, un prix plancher pour le secteur électrique peut avoir des effets négatifs importants s'il est adopté par une large coalition d'États. Le risque est d'ôter tout signal prix du carbone pour les autres acteurs qui ne seront plus incités à réduire leurs émissions. Comme dans le cas des renouvelables, contrôler l'effet de ces réductions locales en annulant les quotas correspondants est une opération difficile. C'est pourquoi la réponse idoine consiste à agir en priorité sur le plafond d'émissions européen en cherchant à renforcer l'ambition du système et en limitant les effets d'interaction avec les autres politiques.

La réforme inachevée du marché des quotas

Le marché des quotas fonctionne suivant un mécanisme de plafonnement du volume total des émissions qui fixe l'ambition du système. Les entreprises soumises au système peuvent acheter ou vendre des quotas, avec l'obligation de restituer chaque année un volume de quotas égal à leurs émissions. Plus le plafond est contraignant, et plus la rareté de l'offre est élevée et plus le prix du quota sera haut.

Pour redresser le prix sur un tel marché, il suffit donc d'accroître l'ambition du système en abaissant le plafond. Mais ce qui paraît simple en théorie n'est pas facile à réaliser politiquement, avec 28 États membres qui ont beaucoup de difficultés à s'accorder sur un niveau commun de contrainte.

Face à l'impossibilité de trouver rapidement un accord sur une réduction adéquate du plafond, la Commission a engagé, en 2012, un processus de réformes consistant d'abord à modifier le calendrier des enchères, puis à soumettre un paquet de mesures, d'apparence technique, définissant les règles de fonctionnement du marché sur la période 2021 à 2030⁽⁷⁾. Validées fin 2017 par le Parlement et le Conseil, ces règles comportent deux volets :

- une accélération de la baisse annuelle du plafond avec la fixation d'une cible plus ambitieuse de réduction des émissions : de 43 % en 2030 par rapport à 2005, contre 39 % précédemment ;
- la mise en place d'une « réserve de stabilité » qui agit comme une pompe permettant de retirer ou de remettre des quotas sur le marché en fonction de la quantité de quotas en circulation.

Pour anticiper correctement les effets de la réforme, il faut par conséquent évaluer l'impact de la réserve de stabilité sur le plafond d'émission, ce qui peut être fait à l'aide du modèle ZEPHYR développé au sein de la Chaire « Économie du climat »⁽⁸⁾.

L'utilisation de ce modèle en mode prospectif révèle que la réserve de stabilité agit uniquement comme une pompe aspirante, retirant des quotas du marché chaque année à partir de sa mise en place, ce qui équivaut à un resserrement additionnel du plafond d'ici à 2030.

Il en résulte, dans le scénario central, une hausse du prix du quota de CO₂ qui atteindrait 25 €/tCO₂ en 2020 et 38 €/tCO₂ en 2030, soit des niveaux plus de deux fois supérieurs à ceux attendus en l'absence de réforme. La modélisation indique également que cette hausse sera plus rapide si les entreprises anticipent dès le démarrage le resserrement du plafond provoqué par l'action de la réserve (voir la Figure 2 ci-dessous).

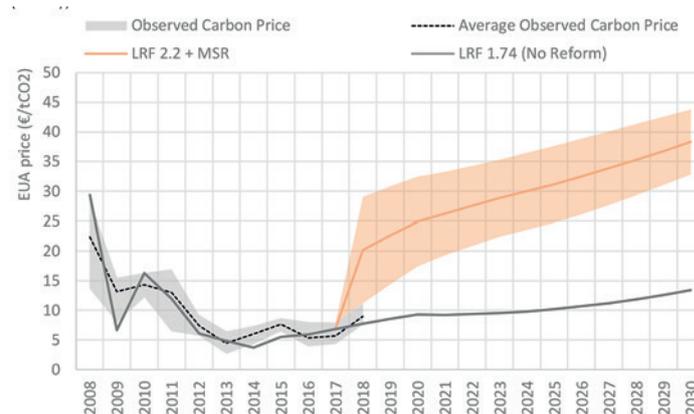


Figure 2 : Simulation de l'évolution du prix du quota, avec et sans réformes (Source : QUEMIN et TROTIGNON (2018)).

(7) European Commission (2015), Decision (eu) 2015/1814 of the European parliament and of the council of 6 october 2015 concerning the establishment and operation of a market stability reserve for the Union greenhouse gas emission trading scheme and amending Directive 2003/87/EC.

(8) QUEMIN S. & TROTIGNON R. (2018), « Marché carbone européen : les impacts de la réforme et de la réserve de stabilité à l'horizon 2030 », Chaire « Économie du Climat », Policy Brief, n°2018-03.

Cette nouvelle trajectoire correspond à des réductions des émissions de l'ordre de 50 % en 2030 par rapport au niveau de 2005, autrement dit à une augmentation des objectifs européens jusqu'à présent fixés à 43 % pour le périmètre couvert. Sous cet angle, la réforme semble donc répondre aux objectifs de rehaussement de l'ambition européenne : par un curieux tour de passe-passe technocratique, la Commission est parvenue à introduire subrepticement de nouvelles cibles de politique climatique qui n'ont été ni discutées ni, *a fortiori*, formellement adoptées par les États membres.

Mais les dysfonctionnements constatés dans le passé pourraient se reproduire. Les simulations du modèle montrent qu'en cas de chocs futurs non anticipés, la réserve de stabilité ne permettrait pas de prévenir une retombée du prix. Cela est dû au fait que tel que décidé, le jeu de réformes ne modifie en rien la gouvernance du marché qui reste caractérisée par une grande lourdeur des processus de décision et ne permettra pas au régulateur de réagir à des chocs qui, bien que non prévisibles, ne manqueront pas de se produire.

Si l'on veut se prémunir contre de tels chocs à l'avenir, la voie qui reste possible, en l'absence d'un changement radical de gouvernance, semble être celle d'un prix plancher qui serait fixé pour l'ensemble des pays membres et des secteurs couverts par le dispositif, à l'instar des mécanismes existant sur la marché Californie-Québec ou sur le REGGI (Regional Greenhouse Gas Initiative).

Une telle réforme aurait pour conséquence de transformer le dispositif de marché en un système de quasi-taxe si tôt que la rareté des quotas ne serait plus suffisante pour conduire à un équilibre de marché au-dessus du prix plancher. Une telle réforme permettrait à terme de se mouvoir vers un dispositif de tarification du carbone en harmonie avec une politique climatique européenne beaucoup plus ambitieuse.

Les trois volets d'une réforme visant la décarbonation du mix électrique au moindre coût

Il est tout à fait possible de conduire une décarbonation du mix énergétique sur la base d'une combinaison de mesures réglementaires couplées à des subventions favorisant le déploiement des sources renouvelables dont le financement est à la charge du contribuable et/ou du consommateur. C'est la voie qui a été jusqu'à présent privilégiée. Elle s'avère assez tortueuse, peu efficace sous l'angle économique et généralement inéquitable sous l'angle social (les bénéficiaires des subventions payées par « Monsieur ou Madame tout le monde » appartiennent généralement aux classes sociales les plus favorisées).

Nous terminons cette contribution en nous interrogeant sur les conditions à réunir pour changer de braquet en faisant de la tarification du carbone un outil de transformation radicale du mix électrique. Elles sont au nombre de trois :

- La première condition concerne la tarification du car-

bone qui, pour constituer une véritable balise de la transition, devrait concerner l'ensemble des émissions de CO₂ résultant de l'usage des énergies fossiles et pas seulement le périmètre actuel du système d'échange de quotas. Il n'y a aucune raison technique ou économique pouvant justifier l'exclusion des secteurs des transports, du bâtiment ou de l'agriculture (pour ses émissions de CO₂ résultant de l'usage d'énergies fossiles) de ce dispositif. Les seules raisons sont politiques.

Inclure directement ces secteurs dans le périmètre du marché du carbone se heurterait à nombre d'obstacles institutionnels. Mais l'Europe peut avancer vers une tarification plus large du carbone en combinant marché des quotas avec prix plancher et taxes énergétiques nationales harmonisées sur les émissions diffuses. Un tel schéma suppose que les taxes carbone nationales actuellement pratiquées par des pays comme la Suède, l'Irlande ou la France sur les émissions non couvertes par le marché des quotas deviennent une obligation inscrite dans le régime des accises énergétiques avec la fixation d'un taux minimum qui devrait converger avec la trajectoire du prix plancher dans le cadre du système d'échange de quotas. Un tel dispositif ne conduirait pas à un prix unique du carbone mais à un prix minimum pesant sur l'ensemble des énergies fossiles fournissant l'électricité ou sur d'autres usages énergétiques.

- Pour que le système de tarification du carbone envoie les bonnes incitations aux producteurs et aux consommateurs d'électricité, il faudrait simultanément démanteler les prix garantis aux producteurs d'électricité renouvelable qui devraient entrer sur le marché et être compétitifs face aux producteurs utilisant des sources fossiles pénalisées par la taxe carbone⁽⁹⁾. Pour les consommateurs achetant l'électricité sur le marché de gros, cela conduirait à des variations plus amples de prix suivant que le système a besoin ou non de recourir à des sources fossiles compte tenu des contraintes liées à l'intermittence des renouvelables et aux coûts du stockage.
- Les deux réformes précitées introduiraient une rationalité économique et environnementale qui fait cruellement défaut dans l'organisation actuelle du système électrique, tout en générant des recettes additionnelles pour les pouvoirs publics. Ces recettes nouvelles pourraient être réallouées à trois usages où l'argent public manque singulièrement : la recherche fondamentale en matière de stockage d'énergie et de développement de futures technologies de production et de transport d'énergie décarbonée ; l'accompagnement public des multiples reconversions industrielles que ne manquera pas de provoquer l'accélération de la transition bas carbone ; la lutte contre la précarité énergétique et, plus largement, contre le creusement des inégalités dans l'accès à l'énergie résultant des mécanismes historiques de sou-

(9) PERCEBOIS P. & POMMERET S. (2018), "Cross-subsidies tied to the introduction of intermittent renewable electricity. An analysis based on a model of the French day-ahead market", *The Energy Journal*, Volume 29 (3).

tion aux énergies renouvelables et du durcissement de la tarification carbone sans redistribution suffisante aux ménages les plus démunis.

Pour être graduellement mise en place, une telle réforme demande une bonne dose de volontarisme politique au plus haut niveau, notamment entre la France et l'Allemagne. Une objection parfois avancée outre-Rhin est qu'une telle réforme serait très avantageuse pour les producteurs nucléaires et, à l'inverse, très coûteuse pour les systèmes qui s'en affranchissent. Une condition de la ré-

alisation de la réforme est donc que ses répercussions sur les conditions d'exploitation des parcs nucléaires encore existants soient évaluées avec rigueur. Le prix du carbone a pour fonction d'internaliser le coût des dommages climatiques futurs. Il n'a pas vocation à soutenir subrepticement telle ou telle filière industrielle qui n'aurait pas correctement internalisé les coûts associés à la sécurité de son exploitation et/ou au traitement de ses déchets en fin de vie.