

EUROPEAN ELECTRICITY AND CARBON MARKETS AFTER THE ETS REFORM: IS A NEW REFORM NEEDED?

Le présent document résume les principaux messages délivrés au cours du séminaire organisé par la Chaire European Electricity Markets (CEEM) à l'Université Paris-Dauphine, le 8 Novembre 2018.

Intervenants:

Florens Flues (Economist - Centre for Tax Policy and Administration, OECD)
Dr. Felix Christian Matthes (Research Coordinator Energy and Climate Policy, Öko-Institut/Institute for Applied Ecology)
Raphaël Trotignon (Co-Manager of the CO₂ price and low-carbon Innovation Program, Climate Economics Chair)
Fabien Roques (Associate Professor, Paris Dauphine University, Scientific Advisor of the CEEM, and Executive Vice President - Compass Lexecon)

Discutants :

Philippe Boulanger (CELEST)
David Game (Directeur de programme R&D, RTE)
Benoît Peluchon (Ingénieur expert à la R&D, EDF)

Organisateurs et Animateurs:

Fabien Roques (Associate Professor, Paris Dauphine University, Scientific Advisor of the CEEM, and Executive Vice President - Compass Lexecon)
Jan Horst Keppler (Scientific Director, CEEM - University Paris-Dauphine)

Toutes les présentations sont disponibles et téléchargeables sur le site internet de la CEEM : [Cliquer here.](#)

INTRODUCTION

L'actualité soulève plusieurs interrogations auxquelles on espère que la présente conférence apportera des éléments de réponse. Par exemple, comment s'explique la récente poussée à la hausse du prix du quota de CO₂ dans le marché ETS ? Quelles sont les conséquences de cette augmentation sur la décarbonisation du secteur électrique ? Cette hausse entraîne-t-elle une baisse des émissions de CO₂ ? L'actualité nous donne aussi à voir les manifestations suscitées par l'augmentation du prix des produits pétroliers. Elle nous rappelle ainsi que le prix du carbone constitue certes un outil central pour s'attaquer aux émissions de CO₂, mais qu'un prix ne saurait se substituer à une politique sociale. Ce constat apparaît bien en Allemagne, dont le gouvernement hésite entre une décision strictement politique pour fermer ses centrales au charbon ou une approche économique guidée par le prix du carbone. Bien que le gouvernement des Pays-Bas ait tranché en faveur d'une stratégie reposant uniquement sur un prix élevé du CO₂, il semble que la combinaison optimale consiste à associer le prix et un encadrement politique.

I- L'ÉTAT DU MARCHÉ ETS APRÈS LA RÉFORME : PERSPECTIVES POUR LA DÉCARBONATION DU SECTEUR ÉLECTRIQUE

Notion de valeur effective du carbone

Pour les émetteurs de CO₂, la valeur du carbone intègre trois composantes : le prix du carbone issu des outils de marché tels que le système ETS, le niveau des taxes spécifiques sur le CO₂ et le montant des taxes plus générales sur l'énergie. Nous désignerons la valeur qui résulte de la combinaison de ces trois composantes sous l'expression "Valeur Effective du Carbone" (VEC). Sa composition varie profondément selon les secteurs : alors que les taxes constituent 99 % de la VEC dans le transport routier, elles n'en représentent que 21 % dans le secteur électrique.

Guidés par ce repère, les opérateurs sont incités à entreprendre toute action de réduction des émissions dont le coût sera inférieur à la VEC ; les réductions se font ainsi de manière décentralisée. Deux exemples confirment que l'on obtient un volume maximal de réduction pour chaque euro investi :

- Au Royaume Uni, l'introduction d'une taxe a fait bondir la VEC de 7,24 à 32,4 €/tCO₂ entre 2012 et 2016 pour le secteur électrique ; dans la même période ce dernier a diminué ses émissions de 156 à 66 MtCO₂.
- En Australie, l'application d'une taxe aux émissions du secteur électrique entre 2012 et 2014 a provoqué une chute de 6 % sur la période ; les émissions sont reparties à la hausse dès la suppression de la taxe, en 2014.

La VEC apparaît comme un indicateur pertinent puisqu'il tient compte de multiples facteurs, par exemple le fait que certaines industries bénéficient de quotas gratuits dans l'UE-ETS. On conçoit que sa composante "taxes" permette à la VEC de rester significative même dans l'hypothèse d'une forte réduction des émissions, alors que le prix du quota dans l'EU-ETS deviendrait dans ce cas extrêmement volatil.

Il est possible de calculer un "Déficit de Tarification du Carbone" qui mesure l'écart entre la VEC et la valeur qui serait nécessaire pour atteindre un niveau donné de réduction des émissions. L'exercice a été mené pour les 42 Etats membres de l'OCDE et pour les 20 pays membres du G20. Si l'on considère que la VEC de référence devrait se situer à 30 €/tCO₂, alors le déficit moyen pour l'ensemble des pays étudiés atteint 76,5 % en 2018. Il a certes diminué depuis 2012, où il se situait à 83 %, mais à ce rythme il ne s'annulera qu'en 2095...

Au sein de chaque pays, le Déficit de Tarification du Carbone est aussi un indicateur de compétitivité à long terme :

- Un déficit nul indique qu'un pays décarbone au moindre coût.
- Un déficit important révèle que les efforts de décarbonation restent limités ou probablement trop coûteux.
- Un déficit élevé peut augmenter le risque souverain, sous forme de difficultés économiques voire de crise en raison de la fluctuation de la demande en combustibles fossiles, d'une rupture technologique, de recours en justice...

Le Déficit de Tarification du Carbone varie beaucoup selon les secteurs d'activité. Par rapport à une VEC de référence de 30 €/tCO₂, il se situe à 21 % seulement pour le transport mais 91 % pour l'industrie. Il varie aussi considérablement entre les pays : 41 % en France, 53 % en Allemagne, 75 % aux Etats-Unis, 90 % en Chine... Si la Chine étendait à l'échelle nationale

un marché des permis d'émission ou généralisait une taxe de 250 RMB/tCO₂ (environ 32 €), elle ramènerait son déficit à 42 % et celui de l'ensemble des pays étudiés à 43 % ! Au sein de l'UE, avec un prix de 30 €/tCO₂ dans le système ETS, le déficit tomberait de 52 % à 18 % pour le groupe des 22 Etats les plus importants. A l'échelle mondiale, la marge de progrès reste importante : 46 % des émissions ne subissent encore aucune forme de tarification en 2018.

L'ETS après la réforme : Impact des modifications adoptées jusqu'en 2030

Depuis 2009, le système européen d'échange de quotas d'émission (ETS) souffre d'un excédent de quotas par rapport aux émissions contrefactuelles. Compte tenu de ce surplus déjà présent sur le marché, seule l'anticipation qu'une pénurie surviendra au-delà de 2030 justifie un prix non nul aujourd'hui. Trois mesures ont été adoptées pour créer cette anticipation venant soutenir les prix :

1. Le calendrier de mise aux enchères de la phase 2013-2020 de l'ETS a été adapté afin de permettre la vente différée (*backloading*) de quelque 900 millions de quotas qui auraient dû être mis aux enchères en 2014-2016.
2. Le facteur de réduction linéaire du plafond de l'ETS passera de 1,74% par an à 2,2% par an dès 2021.
3. De 2019 à 2023, chaque année, 24 % de l'excédent cumulé de quotas iront à la Réserve de Stabilité du Marché (RSM). A compter de 2023, les quotas détenus dans la réserve au-delà du volume total mis aux enchères au cours de l'année précédente seront annulés.

L'effet de la réforme a été évalué par la Chaire d'Économie du Climat à l'aide du modèle Zephyr. Dans ce modèle de simulation, l'offre est égale à la somme constatée des quotas gratuits et mis aux enchères (ex post) ou à l'allocation déterminée par les textes en vigueur (ex ante). La demande est représentée par les émissions contrefactuelles en fonction de la production industrielle observée et prévue, en tenant compte des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique (l'évaluation a été réalisée avant l'adoption des nouveaux objectifs 2030 issus du récent trilogue). Selon Zephyr, la réforme entraînera un retrait supplémentaire d'environ 4 GtCO_{2eq} d'ici 2030, par rapport à la situation qui aurait prévalu en l'absence de réforme. Le surplus disponible devrait alors se contracter d'environ 3 Gt aujourd'hui à 2 Gt d'ici 2030 et le prix du quota devrait passer de 13 à 38 €/t sur la période.

En l'absence de chocs imprévus et toutes choses égales par ailleurs, il semble que la réforme adoptée soit suffisante pour hisser le prix dans une fourchette de 25 à 40 €/t à l'horizon 2030. Cependant, d'autres simulations ont montré que la RSM ne serait pas en mesure de neutraliser l'effet de la politique simultanée relative à la promotion des énergies renouvelables. Dans un scénario de forte pénétration des énergies renouvelables, le modèle indique que le prix du quota reste inférieur à 25 €/t jusqu'en 2030. La RSM n'est pas non plus en mesure de neutraliser les effets d'une crise économique de même ampleur que celle de 2008. Si une telle crise devait se reproduire en 2022, le prix chuterait à 12 €/t en 2030, selon la simulation.

Comme tous les modèles, Zephyr présente certaines faiblesses, telles que de ne pas inclure le prix des combustibles primaires ou d'être extrêmement sensible aux émissions contrefactuelles. Malgré ces réserves, le modèle Zephyr révèle néanmoins qu'en cas de perturbations telles que les interactions entre les politiques ou des crises économiques, la RSM ne stabilise pas le marché. Seul un prix-plancher uniforme pour tous les secteurs et tous les pays (comme il en existe par exemple aux Etats-Unis) jouerait ce rôle stabilisateur. La possibilité d'avoir un prix-plancher partiel sur certains pays et/ou secteurs plutôt que sur

l'ensemble du périmètre ETS apparaît comme un facteur de déstabilisation supplémentaire. Même avec un prix-plancher (et un prix-plafond) uniforme, il demeurera nécessaire de réviser les niveaux de prix au fil du temps.

II- UN PRIX-PLANCHER DU CARBONE POURRAIT-IL FAVORISER UNE DÉCARBONATION PLUS RAPIDE DU SECTEUR ÉLECTRIQUE ?

L'impact d'un prix-plancher du carbone sur le secteur électrique allemand

Toute politique climatique allemande suppose la fermeture du parc thermique de production électrique, car le secteur électrique émet davantage de gaz à effet de serre que les secteurs du transport et de l'industrie réunis.

Le gouvernement fédéral allemand a mis en place une "Commission Charbon" chargée de proposer d'une part un calendrier de sortie de cette énergie et d'autre part des mesures permettant aux trois dernières régions minières de se préparer à cette transition. Cette commission s'appuiera notamment sur des simulations confiées au cabinet Öko Institut e.V.

Les premiers travaux de l'Institut montrent toutefois que les résultats diffèrent largement selon les hypothèses servant à la construction des modèles : si l'on suppose que le marché envoie un signal de rareté à long terme, alors le prix du quota sera encore haut en 2023 ; si l'on estime que le prix du quota résulte de fluctuations à court terme agitant le marché, alors ce prix pourrait demeurer bas même au-delà de 2023, malgré l'annulation des quotas placés dans la RSM. D'autres paramètres influent sur les résultats, tels que les différences de prix entre les combustibles, qui déterminent le basculement de l'un à l'autre. Ainsi, le gaz étant plutôt bon marché au début de l'année 2018, un prix du quota de 25 €/t suffisait pour faire tourner les centrales au gaz à cycle combiné plutôt que les anciennes centrales à charbon, mais il aurait fallu que ce prix dépasse 50 €/t pour entraîner le basculement des anciennes centrales au lignite vers ces mêmes centrales à gaz.

Dans sa conception et son paramétrage actuels, la contribution de l'EU-ETS à une décarbonation rapide du secteur de l'énergie demeure discutable ou du moins incertaine pour la prochaine décennie. Toutefois, le prix du carbone ne constitue pas la seule solution. Öko Institut a publié en 2014 puis en 2018 une étude évaluant les conséquences de diverses options en prenant 2020 pour horizon¹. Une troisième étude à paraître prochainement s'intéressera aux horizons 2025 et 2030. Dans ces trois études, un seul scénario de prix des combustibles est retenu. Voici les options étudiées :

- un prix-plancher du carbone pour l'Allemagne seule à différents niveaux,
- un prix-plancher du carbone pour toute la zone Centre Ouest Europe (CWE) à différents niveaux,
- deux stratégies différentes de fermeture forcée,
- des approches hybrides (prix-plancher et arrêts forcés).

Les simulations montrent qu'un prix-plancher du carbone produit des effets plus importants que toute politique reposant exclusivement sur des fermetures contraignantes. Par exemple, un prix plancher de 25 €/t dans la seule Allemagne entraînerait une réduction des émissions de 91 Mt de CO₂ dans le pays d'ici 2020 par rapport au scénario de référence ; elles ne se situeraient qu'à hauteur de 80 Mt dans le scénario le plus sévère de fermetures forcées. Les

¹ Öko Institut e.V., *Integrating a carbon floor price in the policy mix for Germany's coal phase-out*, Berlin, March 2018.

réductions à l'échelle de l'UE ne totaliseraient cependant que 43 Mt, car les émissions augmenteraient dans d'autres Etats membres². Un prix d'au moins 30 €/t serait nécessaire dans la zone CWE pour que le secteur allemand de l'énergie puisse atteindre son objectif à l'horizon 2030 (émissions réduites de 40 %). Dans ce dernier scénario, l'Allemagne resterait une exportatrice nette d'électricité, mais à un niveau inférieur à celui du scénario de référence (25 TWh au lieu de 80 TWh en 2030) ; le prix de l'électricité augmenterait à 48 €/MWh (au lieu de 40 €/MWh).

Il convient de prendre en compte certaines conséquences sur d'autres dispositifs :

- Plus de 50 % de la hausse du prix sera compensée par une baisse de la surtaxe allemande sur les énergies renouvelables (*EEG Umlage*) pour les consommateurs finals non exonérés (environ 2/3 de la consommation totale).
- Selon les textes en vigueur, l'augmentation du prix de l'électricité liée à l'introduction du prix-plancher sur le marché ETS ouvrira droit à une compensation pour les industries grosses consommatrices, au titre des coûts indirects du CO₂. Grâce à cette compensation, le prix de l'électricité pour les bénéficiaires sera inférieur d'environ 10 % à celui qui résulterait de fermetures forcées entraînant des réductions d'émissions de CO₂ comparables.
- Un prix-plancher comporte un effet secondaire positif : il améliore la rentabilité de la production des parcs éoliens au terme du contrat, prolongeant ainsi leur durée de vie.
- Un prix-plancher du carbone créera des flux de revenus supplémentaires significatifs pour la plupart des producteurs d'électricité (à différents niveaux) et pour le budget public (50 % des revenus supplémentaires seraient toutefois absorbés par la compensation des coûts indirects du CO₂ dans le cas allemand).

En conclusion :

- La modélisation et l'analyse des politiques montrent qu'un prix-plancher du carbone dans la zone Allemagne-Benelux-France présenterait de nombreux avantages : gains d'efficacité globaux, réductions des émissions avec moins de pertes de capacités dispatchables, coûts de l'électricité plus bas pour les industries grandes consommatrices grâce à la compensation des coûts indirects en CO₂.
- L'approche néerlandaise (avec un prix-plancher débutant à environ 20 €/tCO₂ et terminant à environ 40 €/tCO₂ en 2030) offre un exemple intéressant de trajectoire envisageable pour la zone CWE.
- Le modèle britannique apparaît comme le modèle à suivre pour la mise en œuvre, car il contourne les contraintes juridiques existantes en Allemagne et permet la compensation des coûts indirects en CO₂ pour les industries grosses consommatrices d'électricité.
- Il est nécessaire de dépasser le discours politique selon lequel "*Le nucléaire français sera le grand bénéficiaire du prix-plancher du carbone*". Les effets redistributifs mobilisent les politiciens, mais curieusement ils se concentrent sur la France, alors que d'autres pays comme la Norvège et la Suède bénéficieraient aussi d'un prix-plancher.
- Une approche hybride (prix-plancher du carbone + quelques rachats précoces de capacité au charbon) semble prometteuse pour l'Allemagne.

² Une étude menée par RTE confirme cet "effet rebond". La fermeture des centrales françaises au charbon induirait une réduction des émissions de 7 MtCO₂ en France, mais au niveau européen la réduction ne dépasserait pas 4 MtCO₂.



- Un prix-plancher ne constitue pas une solution de long terme, car elle ne convient plus lorsque la part des sources d'énergie renouvelables pousse le prix de l'électricité vers zéro sur les marchés de gros.

L'impact d'un prix-plancher du carbone sur les marchés européens de l'électricité

Le secteur de l'électricité joue un rôle clé dans la décarbonation de l'économie européenne. FTI-CL Energy a reçu un double mandat :

- Evaluer les évolutions de prix au sein du système ETS et leur incidence sur l'atteinte des objectifs de l'UE.
- Identifier la contribution possible d'un prix-plancher du carbone à une décarbonation accélérée du secteur de l'électricité.

Les résultats détaillés de l'étude sont consultables au lien suivant : [ICI](#).

L'évaluation est réalisée à l'aide d'une modélisation reposant soit sur des données factuelles soit sur des hypothèses issues d'études indépendantes validées par des tiers. Le modèle montre que les prix projetés de l'ETS sont insuffisants malgré la réforme récente pour amener la décarbonation du secteur de l'énergie de l'UE à un niveau conforme à l'objectif commun de réduction des émissions de 80 à 95 % d'ici 2050. Les prix actuels se situent autour de 20 €/tCO₂ ; l'analyse suggère qu'un basculement du charbon et du lignite vers le gaz à l'échelle européenne impliquerait des prix d'environ 15-35 €/tCO₂ à court terme et 20-50 €/tCO₂ dans les années 2020. A long terme, les prix du carbone devraient atteindre 130-150 €/tCO₂ à partir de 2040 pour amener une décarbonation complète de l'économie de l'UE.

Soulignons que le prix réel compte moins que le prix anticipé. Les investisseurs se concentrent sur le prix du carbone anticipé et sur le risque que ce prix soit à l'avenir plus bas que prévu. En outre, toute volatilité du prix du carbone se répercutera sur le prix de l'électricité. Une plus grande exposition au risque de prix sur l'électricité (*merchant risk*) augmenterait la prime de risque requise par les investisseurs, réduirait les niveaux d'endettement acceptables dans la composition du capital (*gearing*) et enfin réduirait le nombre d'investisseurs disposés à financer des projets. Inversement, un prix-plancher du carbone minore la prime sur le risque de prix de l'électricité dépendant des marchés de gros.

Différents modèles de mise en œuvre d'un prix plancher du carbone pourraient être utilisés :

1. Rachats de quotas – le gouvernement ou un opérateur commercial peut s'engager à acheter des quotas à un prix minimal.
2. Prix de réserve lors des enchères – le gouvernement pourrait cesser les ventes aux enchères si le prix descendait au-dessous d'un certain niveau.
3. Ajout d'une taxe complémentaire sur le prix du quota dans le système ETS. Cette taxe devrait être basée sur la trajectoire à suivre ; elle ne devrait pas être ajustée chaque année par un vote budgétaire, comme c'est le cas avec dans le dispositif britannique.

Les simulations montrent qu'un prix-plancher du carbone faciliterait la transition du secteur de l'électricité³ :

- Un prix-plancher agit comme un mécanisme d'assurance pour les investisseurs, les protégeant contre les chutes soudaines des prix au sein de l'ETS causées par un déséquilibre offre/demande important et contre l'impact potentiel de mauvaises

³ Les simulations n'incluent pas le secteur de l'aviation.

conditions macro-économiques, conduisant à une offre excédentaire et à une réduction insuffisante des émissions.

- Les émissions dans les pays appliquant un prix-plancher pourraient être réduites de manière significative en 2030 et un pilotage coordonné de l'ETS aboutirait à une réduction nette des émissions dans l'ensemble de l'UE. Une coordination est notamment nécessaire pour assurer l'annulation automatique des quotas excédentaires par les Etats membres concernés, comme l'autorise la nouvelle directive. La Réserve de Stabilité du Marché n'est pas adaptée pour annuler le surplus résultant d'un prix-plancher.
- Avec un pilotage du système ETS afin de maintenir un niveau suffisant de demande de quotas et avec la garantie que la zone appliquant un prix-plancher possède une taille acceptable, on pourra minimiser les "fuites" d'électricité et d'émissions résultant des flux transfrontaliers. Selon le modèle, la zone dotée d'un prix-plancher restera exportatrice nette d'électricité, même dans l'hypothèse d'un prix du carbone élevé.
- Les investissements dans les énergies renouvelables seraient préservés bien que les projets soient de plus en plus exposés au risque commercial. Si nous supprimons les subventions sans introduire un prix-plancher, les investissements dans les sources d'énergie renouvelable diminueront considérablement. Un prix du carbone stable offre une garantie aux investisseurs.
- Un prix-plancher générerait un plus grand nombre de transferts du charbon vers le gaz et fournirait un signal d'investissement plus clair, évitant au système électrique de devenir prisonnier de centrales à combustible fossile récemment construites.
- Le prix-plancher augmenterait les prix de l'électricité aussi longtemps que des centrales à combustibles fossiles resteraient actives et fixeraient les prix du marché. Mais cette augmentation serait contrebalancée par l'effet "ordre du mérite" – si le prix-plancher encourage une plus forte pénétration des énergies renouvelables, elles modifient l'ordre de mérite et font baisser les prix du marché.
- Les impacts sur les industries à forte intensité énergétique peuvent être atténués à l'aide des revenus générés par le prix-plancher.