

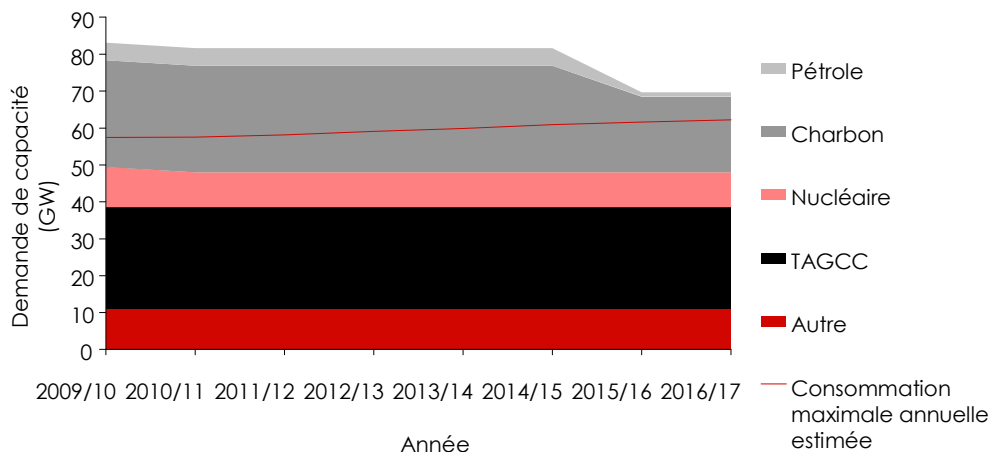
Prix minimum du CO₂ au Royaume-Uni : encore du pain sur la planche ?

En mars 2011, le gouvernement britannique a engagé la mise en place d'un « prix plancher » du carbone pour ses producteurs nationaux d'électricité, qui s'appliquera à partir d'avril 2013. Dans les faits, cette politique créera deux prix différents pour le CO₂ dans le Système communautaire d'échange de quotas d'émissions (EU ETS), générant des effets de distorsion sur le marché européen du carbone. Notre analyse suggère que cette mesure entraînera une réduction supplémentaire des émissions du secteur électrique britannique en phase 3, située entre 26,6 MtCO₂ et 37,6 MtCO₂ d'ici à 2020. En l'absence d'objectifs d'émissions plus ambitieux pour l'EU ETS, le prix de l'EUA pourrait s'infléchir et les recettes de la vente aux enchères des EUA pour les autres États membres se réduiraient. Tout l'enjeu est de savoir comment réagiront les autres pays face à l'exemple du Royaume-Uni et dans quelle mesure l'UE peut poursuivre une politique harmonisée de lutte contre le changement climatique.

Contexte : la politique énergie-climat britannique

Le Royaume-Uni a besoin d'investir dans de nouvelles capacités à grande échelle. La consommation maximale d'électricité au Royaume-Uni devrait, selon les prévisions, continuer à grimper régulièrement, de 1,14 % par an. Entretemps, on s'attend à ce qu'une grande part de la capacité de production non intermittente soit mise hors service dans les 5 à 12 ans qui viennent. La figure 1 montre que les centrales électriques produisant 13 GW, soit environ 17 % de la capacité totale, principalement grâce au charbon et au pétrole, devraient être mises hors service d'ici à 2016 et qu'une proportion tout aussi importante des outils de production disparaîtra au début des années 2020. Alors que les crédits d'investissement sont limités, le gouvernement britannique ressent le besoin de s'assurer que son marché de l'électricité est suffisamment attractif pour recevoir les investissements nécessaires (*HM Treasury*, 2010).

Figure 1 – Capacité nette installée par combustible primaire sans nouvelle construction en fonction de la prévision de consommation maximale (saison hivernale)

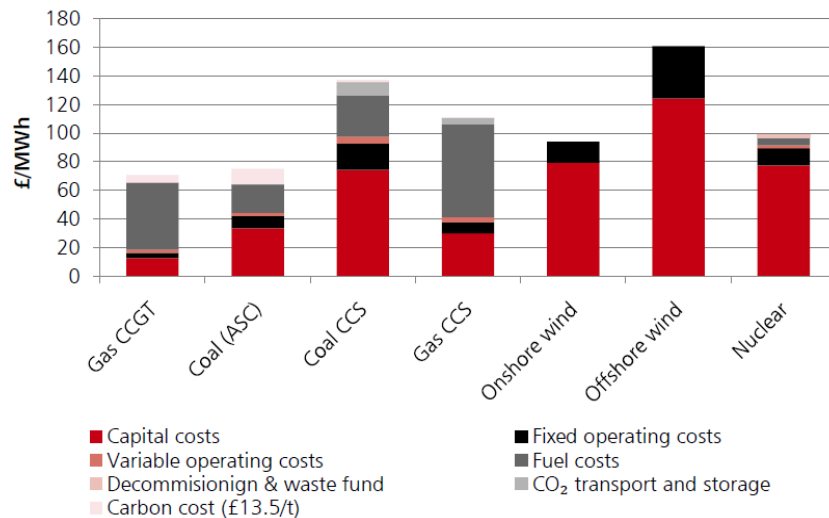


Remarque : TAGCC : turbine à gaz à cycle combiné ;
Source : adapté de NETS SYS, National Grid, mai 2010.

Des objectifs ambitieux d'émissions nationales, cohérents avec la science du changement climatique. Le gouvernement britannique bénéficie d'une position inhabituelle au sein de l'Europe grâce à une politique nationale de lutte contre le changement climatique faisant preuve d'une ambition politique en adéquation avec la science du climat et clairement définie dans le temps. Encadré par une législation nationale, le gouvernement britannique s'est engagé unilatéralement sur un objectif de réduction d'émissions de GES de 80 % par rapport à 1990 à horizon 2050¹. Pour atteindre ce but, le gouvernement a établi un plan visant à réduire les émissions de 37 % d'ici à 2020, avec 40 % de la production d'électricité provenant de sources « à faibles émissions de carbone », telles que les énergies renouvelables, le captage et le stockage du carbone (CSC) et l'énergie nucléaire². En 2010, cette production à faibles émissions de carbone ne représentait que 20 % de la production d'électricité.

Par ailleurs, le Trésor britannique considère que le niveau actuel des prix du carbone pour les producteurs d'électricité d'origine fossile dans le cadre du Système communautaire d'échange de quotas d'émissions n'est pas encore suffisamment élevé pour stimuler un tel investissement (cf. figure 2). Qui plus est, il considère que la forte incertitude réglementaire entourant le futur niveau du plafond d'émissions de l'EU ETS – et par conséquent, le prix du carbone de l'EU ETS – pourrait mener les investisseurs en technologies bas carbone à retarder leurs investissements ou à rencontrer des difficultés pour lever des fonds. Le Royaume-Uni y voit un risque d'apparition d'une « trappe technologique » en cas de construction de nouvelles installations à forte intensité carbone qui ne seraient pas compatibles avec ses objectifs d'émissions³.

Figure 2 – Comparaison des coûts de différentes technologies de production



Remarque : TAGCC : turbine à gaz à cycle combiné, ASC : supercritique avancé, CSC : captage et stockage du carbone. En supposant le démarrage des projets en 2009 et en incluant le prix du CO₂. Ce graphique n'inclut pas les effets des autres politiques, telles que les « certificats d'énergie renouvelable », les subventions pour la CSC ou les politiques proposées, par exemple pour les contrats pour différence, etc.

Source : Trésor britannique 2010

Consolidation fiscale. L'application de ce qui est en fait une taxe additionnelle sur les émissions de carbone des installations de production électrique d'origine fossile, est cohérente avec les objectifs affichés du Trésor britannique d'un « renforcement de la taxation à visée écologique » (Trésor britannique, 2010). En outre, cette taxe stabilisera les recettes fiscales, car elle aura un effet contra-cyclique (retardé) par rapport aux variations de prix des EUA.

¹ UK Low Carbon Transition Plan (2009), plan du Royaume-Uni pour la transition vers de faibles émissions de carbone

² L'objectif de réduction des émissions en 2020 est passé de -34 % à -37 % et pour 2027, l'objectif a été fixé à -50 % sous les niveaux de 1990.

³ Climate Change Act (2008) : http://www.legislation.gov.uk/ukpga/2008/27/pdfs/ukpga_20080027_en.pdf , loi sur le changement climatique

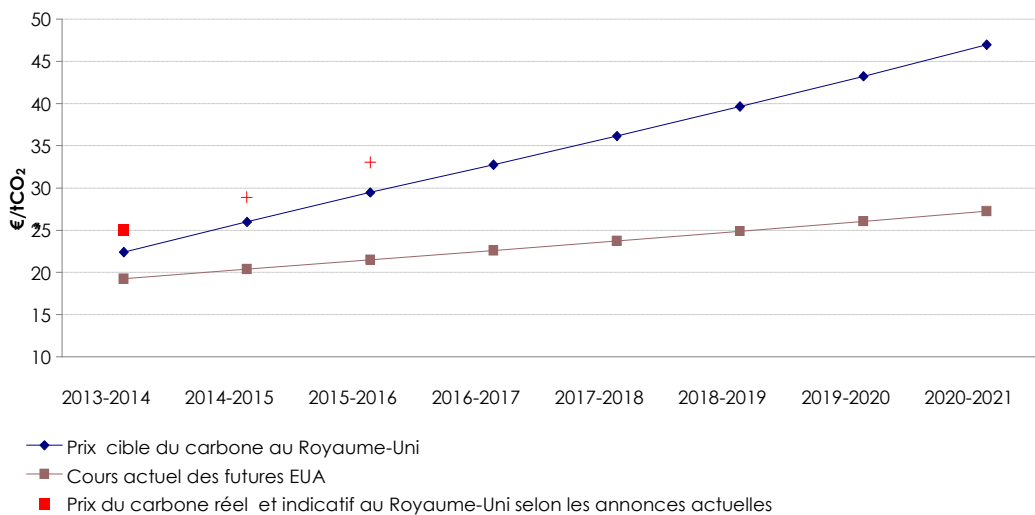
Les faits : fonctionnement du « prix plancher »

Pour répondre à ces trois priorités identifiées, le gouvernement britannique cherche à garantir un prix minimal du carbone spécifique pour les producteurs d'électricité nationaux. Ainsi, dans son budget 2011, le gouvernement britannique a adopté une trajectoire cible du prix du carbone, qu'il utilisera pour déterminer le prix effectif du carbone que les producteurs d'énergie britanniques paieront chaque année fiscale d'avril 2013 à mars 2031.

Pour atteindre ce prix cible, le gouvernement impose aux producteurs d'électricité d'origine fossile de s'acquitter d'une taxe, nommée « Climate Change Levy (CCL) carbon price support rate » (tarif de soutien au prix du carbone pour la contribution au changement climatique), basée sur le contenu carbone des combustibles primaires utilisés. Cette taxe viendra s'ajouter au prix des quotas d'émissions (EUA) de l'EU ETS. Des dispositifs sont prévus pour assurer que le prix total par tonne de CO₂ émise (EUA + taxe) sera égal au prix global du carbone visé.

Le gouvernement britannique fixera donc le niveau du prix additionnel du carbone selon des règles préétablies à chaque fin d'année fiscale pour l'année n+2. Basé sur l'observation du marché les 12 mois précédents, ce tarif sera égal à la différence entre le prix cible du carbone pour l'année n+2 et le prix moyen des EUA futures correspondant à une livraison cette même année. Un tableau résumant les prix attendus en livres sterling est présenté en annexe 1.

Figure 3 – Prix cible du carbone et des prix des contrats à terme de l'EU ETS (en euros)



Résultats basés sur l'annonce du budget 2011 du gouvernement britannique. Le prix ciblé est calculé en fonction de l'indice des prix au détail (RPI) réalisé et anticipé pour la période 2009-2020. Le prix des futures EUA se base sur les prix moyens des futures EUA décembre ICE au cours du mois d'avril 2011. Le taux de change GBP/EUR utilisé est de 1,17 = la moyenne des 12 mois précédents en avril 2011. *En valeur nominale de l'euro.

Il faut remarquer que le « prix plancher » du carbone britannique n'est pas un prix plancher au sens strict. Le prix effectif du carbone peut encore être inférieur au prix cible. Étant donné les fluctuations du prix des EUA, alors que les tarifs de soutien de la CCL sont fixés pour toute la durée de l'année, si le prix des EUA chute, le prix effectif du carbone chute du même montant. Inversement, le prix de l'EUA a connu une hausse inattendue après que l'Allemagne ait décidé en mars 2011 de sortir du nucléaire, ce qui n'avait pas été anticipé au moment de la fixation des tarifs de soutien de la CCL pour 2013-2014, la semaine précédente. Ainsi, comme le montre la figure 3, le prix effectif du carbone actuellement attendu en 2013-2014, indiqué par le carré rouge, se situe maintenant 2 € au-dessus du prix ciblé pour cette année-là. Dans la mesure où le gouvernement britannique ne change pas la trajectoire du prix cible, les niveaux de la CCL compenseront le choc des prix des EUA, mais avec deux ans de retard. L'efficacité du prix plancher dépendra sans doute principalement de la confiance que les investisseurs accorderont ou non aux gouvernements successifs pour ce qui concerne le maintien de la trajectoire du prix cible du carbone.

L'analyse : impacts sur l'EU ETS

Trois types d'impact économique

1) Abaissement du prix du carbone dans l'EU ETS : le premier impact prévisible du « prix plancher » est une augmentation de la réduction des émissions de CO₂ dans le secteur électrique britannique, ce qui *abaissera le prix du carbone dans l'EU ETS*. Les centrales électriques confrontées à un prix du CO₂ plus élevé seront incitées à mettre en place des mesures de réduction qui ont un coût marginal plus élevé que le prix des EUA. Toutefois, malgré les réductions d'émissions supplémentaires au Royaume-Uni, le plafond général des émissions pour tous les pays participant à l'EU ETS restera inchangé ; la politique du Royaume-Uni n'aura donc pas d'impact sur les émissions globales de l'UE. La réduction supplémentaire au Royaume-Uni réduira simplement la demande d'EUA (émanant du secteur électrique britannique) du même montant. Cette baisse de la demande abaissera le prix d'équilibre des EUA.

2) Réduction de l'efficacité économique de l'EU ETS : le deuxième impact de la politique britannique sera de *réduire l'efficacité économique de l'EU ETS, au moins à court terme*. En effet, cette politique entraînera indirectement le remplacement d'options de réduction du CO₂ peu coûteuses actuellement exploitées par des options de réduction plus coûteuses dans le secteur électrique britannique.

3) Réduction des recettes de vente aux enchères des EUA pour les États membres : enfin, étant donné que les prix des EUA baisseront dans une certaine mesure, les recettes des États membres de l'UE provenant de la vente aux enchères des quotas en phase III baisseront proportionnellement.

Estimation de l'ampleur des impacts économiques

Méthodologie

La politique du « prix plancher » devrait entraîner deux grands types de réduction dans le secteur électrique. Le premier est le changement de combustible, c'est-à-dire la substitution de volumes de production provenant des centrales à charbon par des centrales à gaz. Le second correspond aux réductions d'émissions qui apparaîtraient si la stimulation prévue de l'investissement dans les nouvelles installations à faible intensité carbone se réalise, ainsi qu'à celles provenant des modernisations et autres améliorations de l'efficacité énergétique des installations. Dans notre analyse, nous nous sommes concentrés exclusivement sur les effets à court terme du passage du charbon vers le gaz et nous avons ignoré les impacts des investissements à plus long terme. Nous n'avons également pas pris en compte les effets sur le prix de l'électricité, qui pourrait en retour réduire la demande.

Afin d'estimer les réductions supplémentaires d'émissions de CO₂ au Royaume-Uni résultant de l'augmentation du prix du CO₂ à partir de 2013, nous avons tout d'abord estimé l'impact des variations du prix des EUA sur l'ensemble de la production d'électricité, qu'elle soit à charbon ou à gaz sur le marché britannique. Dans ce but, nous avons adapté un modèle économétrique adapté de McGuiness et Ellerman (2008) (cf. annexe 2), qui a produit les estimations linéaires suivantes. Toutes choses égales par ailleurs, une augmentation de 1 £/tCO₂ du prix des EUA (en prix 2009), si elle est soutenue pendant un an, devrait produire :

- +1 032 GWh par an provenant des centrales au gaz ;
- -1 104 GWh par an provenant des centrales à charbon.

Nous avons ensuite élaboré deux scénarios simulant le niveau de soutien au prix du carbone pour la CCL. Le premier scénario fait l'hypothèse que le gouvernement appliquera le tarif annoncé pour 2013 et les tarifs actuellement « indiqués » dans le budget 2011 pour 2014 et 2015. Le second scénario introduit un ajustement pour 2014 et 2015 afin de s'adapter au prix du carbone ciblé, en tenant compte du fait que le gouvernement britannique corrigera à l'avenir le niveau de la CCL en fonction du bond récent du prix des futures EUA. Ces deux scénarios, résumés dans le tableau 2, nous ont donné ce que nous

pensons être un éventail raisonnable des valeurs possibles de la courbe du tarif de la CCL jusqu'en 2015-2016.

Pour chaque année entre 2013 et 2015, nous avons ensuite multiplié le changement de production estimé à partir du gaz et du charbon par le niveau de la CCL dans les deux scénarios pour obtenir l'impact du « prix plancher » en termes d'augmentation (réduction) de la production d'électricité à base de gaz (charbon).

Résultats n°1 : réduction des émissions de CO₂ au Royaume-Uni

Nous avons supposé que chaque GWh basculé du charbon vers le gaz économise 526,58 tCO₂. Ce chiffre a été calculé à partir des données du département britannique de l'Énergie et du Changement climatique sur l'utilisation des combustibles fossiles par les centrales et leurs productions électriques. Nous avons ainsi estimé que la réduction supplémentaire au Royaume-Uni résultant du « prix plancher » se situait aux niveaux du tableau 1.

Tableau 1 - Impact estimé du « prix plancher » sur la réduction des émissions de CO₂ au Royaume-Uni due au changement de combustible (MtCO₂)

Année fiscale		2013-2014	2014-2015	2015-2016	2013-2020
Scénario n°1	(£/tCO ₂)	4,94	7,28	9,86	
	Meilleure estimation	- 2,7	- 3,9	- 5,2	- 37,6
Scénario n°2	(£/tCO ₂)	4,94	4,79	6,81	
	Meilleure estimation	- 2,7	- 2,3	- 3,6	- 26,6

Remarque : pour les années après 2015, nous avons supposé que la réduction annuelle marginale due au changement de combustible restait la même qu'en 2015. Cette hypothèse reflète le fait qu'arrivées à un certain point, les augmentations supplémentaires du prix du CO₂ au Royaume-Uni au-dessus du prix des EUA devraient avoir des effets de plus en plus faibles sur le changement de combustible, en raison des contraintes de capacité.

D'après nos estimations, 2,7 MtCO₂ seront économisées par un basculement supplémentaire du charbon vers le gaz dans les centrales en 2013, directement grâce au « prix plancher ». Ce volume devrait augmenter en 2014 et 2015, pour passer respectivement à 3,9 et 5,2 MtCO₂ dans le scénario n°1, alors que l'augmentation est plus limitée dans le scénario n°2 (respectivement 2,3 et 3,6 MtCO₂). Cette réduction des émissions représente entre 1,5 % et 3,5 % des émissions vérifiées du secteur électrique britannique en 2009. Sur toute la période de la phase III de l'EU ETS (2013-2020), la réduction totale des émissions par le changement de combustible devrait se situer entre 26,6 MtCO₂ et 37,6 MtCO₂ selon nos scénarios.

Résultats n°2 : effets sur le prix des EUA

Pour donner une idée de l'effet qu'aurait l'ajout de 26,6 à 37,6 millions d'EUA – ce qui correspond à la réduction supplémentaire estimée au Royaume-Uni – sur le marché pendant la phase III, nous avons fait un calcul rapide. Plus précisément, nous avons comparé le choc sur la demande d'EUA dû au prix plancher au récent choc sur la demande suite à l'accident nucléaire de Fukushima, qui a entraîné la fermeture de sept des plus vieux réacteurs d'Allemagne. Ce dernier choc était, après tout, un choc de demande purement exogène qui ne pouvait être anticipé par le marché.

En comparant le prix au comptant moyen des EUA sur BlueNext pendant la semaine qui a précédé l'annonce de l'Allemagne à la moyenne des prix la semaine suivante, nous avons calculé une augmentation moyenne du prix de 1,29 €. En supposant que les sept réacteurs restent arrêtés, cet événement est estimé avoir ajouté 36 MtCO₂ par an à la demande d'EUA dans les prochaines années. En comparant cela à nos estimations d'une réduction de la demande de 26,6 et 37,6 MtCO₂ pendant toute la phase III due à un changement de combustible supplémentaire au Royaume-Uni et en prenant l'hypothèse de rendements l'échelle constants, nous avons estimé un effet approximatif sur le prix de l'EUA compris entre -0,13 et -0,18 €, correspondant à nos deux scénarios sur le niveau de la CCL.⁴

⁴ Cela réduira à son tour du même montant le prix tout compris du carbone. Ce petit « effet rétroactif » devrait donc réduire le montant de la réduction au Royaume-Uni d'un montant négligeable, comparé à nos estimations.

Résultats n°3 : recettes de la vente aux enchères et effets économiques globales pour les États membres

Ces résultats nous conduisent à estimer les impacts suivants sur les recettes de vente aux enchères des États membres, que nous calculons pour 2013 :

Tableau 2 – Impacts économiques estimés du « prix plancher » en 2013

Impact estimé sur le prix des EUA	Scénario n°1 : -13 cents	Scénario n°2 : -18 cents
Gouvernement du Royaume-Uni	+ 830 M€	+ 823 M€
Autres gouvernements de l'UE	- 122 M€	- 166 M€
Impact économique global	- 8,2 M€	- 8,3 M€

Remarque : suppose la vente d'un milliard d'EUA aux enchères en 2013, dont 100 millions au Royaume-Uni.

Sans surprise, le Trésor britannique est le grand gagnant de l'application de la taxe, alors que les producteurs d'électricité britannique perdent plus ou moins le même montant, moins les gains dus à l'achat d'EUA meilleur marché. Il faut noter ici l'impact négatif pour les recettes provenant de la vente aux enchères des EUA des autres gouvernements de l'EU ETS. En 2013, nous estimons qu'aux alentours de 900 millions d'EUA seront mises aux enchères hors du Royaume-Uni.

Si l'on se base uniquement sur les conséquences d'une substitution plus élevée du charbon par le gaz sur le prix des EUA, au cours des huit années de la phase III (2013-2020), la baisse de recettes des ventes aux enchères en Europe, excepté au Royaume-Uni, pourrait atteindre 976 à 1328 M€, voire plus, selon le nombre de quotas mis aux enchères. Le gouvernement allemand perdrait 190 M€ à 259 M€ de recettes, la Pologne, 127 à 173 M€ et l'Espagne, 78 à 106 M€ au cours de la phase III, en supposant respectivement une proportion de vente aux enchères de 19,5 %, 13 % et 8 %⁵. Ces montants seraient en réalité un transfert entre les gouvernements et les installations, principalement les producteurs d'électricité, incluses dans l'EU ETS, celles-ci achetant moins cher leurs EUA. En conclusion, la perte d'efficacité économique dans toute l'UE est estimée à environ 8 M€ en 2013. Cela représente le coût économique supplémentaire dû au remplacement d'options moins coûteuses de réduction d'émissions en Europe par une substitution du combustible plus coûteuse au Royaume-Uni.

Autres facteurs à prendre en considération

Nous identifions quatre principales incertitudes pouvant modifier la dynamique de répartition de la production d'électricité entre les centrales à gaz et au charbon britannique, et en mesure de changer nos résultats.

- L'accroissement de la production des centrales à gaz augmenterait, d'après nos estimations, la consommation de gaz naturel au Royaume-Uni entre 1 et 2 % et de 0,2 à 0,4 % dans l'Europe des Quinze. Cela pourrait atténuer l'ampleur de la migration de la production électrique à base de charbon vers le gaz.
- Une interconnexion de 1,5 GW entre le réseau électrique des îles britanniques et celui des Pays-Bas, dont la mise en fonctionnement est prévue en 2012, pourrait augmenter légèrement l'importation d'électricité au Royaume-Uni pendant les périodes de pointe. D'ici à 2020, ces interconnexions pourraient apporter jusqu'à 4 GW.
- La disparition programmée d'environ 13 GW de capacité correspondant aux plus vieilles centrales britanniques à charbon et à pétrole à partir de 2016 pourrait réduire les possibilités de changement de combustible.
- La possibilité d'un grand choc futur positif pour le prix des EUA, par exemple à cause d'un changement du plafond de l'EU ETS, pourrait réduire le niveau de la CCL.

Ces évolutions risquent de réduire l'ampleur du passage du charbon au gaz résultant spécifiquement de la mise en œuvre de la CCL.

⁵ L'hypothèse est moins certaine pour la Pologne, qui pourrait donner une part d'EUA gratuites à ses producteurs d'énergie.

D'autre part, notre analyse est assez prudente dans l'estimation des réductions d'émissions britanniques, car nous avons ignoré les effets de l'augmentation du prix de l'électricité sur la consommation énergétique et la possibilité d'investissements dans de nouvelles installations, qui entraîneraient une réduction supplémentaire des émissions. Les consultants du gouvernement britannique ont estimé que le « prix plancher » aiderait à remplacer 7 GW d'installations au gaz et au charbon par de nouvelles installations à faibles émissions de CO₂ (principalement nucléaires) d'ici à 2030. Cela produirait des réductions d'émissions d'environ 261 MtCO₂ entre 2013 et 2030 qui créeraient sur le marché de l'EU ETS une distorsion plus forte que celle que nous anticipons.

Quelles conséquences politiques ?

Il est probablement trop tôt pour prédire les conséquences politiques du « prix plancher » britannique. Néanmoins, nous pensons qu'il pourrait y avoir des conséquences plus larges pour l'EU ETS à ne pas négliger.

1) Que fera-t-on de l'exemple du Royaume-Uni ? Le Royaume-Uni est pionnier en Europe pour la réduction des émissions nationales dont la trajectoire est conforme à l'état actuel de la science du climat. Le gouvernement britannique a clairement dit qu'il soutient l'EU ETS, mais que le niveau actuel de son plafond d'émissions (-20 % d'ici à 2020 par rapport aux niveaux de 1990) n'incite pas suffisamment aux investissements dans les technologies faiblement carbonées. Parallèlement, d'autres pays que le Royaume-Uni feront face au défi de proposer une électricité fiable, abordable et décarbonée. Dans ce contexte, l'exemple du Royaume-Uni pourrait être interprété de différentes manières. Il pourrait être considéré comme un argument en faveur de l'abaissement du plafond de l'EU ETS ; dans l'idéal, une trajectoire à plus long terme serait fixée conformément aux objectifs de réduction d'émissions de l'UE en 2050 et intégrée à la législation européenne. Cela abaisserait mécaniquement le niveau de la CCL et réduirait l'effet distortif de la politique britannique. La perspective de pertes potentielles de recettes de la vente aux enchères, bien que paraissant petites, pourrait inciter les États membres à accepter un plafond plus bas tout en augmentant leurs recettes financières. D'autre part, l'approche du Royaume-Uni pourrait être interprétée comme un précédent incitant d'autres États membres à mettre en place des mesures nationales similaires qui déforment ou affaiblissent le signal-prix du carbone de l'EU ETS.

2) Un prix plancher augmente-t-il vraiment le degré de « certitude » des investisseurs ? L'analyse qui précède soulève la question de savoir si une politique de « prix plancher » du carbone augmente réellement la prévisibilité pour les investisseurs. Ainsi que nous l'avons indiqué plus haut, le prix plancher du carbone britannique dépend de deux choses. La première est que les investisseurs fassent confiance aux gouvernements britanniques successifs pour suivre à la lettre la trajectoire du prix ciblé. La seconde est que le mécanisme du « prix plancher » du carbone se fonde sur l'existence d'un prix relativement stable et prévisible du prix des EUA et non l'inverse. Toutefois, si le « prix plancher » du carbone incite de nouveaux pays à introduire d'autres mesures qui affaibliraient de manière semblable le prix des EUA, alors le « prix plancher » britannique peut réduire la prévisibilité du prix du carbone dans le futur. En fin de compte, l'existence d'un marché commun du carbone européen signifie qu'une politique climatique qui vise à apporter une prévisibilité à long terme aux investisseurs sera moins efficace si elle est déterminée unilatéralement.

Pour en savoir plus...

- *HM Treasury (December 2010) Carbon price floor: support and certainty for low-carbon investment* http://www.hm-treasury.gov.uk/d/consult_carbon_price_support_condoc.pdf
- *HM Treasury (March 2011) Carbon price floor consultation : the Government response* http://www.hm-treasury.gov.uk/d/carbon_price_floor_consultation_govt_response.pdf
- *IEA (2010) IEA Statistics: Electricity information*
- *McGuinness and Ellerman (2008) "CO₂ Abatement in the UK power sector: Evidence from the EU ETS Trial Period" MIT CEEPR Working Paper* <http://dspace.mit.edu/handle/1721.1/45654>
- *UK Department of Energy and Climate Change electricity statistics* <http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/statistics/source/electricity/electricity.aspx>
- *National Grid, (May 2010) National Electric Transmission System Seven Year Statement* <http://www.nationalgrid.com/NR/rdonlyres/A2095E9F-A0B8-4FCB-8E66-6F698>

Annexe 1 - Prix cible du CO₂ au Royaume-Uni, prix des futures EUA, tarifs de la CCL en £

Année fiscale	Prix cible du carbone en £/tCO ₂ (prix 2009)	Prix cible du carbone en £/tCO ₂ (nominal)*	Cours des EUA à terme en £/tCO ₂ ** (nominal)	Tarif de soutien annoncé au prix du carbone pour la CCL en £/tCO ₂ (nominal)	Prix effectif du carbone au Royaume-Uni en £/tCO ₂ (nominal)
2013-14	16,21	19,16	16,46	4,94	21.40
2014-15	18,21	22,22	17,43	7,28***/4,79***	24,71***/22,22****
2015-16	20,21	25,19	18,37	9,86***/6,81****	28,23***/25,19****
2016-17	22,21	28,00	19,32	?	?
2017-18	24,21	30,90	20,28	?	?
2018-19	26,21	33,89	21,27	?	?
2019-20	28,21	36,97	22,28	?	?
2020-21	30,21	40,14	23,29	?	?
2030-31	70,00	100,92	-	?	?

* Calculé en supposant un indice des prix au détail (RPI) de 5 % en 2013, 4 % en 2014 et 3 % par la suite. ** Cours moyen d'exercice des futures EUA décembre sur ICE en avril 2011. Le taux de change GBP/EUR était de 1,17 en moyenne sur les 12 mois précédant avril 2011. *** Ces chiffres se basent sur les tarifs indicatifs annoncés dans le budget 2011 britannique. **** Chiffres réajustés pour s'adapter au prix ciblé du carbone.

Annexe 2 - Modèle économétrique de la production électrique à gaz et au charbon au Royaume-Uni

Afin d'estimer l'impact du niveau de la CCL sur les émissions du secteur l'électrique britannique dû au changement de combustible, nous avons évalué un modèle économétrique relativement simple estimant l'impact historique du prix du CO₂ sur les niveaux de production d'électricité au moyen de charbon et de gaz.

Données

Nous avons pour cela construit une matrice de données de panel, à partir des données mensuelles de la production d'électricité par type de combustible primaire, qui sont publiées par le département britannique de l'Énergie et du Changement climatique. Les productions d'électricités utilisant le gaz et le charbon comme combustibles primaires sont représentées respectivement par $i=1$ et $i=2$ dans notre matrice de données. Les observations s'étendent entre avril 2005 et février 2011. Les données de consommation d'électricité proviennent de la même source. Les données sur les prix du combustible (gaz et charbon) proviennent des prix du gaz de NBP et du charbon (API 2) ; les données sur le prix au comptant de l'EUA proviennent de BlueNext.

Les tests de Dickey Fuller augmentés indiquent que notre variable dépendante est stationnaire après l'ajustement dû au caractère saisonnier de la consommation d'électricité. Nous avons par

conséquent laissé les données sous forme de niveau pour notre estimation, mais en incluant un décalage de la variable dépendante, $Prod_{i,t}$, pour effacer l'autocorrélation.

Modèle économétrique

Nous avons estimé le modèle linéaire suivant à l'aide de ces données, qui ont été adaptées d'une spécification similaire utilisée par McGuinness et Ellerman (2008) :

$$Prod_{i,t} = \alpha + \beta_1 * Charbon + \beta_2 * Demande_t + \beta_3 * Demande_t * Charbon + \beta_4 * Rapport\ de\ prix\ du\ combustible_t + \beta_5 * Rapport\ prix\ combustible_t * Charbon + \beta_6 * Prix\ du\ CO2_t + \beta_7 * Prix\ du\ CO2_t * Charbon + \beta_8 * NER_t + \beta_9 * Chute\ du\ prix_t + \beta_{10} * Prod_{i,t-1} + u_{i,t}$$

Où :

- $Prod_{i,t}$** = Production mensuelle d'électricité au Royaume-Uni à partir du charbon (i=1) et du gaz (i=2) en TWh
- Charbon** = Variable binaire égale à 1 pour la production au moyen de charbon et 0 pour la production au moyen de gaz
- Demande_t** = Consommation mensuelle d'électricité au Royaume-Uni, en TWh
- Rapportprixcombustible_t** = Rapport de prix mensuel moyen du charbon sur le prix mensuel moyen du gaz, converti en £/MWh
- Prix du CO₂_t** = Prix mensuel moyen des EUA sur BlueNext converti en £ aux niveaux de prix de 2009 et aux taux de change courant (c'est-à-dire, fluctuants)
- NER_t** = Production mensuelle d'électricité au Royaume-Uni à partir d'énergie nucléaire et d'énergies renouvelables, en TWh
- Chute du prix** = Variable binaire égale à 1 pour la période comprise entre juillet 2008 et février 2009, où le prix des EUA s'est effondré
- α** = Constante
- $u_{i,t}$** = Terme d'erreur non observé
- Demande_t*Charbon ; Prix du CO₂*Charbon ; Rapport de prix du combustible*Charbon =** Termes d'interaction

Cette spécification nous a permis de recalculer facilement, à partir des coefficients estimés, l'impact historique moyen d'une hausse de X £ du prix du CO₂ sur les niveaux de production respectifs de l'électricité au moyen de gaz et de charbon.

L'inclusion d'une variable binaire pour la production d'électricité à partir de charbon nous a permis de prendre en compte les différences inhérentes de niveau de production d'électricité produite à base de charbon et de gaz, qui peuvent être dues à des différences constantes dans le temps dans la production par les deux combustibles au Royaume-Uni, par exemple différents types de contrat, différentes capacités de production et différentes disponibilités du combustible. De plus, cela nous a permis de différencier les effets des changements de prix de l'EUA et des autres variables sur la production à partir de charbon et de gaz en créant des termes d'interaction avec nos variables explicatives, par exemple, Prix du CO₂*Charbon ou Demande*Charbon. Pour finir, la variable binaire « Chute des prix » nous a permis d'isoler l'impact du prix du CO₂ pendant son effondrement après la crise de 2008. Étant donné que cette période a enregistré une forte augmentation de production du charbon par rapport à la production de gaz, cela aurait pu nous amener à surestimer l'impact des variations de prix du CO₂.

Résultats

Les résultats confirment notre hypothèse, à savoir qu'une augmentation de 1 £ / tCO₂ de l'EUA (en prix 2009) augmente positivement la production mensuelle globale des centrales au gaz (+0,086 TWh) et négativement celle des centrales à charbon (0,086-0,178 = -0,092 TWh) (cf. tableau ci-dessous, coefficients en gras).

Nos estimations du paramètre de prix du CO₂ étaient significatives à 99 %. Nos résultats sont du bon signe et sont logiques dans la mesure où la chute de la production à base de charbon en réponse à une hausse du prix du CO₂ est presque parfaitement compensée par une augmentation correspondante de la production à partir du gaz, ce qui suggère que nous avons correctement estimé l'effet de l'augmentation du prix du CO₂ sur le changement de combustible. Cela confirme que les résultats de McGuinness et Ellerman (2008), qui ont étudié les données de la phase 1 de l'EU ETS, valent également pour la phase 2.

Tableau 4 - Résultats de la régression du changement de combustible

Nom de la variable	Coefficient	Ecart-type	Significativité
Constante	1,311	(1,771)	
Charbon	-3,845	(2,207)	*
Demande	0,214	(0,04)	***
Demande * Charbon	0,441	(0,061)	***
Rapport de prix du combustible	6,655	(0,732)	***
Rapport de prix du combustible*Charbon	-13,326	(0,987)	***
Prix du CO2	0,086	(0,017)	***
Prix du CO2 * Charbon	-0,178	(0,025)	***
NER	-0,395	(0,094)	***
Chute des prix	0,802	(0,315)	**
Prod(t-1)	0,174	(0,04)	***

*, **, *** indiquent respectivement des paramètres significatifs à un niveau de confiance de 90%, 95% et 99%. R au carré ajusté = 0,79 ; nombre d'observations = 140.

Enfin, étant donné que l'une des limites essentielles de ce modèle est que, par nature, il suppose une relation linéaire entre le niveau de production à partir du charbon et du gaz et le prix du CO₂ et d'autres variables de contrôle, nous avons également évalué un test de robustesse dans lequel nous avons ajouté des termes quadratiques pour les variables Prix du CO₂ et Prix du CO₂*Charbon. Nous avons découvert que ces termes sont significatifs à 90 %. Ces résultats suggèrent que la relation d'augmentation (ou de baisse) entre le prix du CO₂ et le niveau de la production à partir du gaz (ou du charbon) commence à se stabiliser à environ 21 £ en prix de 2009 pendant la période d'échantillonnage. Étant donné qu'il s'agit presque exactement du prix plancher ciblé proposé en prix 2009 en 2016-2017, nous pensons que ce résultat soutient raisonnablement notre hypothèse simplificatrice, à savoir un niveau constant de réduction des émissions due au changement de combustible entre 2016 et 2020.