

Accélérer la décarbonation : vers un prix minimum du CO₂ pour l'électricité en Europe de l'Ouest

Synthèse

Alain Grandjean
*Associé fondateur,
Carbone 4*

Sébastien Timsit
Manager, Carbone 4

Jeannou Durtol*
*Pseudonyme d'un
ingénieur-économiste*

Antoine Guillou
*Coordonnateur du pôle
Énergie et climat,
Terra Nova*

Émilie Alberola
*Directeur du
programme Industrie,
Énergie et Climat, I4CE*

Charlotte Vailles
*Chef de projet,
Programme Industrie,
Énergie et Climat, I4CE*

30 août 2017

L'Union européenne ne peut respecter sa contribution à l'accord de Paris qu'en limitant au plus tôt les émissions des industries utilisatrices d'énergie fossile.

Or le secteur électrique européen présente le potentiel de réduction le plus important et des coûts de décarbonation parmi les plus faibles : il est en situation de surcapacité et il est nécessaire, tant pour les acteurs du système électrique que pour la planète, de réduire ses capacités en commençant par les plus polluantes.

Cependant, les conditions de marché actuelles risquent de conduire à l'exploitation et au maintien des centrales à charbon alors que les centrales à gaz ne seront pas ou peu utilisées, puis seront arrêtées.

La réforme du marché européen d'échanges de quotas (EU ETS), actuellement en discussion, ne permettra pas d'inverser cette situation à court terme. Pour réduire l'utilisation du charbon dans la production d'électricité, les États membres envisagent donc une voie administrative, consistant à imposer des normes sur les émissions de polluants et/ou à fermer les centrales les plus polluantes. Cette solution, déjà partiellement mise en œuvre en Allemagne, est néanmoins coûteuse pour les finances publiques, du fait des compensations octroyées aux énergéticiens, et moins efficace sur le plan économique.

Nous proposons plutôt d'instaurer d'ici à 2020 en Europe de l'Ouest un prix plancher pour le secteur de la production d'électricité de 20 € à 30 € par tonne de CO₂. Pour être efficace, une telle mesure devrait être déployée de concert entre les États

européens : la France et l'Allemagne en premier lieu, mais aussi l'Italie et l'Espagne, ainsi que les pays du Benelux (et également le Royaume-Uni, où la mesure est déjà en place). Ce mécanisme peut être initié graduellement par quelques pays pour être ensuite élargi à un ensemble plus important : un tel processus décisionnel serait beaucoup moins lourd que celui associé au marché ETS.

Les conditions de mise en œuvre seront cependant cruciales :

- Un mécanisme de prix plancher donnerait lieu à des transferts financiers importants entre les producteurs d'électricité, les fournisseurs, les États et les consommateurs, notamment en raison de l'augmentation des prix de l'électricité sur les marchés de gros. Pour limiter les impacts négatifs sur les industries électro-intensives faisant face à la concurrence internationale, les mécanismes de compensation existants pourront être étendus.
- Pour les finances publiques, les revenus engendrés par le prix plancher devront financer la reconversion des emplois de l'industrie du charbon dans les pays concernés, en particulier en Allemagne.
- La mesure accroîtra le surplus de quotas carbone sur le marché européen : dans l'attente d'une réforme globale et ambitieuse de l'ETS, qui reste indispensable, les quotas concernés devront être rachetés par les États ou soustraits des enchères pour ne pas aggraver la situation de surplus.

Sous ces conditions, un prix minimum du CO₂ constitue la solution la plus efficace et la plus rapide à court terme pour cibler le gisement de réduction de gaz à effet de serre le plus important, et parmi les moins coûteux, en Europe.

INTRODUCTION

Avec l'annonce du futur retrait des États-Unis de l'accord de Paris et la reprise effective du leadership du sujet climat par l'Europe et par la France en particulier, le moment apparaît opportun pour lancer des mesures courageuses afin de lutter plus fortement contre le changement climatique.

Décarboner la production européenne d'électricité en organisant la sortie du charbon est devenu une urgence. Les résultats de la politique européenne de réduction des gaz à effet de serre établie en 2005 pour répondre à cet objectif sont très insuffisants à ce stade, et les perspectives de réforme du système européen d'échange de quotas EU ETS (European Union Emissions Trading System) et du prix du carbone qui en résulte laissent présager une action faiblement efficace à l'horizon 2030. Les propositions de la Commission, du Parlement et du Conseil pour réformer l'EU ETS à l'horizon 2030, actuellement en cours de négociation en trilogue¹, auront un impact limité sur le prix du CO₂ et les réductions d'émissions attendues des secteurs électrique et industriel.

Dans ce contexte, l'objectif de cette note est de présenter une mesure fondée sur l'instauration d'un prix minimum du CO₂ pour le secteur de l'électricité dans plusieurs pays volontaires – la France et l'Allemagne en premier lieu – visant à décarboner la production européenne d'électricité.

Cette proposition s'inscrit dans la droite ligne de l'intervention d'Emmanuel Macron après l'annonce par Donald Trump du futur retrait des États-Unis de l'accord de Paris² et de la feuille de route présentée par Nicolas Hulot le 6 juillet visant la décarbonation du mix électrique et la fermeture des centrales à charbon françaises d'ici 2022. Ainsi, la mesure présentée dans cette note constitue un moyen d'atteindre ces objectifs, au moindre coût, tout en mobilisant les pays voisins pour éviter les effets de fuites de carbone.

Une telle mesure confirmerait le rôle de tout premier plan de la France et de l'Europe dans la lutte contre le changement climatique.

¹ Processus de négociations informelles entre les représentants des trois institutions visant à aboutir à un texte de compromis.

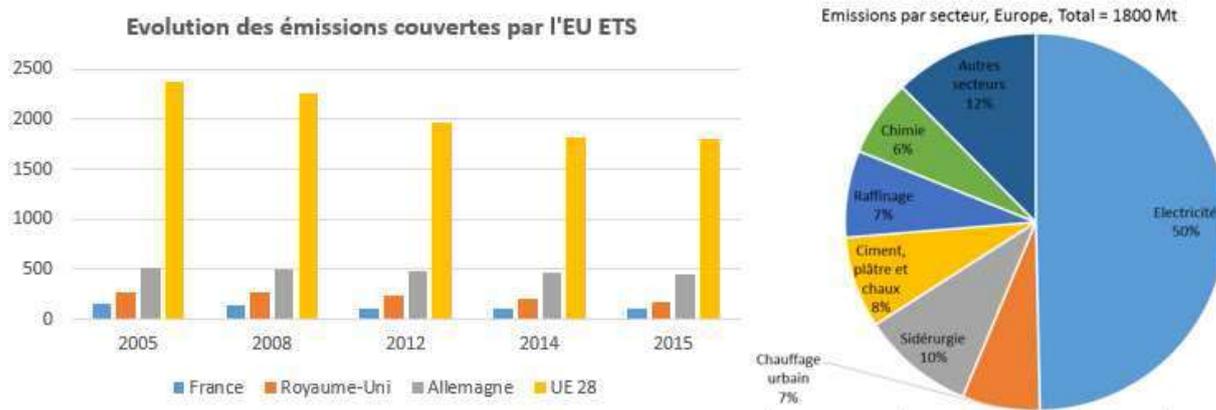
² « Macron Seeking Stiff Carbon Costs to Avert Climate Change », *Bloomberg*, juin 2017.

1. LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ, EN SURCAPACITÉ, REPRÉSENTE 50 % DES ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE DE L'INDUSTRIE LOURDE EN EUROPE

Le marché de quotas ETS encadre l'ensemble des émissions de CO₂ de la production d'énergie et de l'industrie lourde et représente aujourd'hui environ 45 % du total des émissions de gaz à effet de serre de l'Union européenne. Ces émissions sont en baisse régulière depuis 2005.

Parmi les secteurs concernés, l'électricité représente l'enjeu le plus significatif avec 50 % du total des émissions de CO₂.

Figure 1 : évolution des émissions couvertes par EU ETS en millions de tonnes (graphique de gauche) et émissions par secteur en Europe en 2015 (graphique de droite)



Source : Direction générale de l'énergie et du climat.

Le marché électrique européen est, par ailleurs, en surcapacité de production. Ceci peut s'observer à travers plusieurs indicateurs, en premier lieu les faibles prix des marchés de gros.

Cette surcapacité européenne résulte de la conjugaison d'une croissance de la capacité installée (+ 20 % entre 2008 et 2015) et d'une chute de la consommation électrique (- 5 % entre 2008 et 2015). Cette situation met en péril l'équilibre économique de nombreux actifs de production d'électricité et va entraîner la fermeture de capacités de production à l'échelle européenne. Il apparaît donc nécessaire que les fermetures concernent en premier lieu les

centrales à charbon, qui sont les plus polluantes³ : en 2016, elles représentaient 68 % des émissions de CO₂ du secteur de la production d'électricité, soit 15 % des émissions totales de gaz à effet de serre de l'Union européenne.

2. L'AMBITION EUROPÉENNE POUR LE MARCHÉ DU CARBONE SUR LA PÉRIODE 2021-2030 EST INSUFFISANTE

Le marché ETS est actuellement en cours de réforme concernant sa quatrième phase portant sur les années 2021 à 2030. Le projet de réforme est entré en cours de négociations en trilogue entre les institutions européennes le 4 avril 2017, avec des discussions qui devraient se poursuivre jusqu'à l'automne 2017. Les positions du Parlement et du Conseil sur cette réforme post-2020 de l'EU ETS divergent sur les trois principaux paramètres qui visent à accroître l'ambition du dispositif.

- L'augmentation du facteur de réduction linéaire (qui détermine la réduction progressive des quotas d'émissions alloués) à 2,2 % par an selon la proposition de la Commission, voire à 2,4 % après 2024 avec la proposition du Parlement. Ce facteur linéaire augmenté n'est cependant pas suffisamment ambitieux pour atteindre l'objectif de long terme de - 90 % de réduction d'émissions en 2050 dans les secteurs soumis à l'ETS. L'analyse montre que l'atteinte des objectifs implique plutôt un facteur de 2,4 % par an entre 2021 et 2030 et 2,6 % à partir de 2031⁴. Au-delà du facteur linéaire, c'est même l'objectif visé pour 2030 qui apparaît en deçà du niveau d'exigence nécessaire pour atteindre l'objectif 2050, et qui conduirait de fait à une forte augmentation de la contrainte après 2030.
- La réserve de stabilité de marché⁵ qui absorbera une part du surplus de quotas accumulé dans les années précédentes avec un taux de prélèvement que la Commission proposait initialement de fixer à 12 % par an, tandis que le Parlement et le Conseil proposent d'augmenter ce taux à 24 % jusqu'en 2021 ou 2024.

³ Cette note n'intègre pas le cas spécifique des centrales à charbon qui mettraient en œuvre des solutions de captage et de stockage du carbone. Ces solutions de long terme pourront notamment bénéficier d'un signal prix élevé et robuste sur le CO₂ pour fédérer les activités de recherche et de développement.

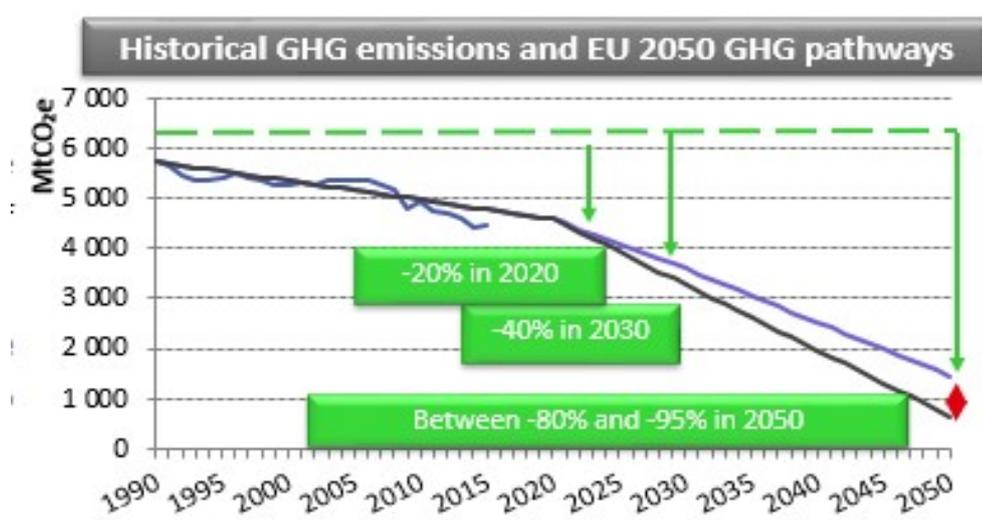
⁴ Source : « Propositions pour des prix du carbone alignés avec l'Accord de Paris », appelé rapport Canfin-Mestrallet-Grandjean dans la suite du texte.

⁵ Le mécanisme de stabilité vise à réduire les excédents de quotas au-delà d'un certain seuil et à en remettre sur le marché si le volume global se révèle trop faible.

- L'annulation de quotas de la réserve de stabilité de marché : le Parlement européen propose une annulation de 800 millions de quotas alors que le Conseil propose, chaque année après 2024, d'annuler un nombre de quotas supérieur au volume de quotas mis aux enchères l'année précédente.

En conclusion, d'après l'analyse d'I4CE⁶, quelles que soient les propositions, cette négociation en trilogue ne devrait pas aboutir à un ETS européen qui délivre un prix du CO₂ efficace et incitatif, intégrant la contrainte de réduction d'émissions attendues d'ici 2050. En effet, l'annulation de quotas, l'augmentation du facteur linéaire de réduction et l'augmentation du taux de prélèvement de quotas destinés à la réserve de stabilité auraient un impact limité sur les prix et les réductions d'émissions sur la phase IV. Les réductions d'émissions provenant notamment des politiques d'efficacité énergétique et d'énergies renouvelables seraient suffisantes pour respecter l'objectif de l'EU ETS de - 43 % en 2030, mais sans rehaussement de ce dernier, l'atteinte de l'objectif à 2050 impliquerait alors des baisses drastiques d'émissions après 2030.

Figure 2 : évolution des émissions couvertes par EU ETS en millions de tonnes et objectifs de réductions de 2020 à 2050



Source : I4CE

⁶ I4CE (2017), « What role for the EU ETS in the 2030 climate and energy package », rapport à venir.

Au-delà de la réforme en cours, les difficultés de l'EU ETS sont plus structurelles et liées aux insuffisances de sa gouvernance, dès sa conception et sa mise en œuvre. Ces divergences sont difficilement surmontables à court terme et devront faire l'objet d'une réforme d'ampleur :

- l'absence de vision politique partagée entre les différents États membres sur ce que doit être le marché ETS et notamment sur son niveau d'ambition ;
- les politiques nationales, notamment de soutien aux renouvelables et à l'efficacité énergétique, qui peuvent avoir un impact significatif sur le prix du carbone européen, rendant celui-ci très difficilement prévisible par les acteurs économiques ;
- l'intégration au sein d'un même marché de secteurs exposés à la concurrence extra-européenne et de secteurs non exposés, comme l'électricité, qui font face à des contraintes respectives de nature différente et pour lesquels il est impossible d'avoir une solution unique ;
- la complexité inhérente du système⁷ ; à titre d'illustration, la décision de report des quotas (*backloading*), survenue en 2015, a pris 18 mois⁸ pour un impact faible sur les prix de marché, le prix à terme du CO₂ en décembre 2016 pour l'année 2025 étant de 5,7 €/tonne⁹ ;
- l'absence d'un mécanisme de gouvernance suffisamment flexible¹⁰ pour permettre d'ajuster les quantités de quotas alloués en fonction des évolutions économiques et technologiques (croissance économique, coût des technologies bas-carbone, etc.).

Le système européen ETS est donc particulièrement difficile à réformer, voire impossible à brève échéance.

⁷Pour être adoptées, les évolutions doivent être votées par au moins 16 pays représentant plus de 65 % de la population de l'Union européenne.

⁸ Source : rapport Canfin-Mestrallet-Grandjean.

⁹Source : « 2017 State of the EU ETS Report », ERCST, Wegener Center, UNIGRAZ, Nomisma Energia, I4CE, ICTSD, appelé dans la suite du texte « rapport 2017 sur l'état du marché ETS ».

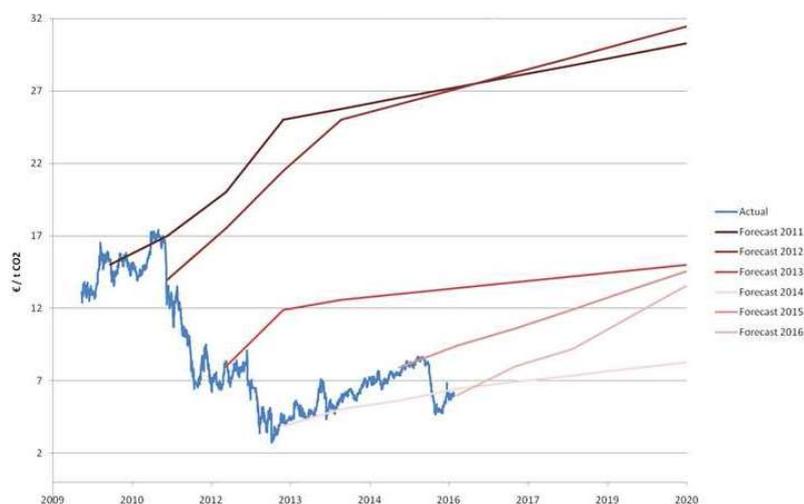
¹⁰ La « réserve de stabilité » prévue dans la phase 2021-2030 vise à fournir plus de flexibilité, mais son ampleur sera largement insuffisante.

3. CE MANQUE D'AMBITION NE PERMETTRA PAS LA DÉCARBONATION DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE

Les prix de marché qui déterminent la compétitivité relative des moyens de production d'électricité, en particulier les prix respectifs du charbon, du gaz et du CO₂, n'incitent pas actuellement à recourir aux moyens de production moins émetteurs de carbone, en particulier le gaz par rapport au charbon. Conjugué à la situation de surcapacité électrique européenne, le risque est d'aboutir, entre 2020 et 2030, à un système électrique conservant beaucoup de centrales à charbon, alors que des centrales à gaz auront été déclassées.

Or la production d'électricité repose sur des équipements très capitalistiques à durée de vie longue¹¹. L'évolution du parc qui permettrait de réduire substantiellement les émissions à l'horizon 2050 se décide donc maintenant sur la base de signaux économiques de long terme, le prix du CO₂ en particulier. Mais les prix à terme de celui-ci restent faibles, aux alentours de 10-12 €/tCO₂ (Thomson Reuters, 2016 *Nomisma Energia* 2017¹²) en 2020 et entre 5 € (Barclays, 2016) et 30 € (Thomson Reuters, 2016¹³) en 2030.

Figure 3 : écart de prix du CO₂ entre les projections et les réalisations



Source : DGEC, d'après les sondages d'analystes de Thomson Reuters - moyennes de 10 analystes de marché.

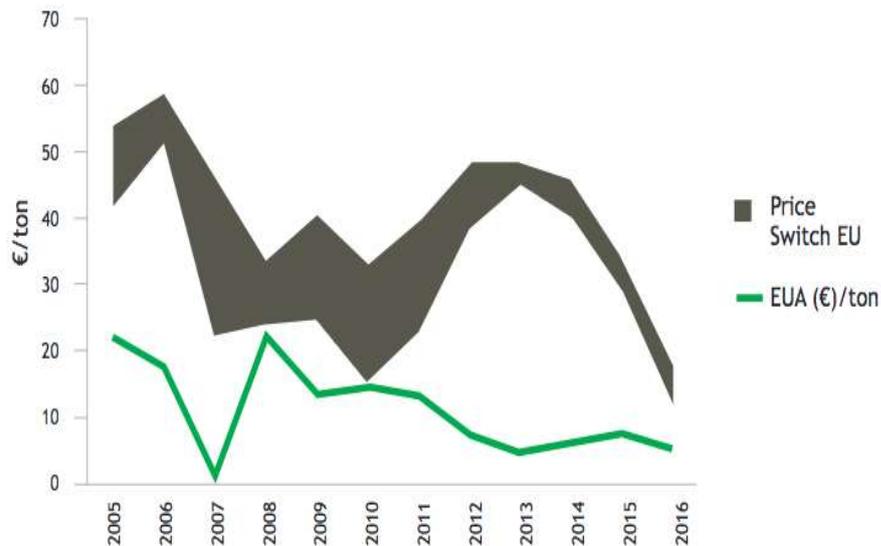
¹¹ La durée de vie d'un actif est typiquement de 25 ans à 50 ans, avec une durée de construction de 4 ans à 10 ans.

¹² « 2017 State of the EU ETS Report », ERCST, Wegener Center, UNIGRAZ, Nomisma Energia, I4CE, ICTSD.

¹³ « Propositions pour des prix du carbone alignés avec l'Accord de Paris », rapport de la mission Canfin-Grandjean-Mestrallet, juillet 2016.

Les études fondées sur une représentation modélisée du parc électrique européen convergent sur le fait qu'un prix plancher entre 20 €/tCO₂ et 30 €/tCO₂ (en fonction des prix de marché de gros relatifs du gaz et charbon) permettrait de donner l'avantage aux cycles combinés à gaz, sur la plupart, voire sur la totalité des centrales au charbon. RTE (Réseau de transport d'électricité) indique par exemple qu'un prix de 30 €/tCO₂ permet de réaliser cette substitution. La recommandation du rapport Canfin-Grandjean-Mestrallet¹⁴ est de commencer par un prix plancher compris entre 20 €/tCO₂ et 30 €/tCO₂ en 2020.

Figure 4 : évolution du prix du quota carbone et du prix qui aurait été nécessaire au switch charbon-gaz



Source : rapport sur l'état du marché ETS en 2017.

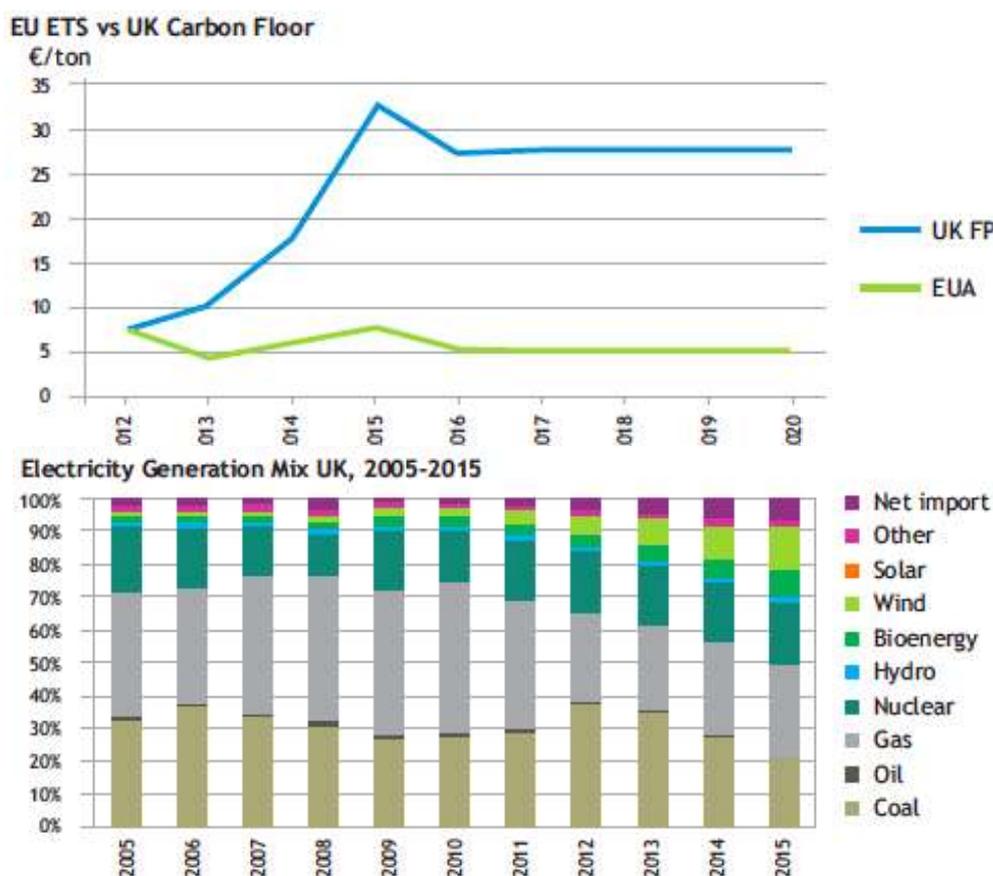
La réforme en cours de l'EU ETS ne permettra pas d'atteindre ces niveaux de prix à court terme. Il est donc urgent de définir un instrument complémentaire concret, efficace et apte à recueillir une adhésion politique assez large pour cibler le charbon dans la production d'électricité, ce dernier constituant un ou le gisement le plus important (en tonnes de CO₂) et le plus efficient (en coût à la tonne évitée) pour réduire les émissions européennes de gaz à effet de serre.

¹⁴« Propositions pour des prix du carbone alignés avec l'Accord de Paris », rapport de la mission Canfin-Grandjean-Mestrallet, juillet 2016.

4. LA DÉCISION BRITANNIQUE D'INSTAURER UN PRIX PLANCHER DU CARBONE A PERMIS DE RÉDUIRE LA PART DU CHARBON

Le Royaume-Uni a lancé en 2013 un dispositif limité à la production d'électricité sous la forme d'une taxe a posteriori sur la production visant à compenser le différentiel des prix constatés sur le marché ETS européen et le prix plancher fixé par le gouvernement. Ce prix plancher a été initialement fixé autour du prix de marché européen avec une croissance vers un prix de 30 £/tCO₂ à l'horizon 2020¹⁵ et la perspective de 70 £/tCO₂ en 2030. Le charbon a été fortement touché par cette décision avec une forte décline de la production, la part de production à partir de gaz ayant, quant à elle, augmenté entre 2012 et 2015. Il est également notable que la part des importations a parallèlement augmenté dans le mix électrique.

Figure 5 : EU ETS vs prix plancher britannique (graphique 1), mix de production électrique au Royaume-Uni (graphique 2)



Source : rapport 2017 sur l'état du marché ETS.

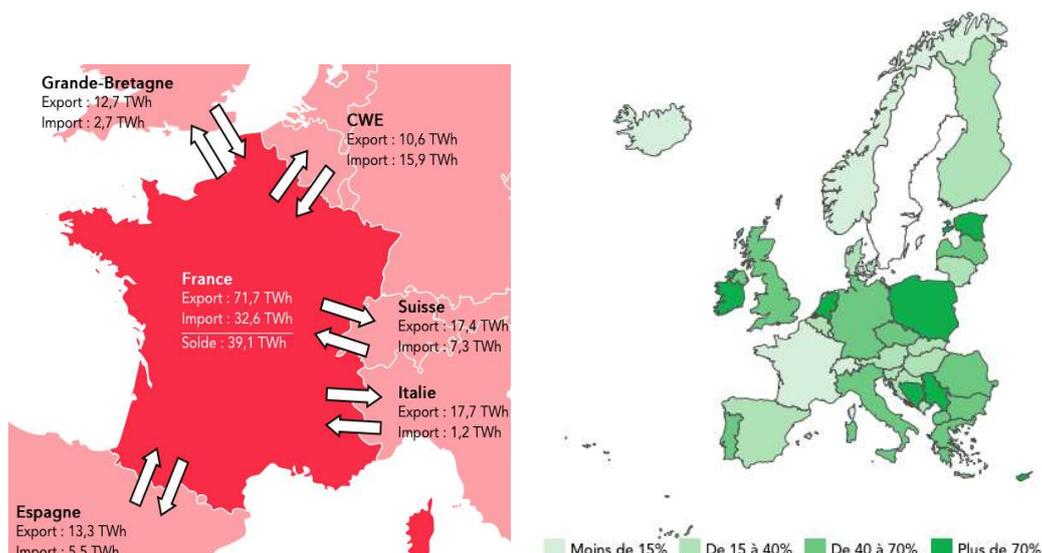
¹⁵Le prix plancher : 16£ par tonne en 2013, 18£ entre 2016 et 2020 puis 30 £ à partir de 2020 (taux moyen de conversion sur les 100 derniers jours au 15 juin 2017 : 1 £ = 1,16 €).

Cette mesure a cependant été prise de manière unilatérale et, du fait de l'intégration du marché électrique européen, peut conduire à des fuites de carbone par l'intermédiaire d'une sollicitation accrue des moyens de production fossiles dans les pays adjacents.

Elle aurait un effet analogue en France¹⁶ si elle était appliquée de manière unilatérale.

Il en serait cependant de même si une fermeture des centrales à charbon françaises à l'horizon 2022 était imposée par la voie réglementaire : même si elle conduirait à une baisse globale des émissions françaises et européennes, elle induirait également une hausse de la production des centrales à charbon dans les pays voisins, et donc des fuites de carbone.

Figure 6 : bilan 2016 des échanges électriques aux frontières (graphique de gauche) et part de la consommation couverte par la production thermique fossile (graphique de droite)



Source : RTE

Afin de limiter ces effets pervers et de s'inscrire dans la dynamique d'intégration du marché électrique européen, un tel dispositif doit être pensé de manière concertée avec les pays adjacents.

¹⁶« Propositions pour des prix du carbone alignés avec l'Accord de Paris », rapport de la mission Canfin-Grandjean-Mestrallet, juillet 2016.

5. UN TANDEM FRANCO-ALLEMAND À CONSTRUIRE SUR LA SOLUTION D'UN PRIX MINIMUM DU CO₂ POUR L'ÉLECTRICITÉ ?

5.1. DES ENJEUX ÉCONOMIQUES ET POLITIQUES DIFFÉRENTS EN FRANCE ET EN ALLEMAGNE FACE À LA NÉCESSAIRE SORTIE DU CHARBON

La France compte aujourd'hui seulement 5 tranches à charbon de 600 MW situées sur 4 sites : 3 sont détenues par EDF (Cordemais, Le Havre) et 2 par Uniper (Gardanne, Carling). Dans le prolongement du précédent gouvernement, la feuille de route présentée par Nicolas Hulot le 6 juillet 2017 fixe un objectif de fermeture de ces centrales d'ici 2022.

En Allemagne, le poids du charbon et du lignite dans le mix électrique (14 % et 26 % respectivement) et dans l'économie sont bien plus importants. Cependant, les objectifs de l'Allemagne, à l'horizon 2030, de 55 % de réduction de CO₂ par rapport à 1990 incluent un objectif de réduction des émissions du secteur énergétique de plus de 60 % par rapport à 1990 (de 466 Mt_{eq}CO₂ en 1990 à 175-183 Mt_{eq}CO₂ en 2030). Cette réduction correspond à une division par deux des émissions du secteur énergétique entre 2014 et 2030¹⁷. La fermeture de quelques centrales à lignite à l'horizon 2021 décidée en 2015 (voir paragraphe ci-dessous) entraînerait l'équivalent de 11 millions de tonnes de CO₂ en moins par an. Ce chiffre ne prend cependant pas en compte le report de production sur les centrales au lignite et au charbon maintenues en fonctionnement. L'Allemagne s'attend par ailleurs à ce que les incitations mises en place sur l'efficacité énergétique génèrent également une réduction des émissions annuelles de 11 millions de tonnes. Au regard des objectifs présentés ci-dessus, il paraît extrêmement difficile de les atteindre sans passer par une très forte limitation de l'électricité produite à partir de charbon.

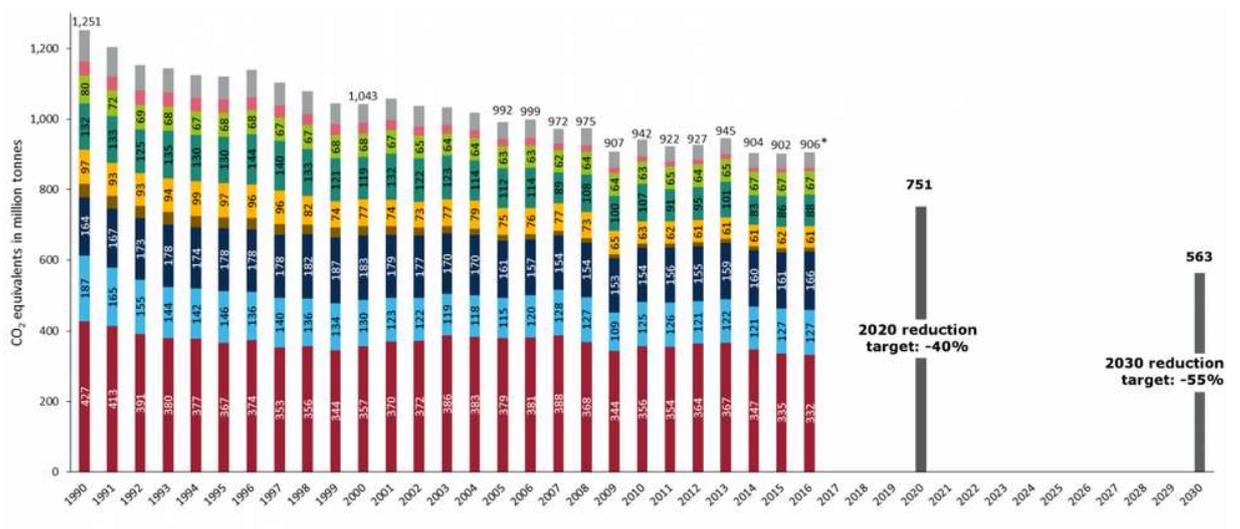
Ainsi, sans mesure forte, il est probable que l'Allemagne n'arrive pas à tenir ses objectifs climatiques¹⁸. Des experts du secteur énergétique en Allemagne vont même plus loin et estiment que l'atteinte des objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre passe par la fixation d'un prix plancher du carbone entre 50 €/tCO₂ et 75 €/tCO₂ pour le secteur énergétique¹⁹.

¹⁷ Approximativement 350 Mt_{eq}CO₂ en 2014 et entre 175 Mt_{eq}CO₂ et 183 Mt_{eq}CO₂ en 2030.

¹⁸Felix Chr. Matthes, « A new era for the debate on coal phase-out in Germany », <http://www.airclim.org>, avril 2016.

¹⁹Carlos Perez Linkenheil, Simon Göss and Fabian Huneke, « What a CO₂ price floor can (and cannot) do for German climate goals », <http://energypost.eu>, janvier 2017.

Figure 7 : objectifs et tendances d'évolution des émissions de gaz à effet de serre en Allemagne entre 1990 et 2016



Source : UBA 2017 – valeurs 2016 provisoires

Face à ce défi, au printemps 2015, Sigmar Gabriel, alors ministre de l'Économie et de l'Énergie allemand, avait, dans un premier temps, envisagé une surtaxe de l'électricité²⁰. Confronté à la résistance des syndicats et des entreprises de l'énergie²¹ et des mines, le gouvernement s'est finalement résolu à une fermeture de quelques centrales à lignite (2,7 GW) parmi les plus polluantes, au plus tard en 2021.

Depuis, Sigmar Gabriel et le parti social-démocrate s'étaient montrés beaucoup plus discrets au sujet de la sortie du charbon en Allemagne, refusant de fixer une date cible. Cette année pourtant, le parti social-démocrate, désormais représenté par Martin Schulz, avait, en vue des prochaines élections de septembre, de nouveau inscrit la proposition d'un prix plancher dans la première version de son programme publiée en mai 2017, avant de faire marche arrière quelques jours plus tard dans la version définitive.

Du côté de la CDU, le parti d'Angela Merkel, le programme publié début juillet 2017 en vue des législatives ne se montre guère précis sur la sortie du charbon, tout en affichant une préférence pour les approches « de marché » afin d'atteindre les objectifs climatiques.

²⁰ Assises sur les émissions de CO₂, sur l'âge et sur la durée d'utilisation des centrales.

²¹ Les énergéticiens allemands RWE et Uniper sont parmi les 4 entreprises les plus émissives en Europe.

Les enjeux d'une sortie du charbon sont donc d'ampleur très différente en France et en Allemagne. La France et l'Allemagne font cependant toutes deux face à de grands défis en matière énergétique. Compte tenu de leur place en Europe, tant d'un point de vue historique qu'économique et électrique, la coordination de leurs trajectoires de transition est un enjeu crucial, qui pourrait en outre constituer un modèle pour l'amélioration de la gouvernance énergétique et climatique européenne. Il s'agit non seulement de penser conjointement l'évolution des mix de production électrique, mais aussi ses conséquences économiques, sociales et territoriales.

La proposition de mise en place d'un prix minimum du carbone pour le secteur électrique à l'échelle régionale devrait s'inscrire dans un tel processus de coordination.

5. 2. LE PRIX PLANCHER DU CO₂ POUR LE SECTEUR ÉLECTRIQUE, UNE SOLUTION EFFICACE POUR RÉDUIRE LA PART DU CHARBON

Nous avons vu que la solution à l'échelle du marché ETS européenne était inaccessible à court terme et qu'une solution fiscale unilatérale française n'était pas souhaitable²². En revanche, un système de prix plancher du CO₂ pour l'électricité, mis en place par quelques pays volontaires, serait opportun : inspiré du mécanisme en application au Royaume-Uni, il consisterait à instaurer une surtaxe applicable uniquement au secteur de l'électricité, dont le montant serait égal à la différence entre le prix du CO₂ tel qu'il résulte de l'EU ETS et la valeur cible de prix plancher (20 €/tCO₂ à 30 €/tCO₂).

La mise en œuvre de cette mesure implique donc la création d'une taxe dans chacun des pays volontaires, mais ne requiert pas, en tant que telle, de modification de l'EU ETS. Un tel mécanisme constituerait un moyen opérationnel pour atteindre l'objectif de fermeture des centrales à charbon en France en 2022 et faciliter la baisse des émissions allemandes. En outre, il permettrait une réduction immédiate des émissions de CO₂, sans attendre 2022. Une des doléances émise lors des travaux menés par la commission Canfin-Mestrallet-Grandjean fin 2016 concernant la mise en place d'une surtaxe uniquement en France se fonde sur le risque potentiel de substituer à la production électrique française à partir de gaz et de charbon la production électrique d'origine fossile des pays adjacents.

²² Une mesure de nature fiscale visant uniquement les centrales à charbon pourrait vraisemblablement être qualifiée de discriminatoire par le Conseil Constitutionnel, et donc être jugée inconstitutionnelle.

L'application d'un prix plancher uniforme sur un groupe de pays voisins conduirait à la suppression des potentiels effets de fuite de carbone dans ces pays, ceux-ci étant soumis au même niveau de contrainte sur leur production électrique. Ce prix, initialement très supérieur au prix ETS, sera à terme rejoint par le prix ETS, quand une véritable réforme sera mise en œuvre au niveau européen. Le prix minimum constitue ainsi un mécanisme assurantiel sur le prix du CO₂ pour l'électricité et sera sans effet dès lors que le prix de marché ETS aura atteint ou dépassé le niveau du prix plancher.

L'ONG allemande EWI indique que cette mesure, déployée à l'échelle européenne, serait la plus efficiente économiquement pour réduire les émissions de CO₂ avec un prix d'abattement de 24 €/tCO₂²³. À l'échelle de quelques pays, cette mesure serait encore parmi les plus efficaces économiquement pour limiter les émissions de CO₂.

Pour quantifier les effets d'une telle mesure, il faut recourir à une modélisation du parc de production existant, en tenant notamment compte des coûts variables des centrales et du prix du CO₂, qui déterminent leur ordre de préséance économique (« *merit order* »).

On peut ainsi montrer que l'application de cette mesure à l'échelle de la France et de l'Allemagne induirait une réduction annuelle des émissions de 40 Mt_{eq}CO₂ – très majoritairement localisée en Allemagne – par an, soit l'équivalent de plus de 7 % du total des émissions françaises et allemandes sous ETS en 2016.

En France, cela reviendrait à la division par plus de deux des émissions de gaz à effet de serre directes du secteur électrique (17,5 MtCO₂ en 2015).

5.3. IMPACT D'UN PRIX PLANCHER FRANCO-ALLEMAND À 30 €/tCO₂

Comme indiqué plus haut, un prix de 30 €/tCO₂ permet d'avantager les cycles combinés à gaz par rapport à la plupart, voire la totalité, des centrales au charbon. En ce qui concerne la France, le calcul de quelques ordres de grandeur a été réalisé en annexe pour mesurer l'impact de la mise en place d'un prix minimum du CO₂ sur les centrales à gaz et les cogénérations²⁴.

²³Source : « Analysis of an EU-wide Carbon Price Support », EWI, janvier 2017.

²⁴C'est-à-dire les centrales qui produisent à la fois de l'électricité et de la chaleur.

En prenant en compte différents paramètres²⁵, la mesure serait neutre, voire positive en moyenne pour les centrales au gaz ainsi que pour les cogénérations, toutes choses égales par ailleurs (et très positive pour les moyens de production d'électricité non émetteurs de CO₂). Les modélisations fondées sur un prix plancher franco-allemand de 30 €/tCO₂ conduisent à une hausse de 6 €/MWh pour le prix du produit annuel en France sur le marché de gros²⁶. Cette variation de prix serait comparable aux variations naturelles du prix de marché électrique²⁷. Elle représenterait environ une augmentation de 15 % par rapport au prix actuel (environ 36 €/MWh).

À titre de comparaison, le coût complet (TTC) moyen de l'électricité pour un ménage en 2017 est d'environ 185 €/MWh²⁸. En France, même dans le cas où l'augmentation des prix de l'électricité sur les marchés de gros serait intégralement répercutée sur les tarifs de détail, l'augmentation pour les particuliers serait donc de l'ordre de 4 % (en intégrant la fiscalité).

Figure 8 : prix à terme y + 1 en base en France et en Allemagne)



Source : EEX

En ce qui concerne l'Allemagne, la production électrique reste à ce jour très fortement émettrice de carbone avec plus de 50 % de production d'origine fossile : 24 % lignite, 16 % charbon, 14 % gaz. L'accroissement de la production d'électricité est aujourd'hui principalement alimenté

²⁵Notamment la hausse du prix de production de l'électricité pour les centrales au gaz, la contribution du marché de capacité, la hausse du prix du marché de gros et la captation d'une partie de la production à partir de charbon.

²⁶ La hausse serait de 11 €/MWh en Allemagne. Cette valeur est cohérente avec celle présentée par EWI dans « Analysis of an EU-wide Carbon Price Support », janvier 2017.

²⁷ Nous parlons de la cotation « forward » annuelle pour la fourniture d'électricité en ruban ; les variations du prix « spot » instantané sont bien supérieures.

²⁸CRE, Observatoire des marchés de détail du 1^{er} trimestre 2017.

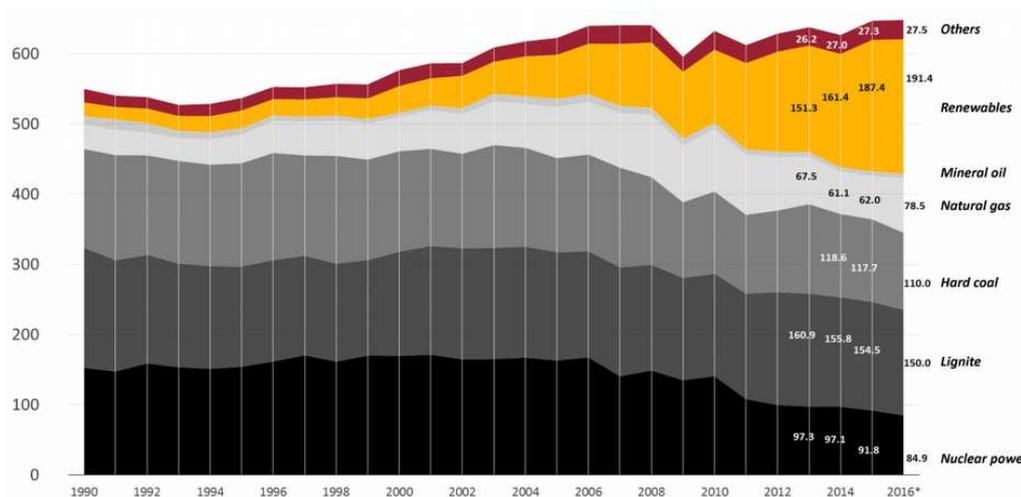
par l'essor des renouvelables en parallèle du déclin du nucléaire, tandis que la production thermique fossile reste au même niveau depuis 2009, à l'avantage du charbon, celui-ci bénéficiant d'un prix dérisoire du CO₂.

Quand on considère les sources fossiles allemandes, il est important de distinguer le lignite et le charbon. Le lignite émet un peu plus de CO₂ par kWh d'électricité produite mais coûte nettement moins cher que le charbon, de sorte qu'il faudrait une pénalisation dépassant 50 €/tCO₂ pour disqualifier le lignite dans le *merit order*.

La mise en œuvre d'un prix plancher en France et en Allemagne conduirait à une hausse de 10 €/MWh en Allemagne, soit une hausse de 30 % par rapport aux prix de gros actuels. Toutefois, cette augmentation resterait faible pour le consommateur résidentiel, qui paie environ 300 €/MWh²⁹ pour son électricité, soit environ 4 % de hausse (en intégrant la fiscalité).

En France comme en Allemagne, l'augmentation des prix de l'électricité serait non négligeable pour l'industrie³⁰ : cependant, des compensations visant à neutraliser ses effets seraient possibles. Elles font l'objet d'une section dédiée plus loin dans cette note.

Figure 9 : production d'électricité brute en Allemagne entre 1990 et 2016 en TWh



Source : AG Energiebilanzen 2016, données provisoires sur 2016

²⁹« What German households pay for power », *Clean Energy Wire*, février 2017.

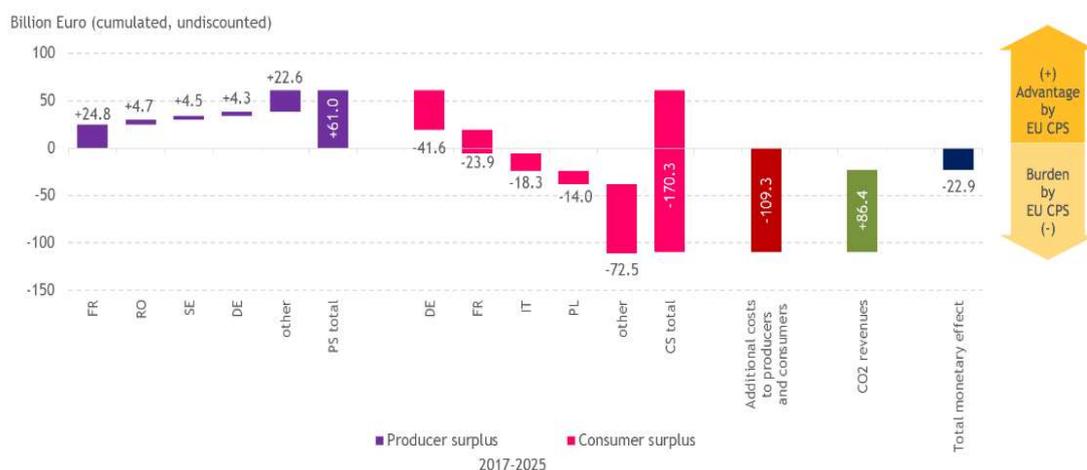
³⁰À titre d'exemple pour la sidérurgie en Allemagne, le prix d'acquisition total de l'électricité est estimé à plus de 55 €/MWh, soit une augmentation comprise entre 15 % et 20 %. Source : Electricity Costs of Energy Intensive Industries, Fraunhofer, ECOFYS, juillet 2015.

5.4. L'INSTAURATION D'UN PRIX MINIMUM DU CO₂ EST PRÉFÉRABLE À LA FERMETURE ADMINISTRATIVE DES CENTRALES À CHARBON, BIEN QUE LES EFFETS DE TRANSFERT SOIENT DIFFÉRENTS

Le renchérissement du CO₂, au même titre que la fermeture administrative des centrales à charbon, conduit à des transferts financiers entre États, électriciens et consommateurs. Comme présenté ci-dessus, la mise en œuvre d'un prix plancher augmenterait les prix de marché de gros et, de fait, viendrait fortement augmenter la marge des producteurs d'électricité qui ont recours à une production non émettrice de CO₂. A contrario, elle réduirait celle des fournisseurs qui achètent principalement leur électricité sur le marché, ce qui est notamment le cas des fournisseurs alternatifs.

Le prix plancher s'accompagnerait donc de transferts financiers importants à l'échelle de l'Europe de l'Ouest : entre États, entre électriciens eux-mêmes et, enfin, entre électriciens et consommateurs. La figure ci-dessous propose une illustration théorique pour un prix plancher à l'échelle européenne.

Figure 10 : effets économiques cumulés sur les consommateurs et les producteurs d'électricité résultant de l'application d'un prix plancher européen³¹ entre 2017 et 2025



- ➔ From 2017 to 2025 a CPS will lead to distributional effects between electricity producers and consumers:
- European electricity producers will benefit with 61 billion euros, in which power plant operators in France benefit the most
 - European consumers will be financially burdened with 170.3 billion euros over this period of time
 - A higher CO₂ price results in additional revenues of 86.4 billion euros from certificate trading which could be reallocated to consumers

Source : **EWI**

³¹L'ONG allemande EWI applique la proposition française de mettre en œuvre un prix de 30 €/tCO₂ à partir de 2020 qui croît jusqu'à 50 €/tCO₂ à 2030 à l'échelle européenne. Source : « Analysis of an EU-wide Carbon Price Support », EWI, janvier 2017.

Ces transferts ne sont pas spécifiques au prix plancher : ils interviendraient de même si le prix ETS s'élevait à un niveau cohérent avec l'ambition-climat de l'UE. Il faut néanmoins reconnaître ces flux financiers et partager, entre États membres de la « coalition » du prix plancher, les mesures qui permettent de les accompagner grâce aux revenus issus du prix plancher (soutien aux salariés du secteur en reconversion, aux consommateurs industriels exposés à la concurrence internationale et qui subiraient un renchérissement du prix de l'électricité, etc.).

L'alternative à l'instauration d'un prix minimum du CO₂, c'est-à-dire la fermeture administrative des centrales à charbon, aurait un coût pour les finances publiques en raison des compensations généralement versées aux propriétaires des centrales lors de fermetures anticipées. Une telle option entraîne donc un transfert important des contribuables vers les énergéticiens, sans garantie que ces compensations soient allouées au financement de la reconversion des salariés et territoires concernés par la fermeture des centrales.

A contrario, le prix plancher apporte deux avantages importants.

- Il génère un produit fiscal direct qui peut être utilisé pour :
 - financer l'accompagnement des salariés des centrales mises à l'arrêt ;
 - neutraliser les effets du mécanisme pour les consommateurs industriels soumis à la concurrence internationale ;
 - racheter les quotas qui ne seront plus acquis par les centrales déclassées³² ;
 - soutenir l'efficacité énergétique ou le développement des énergies renouvelables.
- Il augmente le prix de l'électricité sur le marché et réduit ainsi l'écart avec les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables, limitant ainsi le poids de ces derniers dans le budget de l'État. À titre d'illustration, pour la France, la CRE (Commission de la régulation de l'énergie) a indiqué³³ qu'en 2016 EDF a acheté un volume d'environ 45 TWh au titre de l'obligation d'achat. Une hausse de 6 €/MWh du prix de marché conduirait ainsi à une économie de 270 M€.

Ces avantages existent au périmètre français mais encore davantage pour les pays voisins, dont l'Allemagne, où la subvention annuelle aux renouvelables s'élève à environ 24 Md€ en raison des volumes élevés et de la faiblesse du prix de marché.

³³ Délibération de la CRE du 13 juillet 2017 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2018.

Le prix minimum du CO₂ pour le secteur électrique, en contrepartie d'une augmentation des prix de l'électricité modérée (pour les consommateurs particuliers) ou compensable (pour les consommateurs industriels), constitue donc un moyen efficace pour mettre en œuvre la décarbonation du secteur électrique. Pour être le plus efficace possible, une telle mesure devrait cependant s'appliquer dans le plus grand nombre de pays possible.

6. DES DISCUSSIONS À MENER EN PARALLÈLE AVEC L'ITALIE ET L'ESPAGNE

L'Italie et l'Espagne sont deux pays voisins de la France avec des objectifs de décarbonation forts pour le secteur énergétique mais avec également un secteur fossile, charbon en particulier, prépondérant dans la production d'électricité. Ces deux pays devront être impérativement associés aux discussions afin d'éviter les risques de fuites de carbone.

6.1. ITALIE

Le secteur électrique italien représente le second secteur le plus émetteur en 2014 soit 32 % du total des émissions de CO₂ du pays (derrière le secteur du transport, 33 % des émissions). L'Italie dispose d'un mix électrique fossile à hauteur environ de 60 % en 2014 (14 % de charbon, environ 39 % de gaz et 6 % de fioul³⁴).

L'Agence internationale de l'énergie (AIE) prévoit, dans son rapport 2016 sur l'Italie, qu'environ 53 % des réductions d'émissions liées à la consommation énergétique³⁵ viendront de l'industrie de l'énergie, avec une baisse de 23 % des émissions de gaz à effet de serre du secteur entre 2015 et 2030.

L'Italie fonde en premier lieu sa stratégie de réduction des émissions de gaz à effet de serre sur le développement des énergies renouvelables et l'efficacité énergétique. Elle devra néanmoins s'assurer que ce développement s'effectue parallèlement à une décroissance de la production de charbon pour être cohérente avec ses objectifs de lutte contre le changement climatique.

³⁴ Données Banque mondiale obtenues par le portail de données de The Shift Project.

³⁵ Source AIE, secteurs concernés : industries (en incluant l'énergie), transport, résidentiel, tertiaire, agriculture, etc.

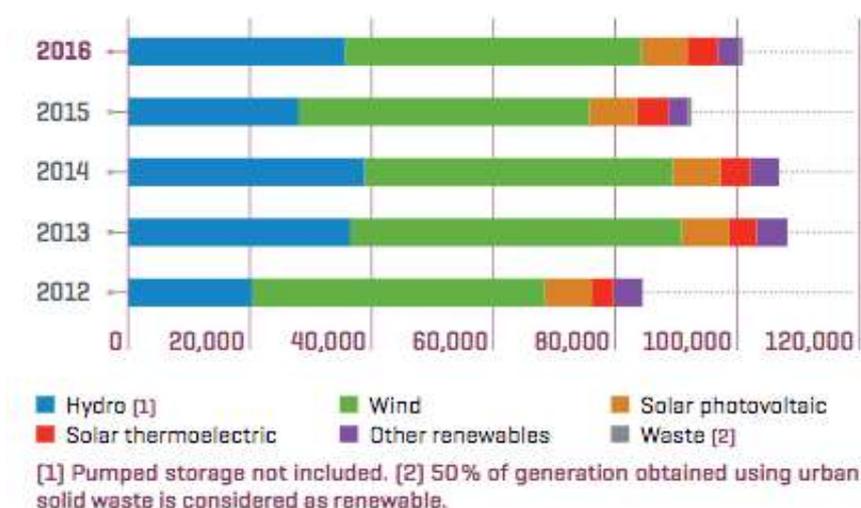
6. 2. ESPAGNE

L'Espagne soutient aujourd'hui fortement les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique pour réduire ses émissions de CO₂. Entre 2007 et 2013, le secteur de l'électricité est celui dont les émissions ont le plus baissé, avec 30 % de la baisse totale des émissions (de 343 MtCO₂ en 2007 à 239 MtCO₂ en 2013³⁶). Néanmoins, la production d'électricité à partir de charbon représente encore 20 % de la production électrique brute en 2015 (source Euracoal).

Entre 2012 et 2016, les analyses montrent une stabilité de la production d'électricité renouvelable, hors hydraulique, et une absence de tendance structurelle sur la production à partir de charbon et de gaz.

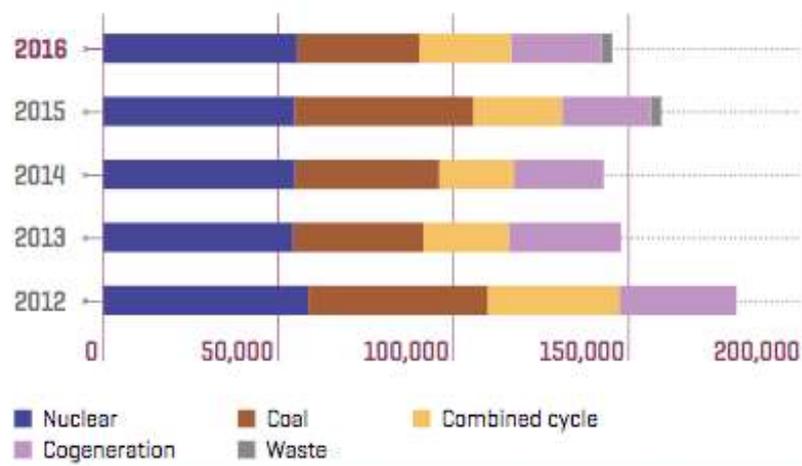
Il est par ailleurs probable que la baisse de la production d'électricité à partir de charbon conduirait à l'augmentation de la consommation de gaz dans le pays et contribuerait ainsi à pallier partiellement la sous-utilisation structurelle des infrastructures gazières ibériques, en particulier les terminaux méthaniers.

Figure 11 : évolution de la production d'électricité renouvelable (graphique ci-dessous) et non renouvelable (graphique ci-après) entre 2012 et 2016 en GWh



Source : Red Eléctrica de España

³⁶ Source : « Energy Policies of IEA Countries », Spain 2015 Review, AIE.



Source : Red Eléctrica de España

7. LES REVENUS ISSUS DU PRIX PLANCHER DEVRONT FINANCER LA TRANSITION SOCIALE ET TERRITORIALE

En France comme en Allemagne, et plus largement en Europe, les enjeux sociaux de reconversion des salariés employés dans la filière charbon sont cruciaux pour la réussite de la transition.

La transition énergétique est également une transition sociale, qui nécessitera des politiques d'accompagnement spécifiques. Il sera, à ce titre, judicieux de s'appuyer sur les enseignements des transitions passées ou en cours dans d'autres pays. Citons à cet égard une récente étude de l'IDDRI (Institut du développement durable et des relations internationales) sur les transitions dans le secteur du charbon en Pologne, aux États-Unis et au Royaume-Uni. En Pologne, environ 230 000 emplois ont ainsi quitté le secteur minier en l'espace de 9 ans. Dans le cas néerlandais, 75 000 emplois dans un délai similaire de 10 ans et, au Royaume-Uni, 188 000 emplois miniers ont disparu au cours des années 1980³⁷.

La France compte aujourd'hui, comme on l'a dit, 5 tranches à charbon de 600 MW situées sur 4 sites : 3 sont détenues par EDF (Cordemais, Le Havre) et 2 par Uniper (Gardanne, Carling³⁸). Sur la base d'un peu plus de 150 emplois directs par site environ, une estimation maximale du nombre d'emplois directs concernés serait d'environ 800 emplois. Avec la mise en place d'une

³⁷ « Lessons from previous coal transitions », IDDRI, 2017.

³⁸ Il y a également la tranche 250 MW de Gardanne qui fait l'objet d'un projet controversé de conversion à la biomasse.

taxe sur le CO₂ à 30 €/tCO₂, l'équilibre économique de ces centrales serait fortement dégradé, ce qui pourrait conduire à leur fermeture.

Les situations devraient être examinées localement : des redéploiements locaux vers d'autres activités du secteur électrique seraient en partie possibles, et l'ensemble des dispositifs publics d'accompagnement d'ores et déjà disponibles devraient être mobilisés. Une bonne anticipation de ces fermetures pourra favoriser l'accompagnement progressif des transitions professionnelles, en évitant les décisions abruptes et les craintes d'impasses personnelles.

Compte tenu du faible nombre de sites concernés, les pouvoirs publics devraient disposer des outils d'accompagnement nécessaires sans même attendre la mise en place des « contrats de transition », dont le concept a été repris dans le programme d'Emmanuel Macron puis dans la feuille de route de Nicolas Hulot. L'exemple de la filière charbon pourra cependant permettre de faire l'inventaire des outils de politique publique existants et ainsi faciliter la conception et la future mise en œuvre de ces « contrats de transition ».

En ce qui concerne l'Allemagne, notons qu'un prix de 20 €/tCO₂ à 30 €/tCO₂ ne conduirait pas à une éviction immédiate des centrales au lignite (comme évoqué plus haut, un prix d'environ 50 €/tCO₂ serait pour cela nécessaire), dont le combustible est extrait de mines nationales et représente donc de nombreux emplois. La définition de la trajectoire de prix plancher du CO₂ devrait donc permettre de planifier une transition par phases.

8. LA COMPÉTITIVITÉ DES SECTEURS INDUSTRIELS EXPOSÉS À LA CONCURRENCE INTERNATIONALE PEUT ÊTRE PRÉSERVÉE

Les rapports sur l'état du système EU ETS en 2017 et le rapport Canfin-Mestrallet-Grandjean s'accordent à dire que l'effet sur la compétitivité reste marginal, aux alentours d'un prix du CO₂ à 10 €/tCO₂.

La littérature a aussi examiné les effets d'une taxe carbone supérieure à 13 €/tCO₂, concluant à des effets différents sur les pays et les secteurs. En outre, ces analyses examinent un effet direct d'un prix appliqué aux émissions de CO₂ de l'industrie, alors que la mesure recommandée ici ne touche que l'électricité et donc les autres secteurs de façon seulement indirecte, via le renchérissement de l'électricité qu'ils consomment. L'effet du prix minimum du CO₂ pour l'électricité sur la compétitivité serait donc bien moindre que celui d'un prix plancher sur tout le périmètre soumis à ETS.

De plus, il est possible de compenser cet effet indirect, ce qui est important pour des industries électro-intensives soumises à la concurrence internationale (aluminium, chimie...). Parmi les solutions existantes, on peut notamment évoquer l'allocation de quotas gratuits aux secteurs les plus exposés aux fuites de carbone. Cette mesure est déjà mise en œuvre dans de nombreux pays européens, y compris la France et l'Allemagne. Une deuxième mesure est un dispositif de compensation spécifique pour les industries touchées par l'augmentation du coût de l'énergie³⁹.

Plus généralement, l'Europe ou un groupe de pays européens devrait envisager un mécanisme de protection des industries européennes sous la forme d'un système d'inclusion carbone aux frontières⁴⁰ destiné à rétablir l'équilibre aux niveaux des importations sur les secteurs et les pays moins avancés en matière de fiscalité sur le climat. Ce sujet de long terme devra dans tous les cas être instruit pour chaque secteur dans le cadre du renforcement de la contrainte sur le marché européen ETS d'ici à 2030 et au-delà⁴¹.

9. UN PRIX DU CARBONE MINIMUM SERAIT UN PRÉLUDE À UNE RÉFORME RÉELLEMENT AMBITIEUSE DU SYSTÈME DE L'EU ETS

Comme indiqué plus haut, le mécanisme d'un prix du carbone minimum conduit certaines centrales à charbon à réduire leur production, voire à l'arrêter. Cette baisse de production mène à un affaiblissement de la demande de quotas sur le système EU ETS et induit de fait une baisse de prix du quota. Des travaux réalisés par la chaire Économie du climat⁴² montrent que le prix européen du CO₂ pourrait diminuer d'environ 4 €/tCO₂, en prenant l'hypothèse d'un plancher franco-allemand de 30 €/tCO₂ et d'une réduction de 40 MtCO₂ comme indiqué plus haut.

Ce phénomène n'est pas souhaitable car il relâche d'autant la contrainte sur les autres secteurs industriels sous l'EU ETS.

³⁹Le gouvernement français a introduit un dispositif de compensation pour les coûts indirects. D'après le Medef, en 2016, 93 M€ ont été compensés, soit environ 3 €/MWh. Source : communication de l'UFE sur la mise en œuvre d'un corridor de prix ambitieux dans le cadre du marché carbone européen.

⁴⁰Voir à ce sujet François Berthélemy, Antoine Guillou, « Pour une stratégie climatique audacieuse - Des propositions pour agir sans attendre », Terra Nova, novembre 2016.

⁴¹On peut également rappeler, à ce titre, que l'article 20 du GATT prévoit la possibilité de mettre des taxes aux frontières pour gérer un risque pesant sur les milieux naturels. Voir les « Règles de l'OMC et politiques environnementales: les exceptions du GATT ».

⁴²Source : R.Trotignon, B.Solier, C. de Perthuis, chaire Économie du climat, *Policy Brief* 2015-03.

Pour éviter cet effet, on peut notamment évoquer deux solutions.

- L'achat par les États volontaires de tout ou partie des quotas qui ne seraient plus acquis par les centrales, avec la nécessité d'estimer cette demande de quotas à compenser. À titre d'illustration, en France, le surcoût budgétaire généré pourrait être de l'ordre de 24 M€ alors que les recettes pourraient être comprises entre 150 M€ et 200 M€⁴³.
- Les quantités précédemment acquises par les centrales (estimées sur une base historique) pourraient également ne plus être proposées aux enchères. À ce titre, la réserve de stabilité de marché (MSR) pourrait être un véhicule approprié pour soustraire ces quantités de quotas du marché.

Cette dernière solution est proche de celle proposée par le cabinet Pöyry (dans une étude réalisée pour le compte d'un groupement d'énergéticiens nordiques) qui recommande de retirer des enchères les volumes de quotas surnuméraires liés aux politiques publiques (européennes et nationales) les plus susceptibles de perturber le fonctionnement du marché ETS, sur la base d'une évaluation *ex ante* et d'un suivi *ex post*⁴⁴.

La nécessité de pouvoir ajuster beaucoup plus fortement les quantités de quotas mises aux enchères en fonction de la conjoncture et des impacts des autres politiques publiques était déjà avancée par Terra Nova en novembre 2016, dans une note qui soulignait également l'importance de réformer la gouvernance de la politique climatique européenne⁴⁵. La proposition de prix minimum a donc pour but de constituer un moyen pragmatique, applicable à court terme, de réduire, dès sa mise en œuvre, les émissions de CO₂ dans le secteur électrique. Il n'en constitue pas pour autant une solution suffisante aux faiblesses de la politique climatique européenne et de l'EU ETS, dont la réforme reste indispensable.

⁴³Le coût est construit sur la base de la production 2016 d'électricité à partir de charbon de 7,3 TWh, d'un facteur d'émission (source RTE) de 0,956 tCO₂/MWh, à comparer aux 0,36 tCO₂/MWh du gaz (CCG) et d'un prix du quota à 6 €/tCO₂. La recette est quant à elle calculée sur la base de la production 2016 d'électricité à partir de gaz hors cogénération soit 20 TWh, pour un facteur d'émissions de 0,36 tCO₂/MWh (CCG) et d'un différentiel de prix de 24 €/tCO₂ entre le prix plancher et le prix de marché. Son montant exact dépendra dans la pratique des durées effectives de fonctionnement et doit donc être évalué avec prudence à ce stade.

⁴⁴« Managing The Policy Interaction with the EU ETS », Pöyry, Fortum Oyj, Statkraft AS and Vattenfall AB, juin 2017.

⁴⁵François Berthélemy, Antoine Guillou, « Pour une stratégie climatique audacieuse - Des propositions pour agir sans attendre », Terra Nova, novembre 2016.

CONCLUSION

La gouvernance du système EU ETS et le projet actuel de réforme qui s'y rattache ne répondent pas, à ce stade, de manière satisfaisante aux objectifs climatiques de l'UE et à ses engagements dans le cadre de l'accord de Paris. En l'état, ils ne suffiront pas pour orienter à long terme les investissements vers les moyens de production les moins carbonés, ni pour mobiliser à court terme les gisements les plus importants et les moins coûteux de réduction des émissions de gaz à effet de serre, en particulier en mettant fin à l'utilisation du charbon dans la production d'électricité.

Pour pallier cette défaillance, il est opportun de créer d'ici à 2020 un système de prix minimum du CO₂ pour l'électricité en Europe de l'Ouest, avec un niveau de 20 € à 30 € par tonne de CO₂. Ce mécanisme aurait une valeur d'assurance sur le prix du CO₂ pour l'électricité et deviendrait automatiquement sans effet dès qu'une réforme suffisante de l'EU ETS aura été mise en œuvre.

Ce mécanisme conduirait à substituer à l'électricité produite par les centrales au charbon celle produite par certaines centrales au gaz. Ces dernières verraient une hausse de leurs coûts variables mais connaîtraient au global un maintien ou une amélioration de leur situation économique par rapport à aujourd'hui.

Cette mesure est un moyen d'aboutir à l'objectif annoncé par Nicolas Hulot de fermeture des centrales à charbon à 2022. Pour être pleinement efficace, une telle mesure, au même titre qu'une solution de fermeture par voie réglementaire, devrait être déployée de concert avec les pays voisins, l'Allemagne puis l'Italie et l'Espagne, ainsi que les pays du Benelux (et également le Royaume-Uni, où la mesure est déjà en place). Pour autant, ce mécanisme peut être initié graduellement par quelques pays pour être ensuite élargi à un ensemble plus important. Un tel processus décisionnel serait beaucoup moins lourd que le processus de décision européen associé au système EU ETS.

Ces pays ont, au même titre que les autres pays européens, des objectifs importants de réduction de leurs émissions de gaz à effet de serre et, pour la plupart, ont prévu de réduire leurs émissions par un déploiement significatif des énergies renouvelables.

Toutefois, du fait d'un contexte économique favorable au charbon et des faiblesses inhérentes à l'EU ETS, les émissions du système électrique restent importantes.

Ces pays devront donc nécessairement réduire leur production d'électricité à partir de charbon pour espérer atteindre leurs objectifs de lutte contre le changement climatique à l'horizon 2020 puis 2030. Un prix minimum du CO₂ pour l'électricité faciliterait l'atteinte de ces objectifs, tout en soutenant le développement des énergies renouvelables.

Sans être une solution suffisante aux faiblesses de la gouvernance de la politique climatique européenne et de l'EU ETS, il serait néanmoins compatible avec de futures réformes d'ampleur, qui restent indispensables.

Le prix minimum du carbone en Europe de l'Ouest constitue dès lors la solution la plus efficace et la plus rapide, tant du point de vue du processus de décision que du point de vue fonctionnel, pour cibler le gisement de réduction des émissions de gaz à effet de serre le plus important, et parmi les moins coûteux, en Europe.

ANNEXE

ÉVALUATION DE L'IMPACT DU PRIX MINIMUM DE CO₂ DE 30 €/T POUR L'ÉLECTRICITÉ EN EUROPE DE L'OUEST SUR LES CENTRALES AU GAZ ET LES COGÉNÉRATIONS EN FRANCE

IMPACTS SUR LES CYCLES COMBINÉS AU GAZ

Un impact potentiellement négatif mais plus probablement neutre résultant de la vente de l'énergie produite sur les marchés

Un prix minimum du CO₂ de 30 euros la tonne pour l'électricité élargie à l'Europe de l'Ouest devrait favoriser l'utilisation des cycles combinés au gaz (CCG) en France. Par rapport à la situation actuelle, leur compétitivité relative sur ce marché régional serait maintenue par rapport aux CCG frontaliers (exposés à une régulation identique) et améliorée par rapport aux centrales au charbon, en particulier les moins performantes.

Dans le cadre de l'analyse ci-dessous, nous considérons que le facteur de charge des CCG en France serait maintenu à un niveau équivalent à celui observée entre 2013-2016⁴⁶, soit environ 25 %. Des exercices de modélisation montrent que cette hypothèse est cohérente avec les impacts attendus d'un scénario de mise en œuvre régionale limitée à l'Italie, l'Allemagne et la France.

En considérant une centrale à gaz d'une puissance d'environ 400 MW, on aboutit à une production d'énergie de 0,9 TWh, correspondant à environ 350 000 t_{eq}CO₂ d'émissions directes⁴⁷ et un surcoût de 8,4 M€ par an pour un différentiel de prix du CO₂ de 24 €/tCO₂ entre le prix plancher de 30 €/tCO₂ et une hypothèse de prix ETS de l'ordre de 6 €/tCO₂.

⁴⁶ Hypothèses : facteur de charge moyen de 25 %, soit 2 000 heures par an équivalent pleine puissance cohérente avec une production annuelle de 12 TWh pour une puissance installée de 6 GW. Source RTE : données eCO₂mix nationales consolidées et définitives disponibles.

https://opendata.rtefrance.com/explore/dataset/eco2mix_nationales_cons_def

⁴⁷ Un facteur d'émissions moyen de 0,46 tCO₂/MWh est intégré pour les centrales à gaz. Source : RTE eCO₂mix.

Ce surcoût serait toutefois compensé par une hausse des revenus de la vente de l'électricité produite sur le marché de gros français aux moments où les CCG fonctionnent. Des exercices de modélisations montrent que, dans le cadre d'hypothèses considéré (mise en œuvre en Italie, Allemagne et France), la hausse moyenne des prix de marché serait de 7 €/MWh⁴⁸ – mais vraisemblablement plus proche de 9 €/MWh sur les périodes de fonctionnement des CCG qui sont principalement les heures à la pointe. Sous ces hypothèses, la hausse résultante des revenus peut être estimée à 6,3 M€, et à 8,1 M€ dans le cas d'un fonctionnement exclusif à la pointe.

Dans tous les cas, l'assurance d'une rémunération complémentaire suffisante pour assurer la viabilité des capacités nécessaires à la sécurité d'alimentation

Le 15 décembre 2016, la première enchère de garanties de capacités a eu lieu sur la plateforme EPEX SPOT : 22,6 GW de capacités ont été attribuées sur la base d'un prix unitaire d'environ 10 000 €/MW.

Les revenus résultant de ce mécanisme ont ainsi accru la valeur économique de l'ensemble des capacités certifiées. Pour un CCG certifié de 400 MW, cette rémunération, complémentaire de celle résultant de la vente de l'énergie produite sur les marchés de gros, s'est ainsi fixée à environ 4 M€.

Compte tenu de la jeunesse de ce mécanisme, le retour d'expérience est insuffisant pour établir des projections suffisamment fines de son fonctionnement et, en conséquence, des évolutions possibles du niveau de cette éventuelle rémunération complémentaire.

Pour autant, il convient de noter que, dans tous les cas, cette rémunération doit permettre, a minima, la couverture des coûts fixes des centrales, dont le maintien en exploitation serait nécessaire à la sécurité d'alimentation.

Ainsi, même dans l'hypothèse improbable où la mesure considérée dégraderait temporairement les marges nettes résultant de la vente de l'énergie produite par un CCG, la poursuite viable d'exploitation de ce dernier ne sera pas remise en cause dès lors que son maintien est nécessaire à la sécurité d'alimentation.

⁴⁸ Estimation en base : + 7 €/MWh en France, + 12 €/MWh en Allemagne et + 10 €/MWh en Italie.

Résultats

La mesure pourrait donc être neutre ou positive en moyenne pour les centrales à gaz, toutes choses égales par ailleurs.

La modélisation présentée ci-dessus intègre une augmentation du prix du marché de gros fondée sur la mise en œuvre d'un prix minimum du CO₂ pour l'électricité en Italie, en France et en Allemagne. L'intégration d'autres pays dans le dispositif (Pays-Bas, Belgique, Espagne, etc.) augmenterait davantage la rente pour le secteur électrique hors charbon, et a fortiori pour les centrales à gaz. Le dispositif peut ainsi être initié par quelques pays pour être ensuite propagé à un ensemble plus important.

Il faut également noter que cette vision en moyenne à l'échelle des centrales à gaz ne reflète que partiellement la réalité puisqu'on verrait, dans les faits, une prévalence des cycles combinés à gaz, qui sont les centrales les plus performantes économiquement.

En tout état de cause, une étude technique devrait être réalisée pour obtenir une estimation précise du dispositif en fonction des pays participants au dispositif de prix minimum.

Impacts sur les cogénérations

L'exposition des installations françaises de cogénération à un prix plancher du CO₂ doit être regardée. Celles-ci fonctionnent essentiellement au gaz et produisent environ 15 TWh d'électricité (et 22 TWh de chaleur utile). Quelque 30 000 emplois sont associés à cette activité⁴⁹.

Deux cas de figure sont à considérer.

- Les installations de moins de 12 MW bénéficient d'un contrat réglementé pour la vente de leur électricité. L'indexation du prix immunisera de l'accroissement du coût des émissions lorsqu'elles sont soumises à ETS. Les installations de moins de 5 MW ne sont, pour leur part, pas soumises au marché ETS.
- Les grandes installations (36 sites industriels et plus de 2 GW installés) vendent leur électricité sur le marché de gros et payent leurs quotas d'émission. Le prix plancher débattu dans la présente note ne s'appliquant qu'à la production d'électricité, il s'appliquera à la seule part des émissions imputable à cette production. L'ATEE

⁴⁹Source : ATEE, conférence sur la cogénération du 4 mars 2015, http://atee.fr/sites/default/files/2015-03-04_confetat_des_lieux_et_perspectives_cogeneration_en_france_pcanal.pdf

(Association technique énergie environnement) indique ainsi une émission spécifique de 256 kg de CO₂ par MWh d'électricité, ce qui est logiquement bien inférieur à l'émission d'un CCG puisque les pertes de transformation sont moindres. Le renchérissement de la pénalité carbone (passant des 6 €/tCO₂ d'ETS à 30 €/tCO₂) serait donc d'environ 6 € par MWh d'électricité, soit le même chiffre que l'élévation du prix de marché de l'électricité dans le cas d'un prix-plancher franco-allemand.

La mise en œuvre d'un prix plancher ne modifie donc pas l'équilibre économique des cogénérations.