

Les défis de la sortie du charbon en Europe

Par Marc-Antoine EYL-MAZZEGA

Centre Énergie de l'Ifri

La production d'électricité par des centrales au charbon représente 19 % de la production européenne et 18 % des émissions de CO₂ du secteur énergétique. Avec environ 200 centrales thermiques au charbon opérationnelles dans l'Union européenne (UE) et 128 mines en activité, le secteur représente environ 237 000 emplois, dont 185 000 dans les mines. Fin 2025, environ 30 GW de capacités charbon devraient avoir été fermées et, en 2030, ce sera un total avoisinant les 70 GW, soit respectivement environ 20 % et 50 % des capacités installées en 2019. Cette sortie du charbon, qui va s'amorcer au cours des prochaines années, est un impératif climatique, mais c'est également un défi majeur revêtant plusieurs dimensions : sociale, économique, financière et systémique. La réussite de sa mise en œuvre à l'échelle européenne est loin d'être acquise et nécessitera de forts engagements et une large concertation entre tous les acteurs concernés, en particulier l'UE, les États membres, les régions et les entreprises concernées.

La demande d'énergie mondiale a augmenté de 2,3 % en 2018, provoquant une hausse des émissions de CO₂ du secteur énergétique de 1,7 %, soit l'équivalent de 33 gigatonnes, dont près du tiers des émissions provenant de la combustion de charbon pour la production d'électricité⁽¹⁾. 2018 est ainsi la troisième année consécutive de hausse des gaz à effet de serre. Seul un fort ralentissement de l'économie mondiale serait en mesure d'inverser la tendance à court terme. Ces émissions proviennent avant tout d'Asie, mais l'Union européenne (UE) n'est pas en reste. Avec une moyenne d'âge de trente ans environ, contre dix ans en Asie, le parc européen de centrales à charbon est réduit : l'UE concentre 6 % environ des capacités installées dans le monde. Cependant, le charbon y représente encore 324 TWh de production d'électricité et 300 TWh pour le lignite, soit 19 % de la production totale d'électricité en 2018. La tendance historique est toutefois à la baisse, 30 % (correspondant à - 67 TWh) par rapport à 2012, soit l'équivalent de l'accroissement de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables (EnR) entre 2017 et 2018⁽²⁾. Le déploiement des EnR et de l'efficacité énergétique a limité le rôle joué par le charbon ces dernières années, mais cette baisse est en réalité en trompe l'œil, car elle reflète les effets de la décision britannique de s'en affranchir (voir *infra*). En réalité, le charbon a su rester compétitif face au

gaz, dont la remontée des prix, couplée à la hausse des droits d'émissions du système européen d'échanges de quotas (ETS), a été un facteur limitant son ordre d'appel. Avec une capacité installée de 145 GW dans l'UE, dont près de la moitié en Allemagne et en Pologne (respectivement 40 GW et 30 GW), la production d'électricité par des centrales à charbon représente, en 2018, environ 18 % des émissions de CO₂ imputables au secteur de l'énergie de l'UE.

L'ambition de décarboner rapidement les systèmes économiques et énergétiques européens à l'horizon 2050 passe par une sortie accélérée du charbon, qui soit décidée et organisée par la puissance publique, le marché du carbone n'étant pas suffisant pour y parvenir.

Les stratégies de sortie du charbon s'inscrivent à l'intersection entre différentes politiques publiques et sectorielles (énergétique, environnementale, industrielle et territoriale), qui en révèlent la complexité et posent de multiples défis :

- La sécurité du fonctionnement des systèmes électriques, notamment en période de pointe et selon différents scénarios de disponibilité de capacités de production alternatives à court et plus long terme. Si cette problématique comporte une dimension à la fois régionale, nationale et européenne, elle doit avant tout être appréhendée au cas par cas. Le paradoxe est que les marchés de capacité mis en place par certains États membres dans le cadre du paquet Énergie propre, permettent de rémunérer les centrales hypercritiques modernes ;
- Les relations entre les États et les opérateurs des actifs, et leurs éventuelles demandes d'indemnisation ou de

(1) IEA (2019), "Global energy demand rose by 2,3% in 2018, its fastest pace in the last decade", *Newsroom*, 26 mars, disponible sur : www.iea.org

(2) Agora Energiewende and Sandbag (2019), *The European Power Sector in 2018: Up-to-date analysis on the electricity transition*, Berlin, janvier, disponible sur : <https://sandbag.org.uk>

soutien pour les aider dans la reconversion de leurs centrales à charbon en centrales à gaz ou à biomasse. Dans ce dernier cas, le bois, qui constitue une source d'énergie coûteuse en carbone et génère des frais importants pour l'acheminer souvent bien loin du périmètre régional de son exploitation ou sous forme de granulats de bois usagés par exemple, est une solution non rentable par rapport aux prix du marché, même s'il présente certains avantages en termes d'économie circulaire ;

- Les relations entre les opérateurs et les territoires ou entre les États et leurs territoires, en particulier pour ce qui est des transferts d'emplois vers d'autres secteurs ou du développement d'autres activités ;
- Le devenir des emplois des opérateurs des centrales à charbon et de l'ensemble de la filière, en particulier si elle est liée à des activités d'extraction. À titre d'exemple, la centrale française de Gardanne représente plus de cent soixante-dix emplois. Les relations entre les opérateurs et l'industrie minière doivent être repensées pour faire face notamment aux contraintes de reconversion des sites ou de remise en état de ceux-ci, aux pertes économiques et aux défis liés à l'avenir des emplois.

Une sortie partielle du charbon se précise dans un grand nombre d'États membres de l'Union européenne

Le Royaume-Uni a été en la matière un pionnier. Ayant mis en place un prix plancher du carbone venant en complément des réglementations européennes et du système ETS, la sortie quasi totale a pu être effectuée en quelques mois seulement : de 100 TWh en 2014, la production d'électricité au charbon a chuté à 30 TWh en 2016 et à 15 TWh en 2018 ; seules sept centrales sont encore opérationnelles. Cette sortie a été largement rendue possible par l'essor des EnR et a été compensée par une augmentation équivalente de la production d'électricité des centrales à gaz, environ 30 TWh/an représentant un accroissement de 6-7 Gm³/an de la consommation. Enfin, les importations d'électricité ont légèrement augmenté, sans remettre en cause l'efficacité globale du dispositif.

Les stratégies des pays volontaires se sont insérées politiquement au sein d'une initiative à vocation globale, la *Powering Past Coal Alliance* ⁽³⁾. Si la France et les Pays-Bas affichent des capacités relativement faibles, la décision allemande de sortie du charbon s'est fait attendre pendant plus d'un an ⁽⁴⁾ (elle n'est d'ailleurs toujours pas officiellement actée !). Il convient de constater que la *En-ergiewende*, très coûteuse pour les consommateurs individuels et les petites et moyennes entreprises (34 milliards d'euros en 2017) ⁽⁵⁾, n'a en rien permis une baisse des émissions allemandes, le charbon venant compléter, voire équilibrer la production des EnR. Grâce aux efforts financiers consentis par les consommateurs allemands, la part

de l'électricité d'origine renouvelable a néanmoins atteint 38 % en 2018, contre 16,7 % en 2010 ⁽⁶⁾. La production des centrales au charbon a, quant à elle, très peu baissé sur la même période, elle représentait toujours 36,8 % de l'approvisionnement total en 2018.

L'équation était complexe : elle devait faire l'objet d'un accord entre les partenaires de la coalition au pouvoir. Elle devait être organisée de façon à créer un consensus et à tenir compte de la sortie complète du nucléaire à la fin 2022. Elle devait réduire autant que possible le surcoût pour l'échelon fédéral, les *Länders*, et les consommateurs, tout en garantissant la sécurité des approvisionnements. Enfin, elle devait prendre en compte une double dimension sociale : la gestion des suppressions d'emplois, d'une part, dans une industrie minière vouée à s'arrêter, et, d'autre part, dans les centrales à charbon appelées à fermer, et cela dans un contexte de montée des mouvements populistes, en particulier l'AfD, dans les régions concernées souffrant déjà de fortes inégalités de développement. Une commission Charbon a été instituée, visant à rassembler les différents intérêts publics et privés et sensibilités politiques, elle a finalement dévoilé ses recommandations en janvier 2019. Pour remplir ses objectifs de décarbonation, l'Allemagne envisage désormais de fermer ses 84 centrales à charbon (40 GW) à l'horizon 2038 au plus tard, dont 12,5 GW dès 2022, avec une possibilité d'ajuster régulièrement les objectifs en fonction des conditions de marché ⁽⁷⁾.

Début 2019, les principales dates de sortie actées dans l'UE sont les suivantes : Allemagne (2038), France (2021), Espagne (2025), Italie (2025), Pays-Bas (2029), Royaume-Uni (2025), Autriche (2025), Finlande (2029), Irlande (2025) et Portugal (2030).

Ainsi, fin 2025, environ 30 GW de capacités charbon devraient avoir été fermées et, en 2030, ce sera un total avoisinant les 70 GW, soit respectivement environ 20 % et 50 % des capacités installées en 2019.

Des stratégies coûteuses et difficiles à mettre en œuvre

Avec environ 200 centrales thermiques au charbon opérationnelles au sein de l'UE (dont 4 en France, totalisant 3 GW) et 128 mines en activité, le secteur du charbon représente environ 237 000 emplois, dont 185 000 dans les mines. La moitié des emplois miniers sont situés en Pologne, en particulier en Silésie. Près de 160 000 emplois pourraient être perdus dans ces secteurs d'ici à 2030, ce qui pose un défi politique, économique et social considérable ⁽⁸⁾.

(3) Voir <https://poweringpastcoal.org/>

(4) EYL-MAZZEGA M.-A. & MATHIEU C. (2018), « En Europe, le pari d'une union franco-allemande du climat », *Le Monde*, 27 novembre, disponible sur : www.lemonde.fr

(5) Bundesrechnungshof (2018), Bericht nach § 99 BHO, 28 septembre, disponible sur : www.bundesrechnungshof.de

(6) Agoraenergiewende (2019), "The Energy Transition in the Power Sector: State of Affairs in 2018", 4 janvier, disponible sur : www.agora-energiewende.de

(7) Bundesministerium für wirtschaft und energie (BMWi) (2019), Kommission "Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung", Abschlussbericht, janvier, disponible sur : www.bmwi.de

(8) ALVES DIAS P. *et al.* (2018), *EU coal regions: opportunities and challenges ahead*, EUR 29292 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg, disponible sur : <https://ec.europa.eu>



Photo © Jean-Claude Moschetti/REA

La centrale électrique thermique EDF de Cordemais (Bretagne).

« RTE a pointé du doigt le problème de la centrale de Cordemais (2 X 600 MW), qui joue un rôle critique pour l’approvisionnement de la Bretagne. »

Par crainte de nuire à sa compétitivité industrielle, le gouvernement allemand n’a pas donné suite aux propositions françaises de mettre en place un prix plancher du carbone à l’échelle régionale et une taxe carbone aux frontières de l’UE, sachant que ces mesures affecteraient davantage l’économie allemande que l’économie française, en raison de la nature du mix électrique de cette dernière. Cela aurait néanmoins permis une sortie du charbon par le biais du marché, et donc moins coûteuse pour l’État allemand.

En Allemagne, la sortie du charbon devrait mobiliser *a minima* 40 milliards d’euros de financements directs de l’État fédéral étalés sur vingt ans, soit environ 2 milliards d’euros/an, sous diverses formes : financements directs et indirects (installation d’administrations, financement d’infrastructures et reconversion ou indemnisation d’environ 20 000 emplois). À cela s’ajouteront environ 2,6 milliards d’euros de compensations versées aux énergéticiens. Les consommateurs supporteront une surcharge indirecte si, par exemple, le prix de l’électricité venait à monter en raison d’un basculement vers les centrales à gaz, dont la production demeure plus coûteuse. Au total, cela pourrait représenter jusqu’à 100 milliards d’euros⁽⁹⁾.

(9) BERTENRATH R. et al. (2018), *Folgenabschätzung Klimaschutzplan und Strukturwandel in den Braunkohleregionen*, IW-Gutachten, 15 octobre, Köln, disponible sur : www.iwkoeln.de

En Espagne, où la production d’électricité au charbon correspond à environ 2 % du total, soit un niveau similaire à la France, le gouvernement s’est fixé un objectif de neutralité carbone à l’horizon 2050 et a alloué 250 millions d’euros d’investissements à l’échelle des régions minières. Il prévoit le financement de mesures de départ à la retraite anticipée à partir de quarante-huit ans pour plus de la moitié des mineurs, de soutien à la réhabilitation des sites, ou de formation à de nouveaux emplois, dans le cadre de contrats État-régions qui vont permettre d’aider un millier de mineurs travaillant dans une dizaine de sites non rentables qui vont donc fermer.

Un défi pour la sécurité des approvisionnements électriques

La sortie du charbon pose aussi un défi de sécurité énergétique et de sécurité du fonctionnement des systèmes électriques. En effet, en Allemagne, par exemple, la sortie du charbon pourrait, dans certaines conditions, renforcer le rôle du gaz dans la production d’électricité et, ainsi, accroître la dépendance du pays vis-à-vis de l’extérieur. Ce serait plus particulièrement le cas si la Belgique confirmait sa sortie du nucléaire en 2025, si la France ne disposait que de capacités réduites d’exportation et si les interconnexions Nord-Sud continuaient à accumuler obstacles et retards en Allemagne. Avec le cumul de la sortie du charbon prévue en France en 2022 et les

fermetures en Allemagne des dernières tranches nucléaires fin 2022 et de 12,5 GW de capacités charbon à la même date, des risques existent pour la sécurité des approvisionnements dans la zone, surtout en plein hiver. RTE a ainsi pointé du doigt le problème de la centrale de Cordemais (2 X 600 MW), qui joue un rôle critique pour l’approvisionnement de la Bretagne. Au Royaume-Uni, l’activité de la centrale à charbon d’Eggborough avait finalement été prolongée de deux ans pour garantir la sécurité des approvisionnements, au grand bénéfice de l’investisseur qui en avait pris possession à bas prix⁽¹⁰⁾.

L’investissement continu dans les EnR, les efforts accrus dans l’efficacité énergétique, le pilotage de la demande, le potentiel technologique du stockage par batteries et les stratégies d’interconnexion électrique devraient toutefois jouer un rôle facilitateur.

Si, dans l’UE, le rythme de déploiement des capacités PV a été d’environ 8 GW/an au cours des cinq dernières années, il pourrait augmenter ces prochaines années, à l’image du bon score de 2018, avec 9,5 GW. Dans le même temps, l’éolien a continué d’être déployé à des taux élevés : + 14,4 GW en 2018 contre + 15,6 GW en 2017, avec des niveaux annuels moyens au cours des années précédentes de 12,3 GW.

Ainsi, à l’horizon 2030, la France prévoit de disposer de 45 GW de capacités EnR, l’Italie de 50 GW et l’Espagne de 77 GW. L’Allemagne prévoit, quant à elle, le déploiement de 4 GW de nouvelles capacités par an au cours des prochaines années avec pour objectif de porter à 65 % la part des EnR dans sa production d’électricité en 2030 (contre 38 % en 2018). De son côté, le Portugal envisage d’assurer 80 % de sa production d’électricité à partir d’EnR en 2030.

Conclusion

Sortir du charbon est une priorité, mais c’est également un défi majeur. Les contraintes de sécurité des systèmes électriques sont incompatibles avec des dates de sortie correspondant à des cycles électoraux. S’il est important de faire preuve d’ambition et de fixer un cap, il faut aussi tenir compte des réalités de la physique : prolonger la durée de fonctionnement d’une centrale, par exemple, d’un an par rapport à un objectif politique initial ne serait pas une trahison écologique. Surtout si elle n’est que peu utilisée, étant mise en réserve de sécurité.

(10) WAKIM N. & GAUKELIN B. (2018), « Le charbon, le pari gagnant de Daniel Kretinksi », *Le Monde*, 8 novembre, disponible sur : www.lemonde.fr

Plus problématiques sont les tentatives de spéculations financières sur la fermeture potentiellement ajournée, ou conflictuelle, de certaines centrales. La sortie du charbon doit éviter de générer de nouvelles fractures sociales et territoriales : elle doit pour ce faire être menée avec un maximum de concertation et prendre en compte ses impacts. Elle coûtera cher, il est donc impératif que les États se mobilisent, tout comme les régions et les énergéticiens. Le prochain budget européen pour la période 2021-2027 devra impérativement prévoir des fonds et instruments spécifiques pour renforcer et accompagner les stratégies de sortie, en particulier dans les pays touchés par des fermetures à la fois de mines et de centrales. De la même façon, il convient de mener une étroite concertation à l’échelle régionale pour piloter et ajuster au mieux les stratégies de sortie, ou de mise en réserve.

Enfin, il faudrait mettre en œuvre de façon urgente non seulement dans toute l’UE, mais aussi dans le monde entier, des processus de réduction de la production d’électricité au charbon⁽¹¹⁾. Or, la Chine et de nombreux pays de l’OCDE continuent de financer des projets de centrales à charbon hors de leur territoire qui tourneront en base et non pas en pointe. C’est notamment le cas au Vietnam, qui affiche une quantité édifiante de projets de ce type, mais aussi de bon nombre d’autres pays. Il est temps de durcir la pression sur tous les États de l’OCDE pour qu’ils cessent tout financement dans des projets d’implantation de centrales à charbon à l’étranger, quels qu’ils soient, et renforcent leurs engagements qui restent bien insuffisants dans ce domaine⁽¹²⁾.

Outre les problèmes sociaux et les risques de mauvaises gestion et coordination politiques, trois facteurs pourraient compromettre les calendriers de fermeture de centrales à charbon : 1) une crise gazière russo-ukrainienne au cœur de l’hiver ou des tensions dans le détroit d’Hormuz qui viendraient tendre les marchés gaziers ; 2) la mise en exergue d’empreintes carbone trop importantes chez certains fournisseurs gaziers de l’UE venant ainsi contredire les avantages du gaz ; et enfin, 3) une sortie accélérée du nucléaire – ou à tout le moins le non-maintien du nucléaire dans les proportions actuelles – combinée à des limites dans le déploiement des EnR liées aux difficultés de leur acceptation sociale et à des coûts systémiques accrus.

(11) YANGUAS PARRA P. (2019), “Coal phase-out – Regional perspective”, *Climate Analytics*, janvier, disponible sur : <https://climateanalytics.org>

(12) OCDE (2015), “Statement from Participants to the Arrangement on Officially Supported Export Credits”, *Newsroom*, 18 novembre, disponible sur : www.oecd.org