

Le climat face au défi du charbon

Comment fermer 1 000 gigawatts de centrales d'ici à 2035 ?

Marc-Antoine EYL-MAZZEGA

► Points clés

■ Pour limiter le réchauffement climatique bien en deçà de + 2° C, il n'y a pas d'autre choix que d'arrêter immédiatement toute nouvelle mise en chantier de centrale à charbon et d'accélérer la fermeture du parc actuellement en fonctionnement. Une nouvelle initiative de la gouvernance internationale du climat devrait viser à fermer 1 000 GW d'ici à 2035.

■ 500 GW seraient fermés aux États-Unis, Chine, Europe, Japon, Corée du Sud et Australie d'ici à 2030.

■ Le G7 devrait accompagner la fermeture accélérée de 500 GW dans des pays émergents et soutenir

l'investissement dans un système bas carbone de substitution. Le coût total peut être estimé à 1,7 trillion de dollars. Le G7 créerait un fonds apportant 25 % de ce montant en subventions, soit 425 milliards de dollars, dont 140 milliards de dollars pour l'UE.

■ Sur la base d'un prix du CO₂ de 150 dollars/tonne et d'une baisse des émissions cumulées de 25 Gt liées aux investissements facilités par ce fonds, le gain net est de pratiquement 2 trillions de dollars pour la planète, tandis que les entreprises européennes bénéficieraient d'opportunités d'investissement avec des partenaires locaux de plusieurs centaines de milliards de dollars.

INTRODUCTION

Face aux urgences environnementales et climatiques, le temps n'est plus à la discussion mais à l'action. Rehausser les contributions déterminées au niveau national avant la COP26 et tout mettre en œuvre pour obtenir rapidement des résultats tangibles en termes de baisse des émissions est primordial. La gouvernance du climat est revigorée par le retour des États-Unis dans l'accord de Paris. La lutte contre le réchauffement climatique est désormais de plus en plus perçue comme une opportunité économique et technologique et un enjeu vital pour la sécurité des nations. Les séquences de la diplomatie climatique de l'année 2021 sont décisives, même si la confrontation sino-américaine laisse planer de grandes incertitudes.

Pour avoir une chance de préserver nos écosystèmes, il faut notamment s'attaquer plus résolument à la décarbonation du secteur électrique mondial. Cela passe évidemment par plus d'électrification, de production d'électricité bas carbone et de solutions de flexibilité pour répondre à l'accroissement de la demande, mais cela ne suffira pas. Il faut impérativement s'attaquer frontalement au problème des centrales électriques à charbon en opération, et dont la plupart ont encore des durées de vie techniques de plusieurs dizaines d'années. Il y a actuellement 2 200 gigawatts (GW) de capacités de production d'électricité au charbon installées dans le monde, représentant 35 % de l'électricité produite en 2020, contre 41 % en 2014. Elles représentent des émissions annuelles de CO₂ d'environ 10 gigatonnes (Gt), soit environ 28 % des émissions totales de CO₂ en 2019¹.

Un premier objectif : cesser toute nouvelle mise en chantier de centrales à charbon

Un premier objectif doit être de cesser immédiatement toute nouvelle mise en chantier de centrales à charbon. Les pays et/ou entreprises qui renoncent doivent pouvoir obtenir un soutien technique et financier pour chaque projet annulé : les organisations internationales et multilatérales peuvent y contribuer et mériteraient de structurer une telle offre. Ceux qui maintiennent des projets devraient supporter un coût politique élevé.

Une nouvelle initiative internationale pourrait ensuite permettre de fermer 1 000 GW de capacités charbon d'ici à 2035 pour préserver la planète et amorcer une hausse massive des investissements dans les solutions alternatives. Cela devrait permettre d'économiser à terme au moins 3 Gt de CO₂ par an, soit autant que les émissions cumulées des secteurs de l'aviation, du transport maritime et de l'hydrogène en 2019, ou autant que les émissions de l'Union européenne (UE) à 27 membres. Cette note en décrit les enjeux et contours.

1. *Global Energy & CO₂ Status Report 2019*, Paris, Agence internationale de l'énergie, mars 2019, disponible sur : www.iea.org ; M. Crippa et al., *Fossil CO₂ Emissions of All World Countries – 2020 Report*, EUR 30358 EN, Office des publications de l'Union européenne, 2020, disponible sur : <https://ec.europa.eu>.

LE CHARBON AMORCE UN DÉCLIN ENCOURAGEANT, MAIS LOIN D'ÊTRE SUFFISANT

Les deux tiers de la demande mondiale de charbon proviennent du secteur de l'électricité, le reste étant utilisé dans l'industrie, notamment dans l'acier, la pétrochimie (hydrogène notamment) ou le ciment. La demande de charbon dans le monde a doublé durant la période 1988-2013, mais a connu un pic en 2013 et s'inscrit depuis dans une tendance baissière : au cours de la période 2013-2019, elle a diminué de pratiquement 10 %². La tendance à la baisse est marquée dans les pays de l'Organisation de coopération et de développements économiques (OCDE) à hauteur d'environ -30 % au cours des trente dernières années, mais la hausse de la demande dans les pays émergents a été fulgurante. Ainsi, la consommation de charbon en Chine a triplé entre 1990 et 2013 et représente désormais la moitié de la consommation mondiale.

Le charbon possède encore une forte empreinte sociale, en employant des millions d'ouvriers dans des mines et des centrales électriques (3,6 millions d'emplois directs et indirects en Chine), souvent dans des régions pauvres. Mais des transferts d'emplois vers d'autres secteurs peuvent avoir lieu. En Pologne par exemple, le charbon emploie encore 80 000 personnes, mais en vingt ans, les mines pourront être fermées et les emplois compensés par des départs à la retraite et des transferts industriels *via* des politiques de formation et de relocalisation d'activités. L'extraction de charbon, dans bien des pays, n'est pas rentable et doit être subventionnée par les États qui, généralement, exploitent directement les mines.

L'extraction de charbon, dans bien des pays, n'est pas rentable

La Chine possède pratiquement la moitié des capacités de production d'électricité au charbon installées dans le monde. La majorité de ses centrales sont très modernes et ont été construites ces dix dernières années. Les centrales à charbon dites « ultrasupercritiques », qui représentent environ un tiers des capacités totales installées dans le monde, sont certes beaucoup plus performantes que celles des anciennes générations, et réduisent les émissions de particules polluantes. Elles émettent en moyenne environ 750 grammes de CO₂ par kilowattheure (g CO₂/kWh), contre une moyenne de 900 g CO₂/kWh pour l'ensemble du parc de centrales au charbon³. À titre de comparaison, la moyenne mondiale en 2020 du mix électrique se situe à 340 g CO₂/kWh⁴. C'est donc encore beaucoup trop. Peut-on installer des systèmes de capture et séquestration de CO₂ (*Carbon Capture and Storage*, ou CCS) sur ces centrales ? En théorie, oui, et cela permettrait de résoudre le problème. Dans les faits, c'est peu réaliste à grande échelle et à moyen terme : la plupart des centrales ne disposent pas de sites de stockage appropriés à distance raisonnable et installer ces systèmes coûterait très cher. Il faudrait pour cela des

2. *World Energy Outlook 2019*, Paris, Agence internationale de l'énergie, 2019.

3. « Average CO₂ Intensity of Power Generation from Coal Power Plants, 2000-2020 », Paris, Agence internationale de l'énergie, disponible sur : www.iea.org.

4. « Global CO₂ Emissions in 2019 », Paris, Agence internationale de l'énergie, 11 février 2020, disponible sur : www.iea.org.

subventions massives, ou un prix du carbone élevé. En Chine par exemple, au cours des dernières années, pratiquement rien n'a été fait, malgré de nombreux projets qui sont restés sur le papier, du fait d'absence d'incitations économiques et de marché à l'export⁵. Dans les pays émergents, les coûts sont rédhibitoires et les prix de l'électricité trop faibles. Dans les pays développés, mieux vaut fermer bon nombre de centrales à charbon qui ne peuvent pas être équipées de CCS compétitif et les remplacer par des capacités de production bas carbone ou au gaz, couplé à du CCS.

On observe heureusement un très fort ralentissement de la construction de nouvelles centrales électriques au charbon dans le monde. En 2019 et pour la première fois, davantage de capacités de production d'électricité au charbon ont été fermées que de

Un très fort ralentissement de la construction de nouvelles centrales

nouvelles capacités mises en route. Les énergies renouvelables sont plus compétitives que les centrales à charbon qui souvent ne tournent pas à plein régime et nécessitent, dans la plupart des cas, de subventionner l'industrie minière. Les facteurs de charge de centrales en service seraient aux alentours de 55 % en Chine et en Inde. Et du fait de la récession économique, la croissance de la demande d'électricité dans les pays émergents devrait ralentir un peu, réduisant la pression sur les systèmes électriques dans des pays tels que le Bangladesh, les Philippines, le Vietnam ou l'Inde. Les populations s'opposent à la construction de nouvelles centrales, comme au Sénégal. Le financement de centrales électriques à charbon va se compliquer. La Banque africaine de développement a finalement cessé ses investissements dans le charbon (ils ont été maintenus pendant longtemps pour permettre l'accès à l'énergie). Les banques des pays de l'OCDE commencent à sérieusement réduire leurs financements directs et indirects, même si c'est davantage le cas en Europe qu'en Asie pour l'instant. Les banques japonaises ont beaucoup investi dans le monde dans ce domaine, mais les champions toutes catégories sont les banques chinoises et américaines⁶. Enfin, les États ont une opportunité de rediriger leurs subventions aux énergies fossiles vers les technologies bas carbone.

L'année 2020 a confirmé ces tendances : l'attractivité économique des centrales à charbon est mise à mal par la concurrence des alternatives que sont les parcs solaires ou le gaz naturel. Mais du fait de la crise économique liée au COVID-19, il y a toutefois un risque : les prix du charbon pourraient structurellement baisser, ce qui peut provoquer un regain de compétitivité, tandis que certains gouvernements de pays émergents pourraient chercher à maintenir les emplois dans cette industrie et sauver les économies avec une électricité bon marché. Enfin, très préoccupée par sa sécurité des approvisionnements, la Chine pourrait chercher à maintenir une très forte production électrique au charbon.

5. S. Cornot-Gandolphe, « Carbon Capture, Storage and Utilization to the Rescue of Coal? Global Perspectives and Focus on China and the United States », *Études de l'Ifri*, juin 2019, disponible sur : www.ifri.org.

6. *Banking on Climate Change: Fossil Fuel Finance Report 2020*, Oil Change International, 13 mars 2020, disponible sur : <http://priceofoil.org>.

Ces tendances sont ainsi encourageantes, mais elles ne vont pas assez vite : le monde ne peut pas avoir une chance de limiter le réchauffement à ne serait-ce que + 2 °C avec 2 200 GW de capacités au charbon installées dans le monde dont la durée de vie, dans l'ensemble, est encore longue.

500 GW DE CAPACITÉS PEUVENT ÊTRE FERMÉES EN CHINE ET DANS LES ÉTATS DE L'OCDE

En s'appuyant sur les données de l'Agence internationale de l'énergie (AIE)⁷, les estimations suivantes peuvent être avancées :

- Sur les 150 GW de capacités charbon installées dans l'UE, la moitié aura fermé selon les engagements actuels en 2030. Il faudrait accélérer pour que deux tiers des capacités soient supprimées d'ici 2030, soit au moins, 100 GW. L'Allemagne pourrait faire un effort supplémentaire. Cela sera possible grâce au prix du carbone qui devrait augmenter en Europe, réduisant, voire annihilant la rentabilité des centrales à lignite. Les interconnexions entre marchés, l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables permettront de compenser en partie la perte de ces capacités. Il sera toutefois indispensable que la France maintienne un socle nucléaire conséquent dans la durée, que la Belgique maintienne deux réacteurs en exploitation après 2025 et que des pays d'Europe centrale mettent en service de nouveaux réacteurs (Pologne, République tchèque, Hongrie).
- Aux États-Unis, 222 GW de capacités charbon installées ont plus de 30 ans. D'ici à 2035, l'ensemble de ces capacités devraient être fermées ou, lorsque c'est possible, être couplées à du CCS. Si le président Biden risque de rencontrer des difficultés majeures pour décarboner la production électrique au gaz, il devra au moins parvenir à sortir du charbon, ou à neutraliser ses émissions. C'est une question de crédibilité et une condition du leadership américain.
- En Chine, 35 GW de capacités charbon ont plus de 30 ans, et 107 GW plus de 20 ans. Ces centrales pourront être fermées, soit 142 GW, et remplacées par plus de production nucléaire et renouvelable, et inévitablement, certaines centrales ultra-supercritiques déjà en chantier.
- Le Japon devrait s'engager non seulement à cesser tout financement au secteur, mais à fermer au moins 20 GW sur 46 GW, l'Australie à fermer au moins 15 GW (sur 23 GW), et la Corée du Sud pourrait réduire ses capacités de 35,8 GW à 15 GW, et ce d'ici à 2030.

7. « Global Coal-fired Power Capacity by Plant Age, 2018 », Paris, Agence internationale de l'énergie, 7 juillet 2020, disponible sur : www.iea.org.

Au total, ces mesures administratives et économiques concernent plus de 500 GW, soit la moitié de l'effort requis et peuvent être mises en œuvre sans initiative internationale, du fait des logiques et des engagements climatiques déjà actés par les entreprises et les États.

UN MÉCANISME INTERNATIONAL POUR ACCÉLÉRER LA FERMETURE DE 500 GW DANS LES PAYS ÉMERGENTS

Comment alors ensuite fermer 500 GW de capacités électriques au charbon supplémentaires d'ici à 2035 dans des pays émergents en raccourcissant leur durée de vie technique d'au moins dix ans ?

Estimation de la valorisation des 500 GW et rôle de la séquestration de carbone

Ces pays et entreprises ne le feront pas volontairement, car ces centrales jouent un rôle important dans leur production d'électricité et ne sont pas amorties. Il n'y a pas d'autre choix que de les aider financièrement pour fermer ces centrales au moins dix ans avant la fin de leur durée de vie technique et développer des capacités bas carbone équivalentes. Ou alors, lorsque c'est possible, il convient de doter ces centrales d'infrastructures de capture et de séquestration de CO₂.

En réalité, c'est aussi dans leur intérêt : en préservant le climat et la santé de leurs populations, ces États éviteront d'avoir à supporter des coûts grandissants liés aux dérèglements climatiques et aux pollutions. Ils seront moins exposés à des mesures tarifaires liées aux empreintes carbone pour leurs industries exportatrices (*via* par exemple le mécanisme d'ajustement carbone aux frontières, ou des équivalents). Les pays volontaires pourraient obtenir plus de soutien sous diverses formes (aide au développement, commerce, *capacity building*). Enfin, leur attractivité internationale se renforcerait (notation financière) et les investissements étrangers augmenteraient, avec une perspective de développement ou renforcement du contenu local. On pourrait même envisager un lien avec les discussions en cours sur la restructuration des dettes comme incitation.

Des coûts grandissants liés aux dérèglements climatiques

Si l'on considère que 20 % de ces centrales pourraient s'y prêter, il faudrait donc financer ces infrastructures de séquestration pour environ 100 GW de capacités, soit plus d'une centaine de centrales à équiper de cette technologie. Reste donc ensuite à organiser et financer la fermeture de 400 GW et la construction de capacités bas carbone qui fournissent une production annuelle équivalente pour ne pas compromettre la sécurité et compétitivité des approvisionnements électriques dans des pays où les coûts de l'énergie comportent une très forte importance sociale et économique.

Ces centrales à charbon ne sont plus neuves, elles sont donc déjà en partie amorties. Leur valeur neuve, si on les construisait aujourd'hui avec les dernières technologies en Europe ou aux États-Unis, serait d'environ 3,6 milliards de dollars (\$) par GW, soit 1,5 trilliard de \$⁸. Or, il s'agit de centrales moins efficaces, construites notamment avec des technologies chinoises et qui ont déjà quelques années : prenons pour hypothèse que leur valeur neuve, sur une base moyenne de 800 \$/kW⁹, est de 320 milliards de \$ et que leur valeur dépréciée aujourd'hui est de 400 \$/kW. À l'horizon 2025, on peut donc estimer qu'il faudrait rassembler 150 milliards de \$ pour les racheter et les fermer. Mais cela ne suffirait pas : il faudrait démanteler et réhabiliter les sites et indemniser ou réemployer les milliers de salariés qui en dépendent. Admettons que les impacts sur les industries minières et la réhabilitation des sites soient encore de 100 milliards de \$.

Les solutions de substitution économiquement viables et garantissant la sécurité des approvisionnements

Pour appréhender la problématique du remplacement de ces 400 GW de centrales sans nuire à la sécurité d'approvisionnement du pays ni provoquer une hausse incontrôlée des coûts, il faut faire des hypothèses, même s'il est évident qu'une étude au cas par cas est nécessaire.

La première est que ces centrales à charbon fonctionnent à 60 % de leur capacité, et produisent ainsi annuellement 5,22 térawattheures (TWh) par GW installé, soit au total, 2 088 TWh. C'est davantage que la consommation annuelle d'électricité en 2018 de l'Inde (1 450 TWh), mais moins que la consommation annuelle de l'UE-28 (2 800 TWh en 2019). La seconde est que l'on choisisse un mix de technologies varié pour les remplacer : on pourrait prendre pour hypothèse un mix comprenant du nucléaire, de l'éolien terrestre, des centrales thermiques au gaz à cycle combiné qui ensuite peuvent évoluer pour intégrer du biométhane, de l'hydrogène ou du CCS, et pour l'essentiel, du solaire, et dans une moindre mesure, du solaire à concentration, qui permet de passer la pointe du soir et de restituer encore quatre heures d'énergie après le coucher du soleil.

Il convient ensuite de déterminer ce qui s'appelle le coût actualisé de l'énergie de ces technologies, qui comprend les coûts moyens de développement, de construction, du capital et d'opération et de démantèlement, et bien entendu, établir des hypothèses sur les facteurs de charge : par exemple, environ 7 000 heures pour le nucléaire et 1 500 heures pour les centrales à gaz. Prenons pour hypothèse qu'en 2025, ce coût s'établisse à 60 \$/MWh pour le nucléaire, 35 \$/MWh pour l'éolien terrestre, 120 \$/MWh pour les centrales thermiques à gaz à cycle combiné, 50 \$/MWh pour le solaire à concentration et 20 \$/MWh pour le photovoltaïque (PV) au sol. Cette hypothèse est bien entendu indicative car le coût complet dépend des facteurs de charge par exemple, du taux d'actualisation

8. « Cost and Performance Characteristics of New Generating Technologies, Annual Energy Outlook 2021 », Paris, Agence internationale de l'énergie, février 2021, disponible sur : www.eia.gov.

9. T. Spencer, N. Berghmans et O. Sartor, « Coal Transitions in China's Power Sector: A Plant-level Assessment of Stranded Assets and Retirement Pathways », n° 12, Paris, Institut du développement durable et des relations internationales, 17 novembre 2017, disponible sur : <https://coaltransitions.files.wordpress.com>.

retenu, et du coût du capital qui dépend de nombreux facteurs, dont le risque pays. Mais il est clair qu'il faudra aussi un mécanisme pour réduire autant que possible le coût du capital et les risques associés et ainsi faire baisser le coût actualisé, notamment par le biais de contrats de long terme et des garanties¹⁰.

Imaginons, de façon arbitraire (chaque centrale à charbon est un cas spécifique qui doit être l'objet d'une réponse adaptée aux circonstances locales), que ces 400 GW de capacités charbon produisant annuellement 2 088 TWh soient remplacés par un mix de production électrique de 20 % de nucléaire, 20 % d'éolien terrestre, 10 % de centrales à gaz, 30 % de PV et 20 % de solaire à concentration. Le tableau ci-dessous fournit une estimation des coûts de remplacement par technologie. Sur la base de cette répartition, il totalise 948 milliards de \$.

Technologie	Coût actualisé	Coût total de déploiement
Nucléaire	60 \$/MWh	250 milliards \$
Éolien terrestre	35 \$/MWh	145 milliards \$
Centrales thermiques à gaz à cycle combiné	120 \$/MWh	240 milliards \$
Solaire à concentration	50 \$/MWh	208 milliards \$
PV	15 \$/MWh	105 milliards \$

Ces calculs excluent les coûts de construction de réseaux de transmission et de distribution et l'ajout de systèmes de stockage stationnaires, que l'on peut estimer à au moins 50 % du total, soit 475 milliards de \$. Ces investissements sont normalement financés en augmentant les tarifs de réseau et *in fine*, la facture du consommateur. Bien entendu, dans les pays émergents, le pouvoir d'achat est extrêmement limité. Une grande partie de ces coûts doit être incluse dans les plans de financement. Ce total à ce stade s'élève donc à environ 1,4 trilliard de \$.

Pour comprendre les implications économiques de la décision d'équiper les 100 GW de centrales à charbon qui s'y prêtent de systèmes de captage et séquestration de CO₂, il faut prendre une hypothèse sur les émissions moyennes de CO₂ par kWh. Nous optons pour 1 kg de CO₂/kWh (en pratique, cela dépend de la qualité du charbon, du type de centrales et de turbine, de la maintenance, etc.). Sur cette base, pour chaque TWh produit, 1 000 000 de tonnes de CO₂ sont émises. Soit pour 522 TWh, 500 millions de tonnes. Le coût de la séquestration et du stockage de CO₂ peut être estimé à 55 \$ par tonne de CO₂. Soit encore 27,5 milliards de \$.

10. « Electricity Generation Costs 2020 », U.K. Department for Business, Energy & Industrial Strategy, août 2020, disponible sur : <https://assets.publishing.service.gov.uk>.

Le coût total de l'opération de fermeture avancée de 400 GW et de neutralisation des émissions de 100 GW, et de déploiement d'un système électrique bas carbone de substitution, peut donc être estimé, sur la base de ces hypothèses, à environ 1,7 trillion de \$.

Cette somme pourrait être répartie entre les producteurs d'électricité, les investisseurs, l'État où opère la centrale, et un mécanisme de subventions versées *via* un fonds international piloté par le G7. Sur une base de répartition des coûts de substitution de 25 % pour les énergéticiens locaux, 25 % pour les États concernés, 25 % pour les investisseurs privés européens et 25 % pour les États du G7 (qui apportent des subventions), la somme à rassembler et déboursier par le G7 serait de 425 milliards de \$. En admettant que l'UE en prenne en charge un tiers, les États-Unis un tiers, et le Canada, le Japon et le Royaume-Uni un dernier tiers, cela reviendrait à environ 140 milliards de \$ au total pour l'UE.

Les États concernés par ce programme devront mettre en place un cadre réglementaire et juridique cohérent efficace et stable. L'investissement dans les capacités de substitution devra se faire selon des appels d'offres non discriminants et transparents, impliquant toutes les entreprises des États participants à ce mécanisme.

La Commission européenne ou la Banque européenne d'investissement pourraient puiser pour 10 milliards d'euros (€) par an dans les contributions dédiées à l'aide au développement (qui totalisait 74 milliards d'€ par an en 2018 pour l'UE-28) et émettre l'autre moitié, soit environ 70 milliards d'€, sous forme d'obligations vertes d'une durée de 20 ans. Au total, sur la base d'un taux d'intérêt de 2 %, cela représenterait un remboursement de 4,2 milliards d'€ par an (peut-être moins si le dollar se déprécie), pour un coût total de l'emprunt d'environ 15 milliards d'€.

Comment financer ces milliards d'euros annuels ?

Comment financer ces 4,2 milliards d'€ annuels ? Grâce à une nouvelle contribution budgétaire des États membres. Tout le monde serait gagnant : le climat, les États concernés et leurs populations, les entreprises des États contributeurs, qui bénéficieraient d'importants marchés et développeraient des programmes de reconversion de la main-d'œuvre, avec leurs partenaires locaux.

Sur la base d'un prix du carbone de 150 \$/tonne, et de la neutralisation de 2,5 Gt de CO₂ par an lié à cette initiative, le gain annuel pour la planète est de 375 milliards de \$. Si l'on considère que ce mécanisme permettrait de raccourcir la durée de vie de ces centrales d'au moins dix ans, le gain total est de 3,75 trillions de \$, soit un gain net, sur cette période, de 2 trillions de \$. C'est largement à la portée de l'UE et du G7, et ce projet comporte un prix du CO₂ évité en réalité très faible.

Voilà un enjeu majeur dont le G7 devrait s'emparer pour demander dans un premier temps à l'AIE, l'Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA), la Banque mondiale, la Banque asiatique de développement, la Banque européenne d'investissement et la Banque interaméricaine de développement, de préciser cette proposition et d'en développer une feuille de route concrète.

Marc-Antoine Eyl-Mazzega est directeur du Centre Énergie & Climat de l'Ifri.

Comment citer cette publication :

Marc-Antoine Eyl-Mazzega, « Le climat face au défi du charbon : comment fermer 1 000 gigawatts de centrales d'ici à 2035 ? », *Briefings de l'Ifri*, Ifri, 2 avril 2021.

ISBN : 979-10-373-0335-6

Les opinions exprimées dans ce texte n'engagent que la responsabilité de l'auteur.

© Tous droits réservés, Ifri, 2021

Couverture : © Shutterstock.com.



27 rue de la Procession
75740 Paris cedex 15 – France

Ifri.org

