

# Grandeur et Décadence

# 2022

## L'ÉTAT DES CENTRALES À CHARBON DU MONDE

Global Energy Monitor, CREA, E3G, Sierra Club, SFOC, Kiko Network,  
CAN Europe, LIFE & groupes du Bangladesh



## À PROPOS DE LA PAGE DE COUVERTURE

La page de couverture montre la centrale à charbon de Longannet en Écosse. La cheminée était illuminée avec un message d'espoir pour le futur avant sa démolition en 2021. Photo © StewartAttwoodPhotography.



**Global Energy Monitor**

### GLOBAL ENERGY MONITOR

Global Energy Monitor (GEM) développe et partage des informations relatives aux projets énergétiques pour soutenir le mouvement mondial pour les énergies propres. Les études actuelles concernent le Compteur Mondial des Mines de Charbon (Global Coal Mine Tracker), le Compteur Mondial des Centrales à Charbon (Global Coal Plant Tracker), le Compteur Mondial des Infrastructures au Gaz Naturel (Global Gas Infrastructure Tracker), le Compteur Mondial des Infrastructures à Énergie Fossile (Global Fossil Infrastructure Tracker), le Compteur Mondial du Gaz Naturel en Europe (Europe Gas Tracker), les lettres d'information CoalWire et Inside Gas, le Compteur Mondial des Usines à Gaz (Global Gas Plant Tracker), l'Annuaire Mondial des Énergies Fossiles (Global Registry of Fossil Fuels), le Compteur Mondial des Industries Sidérurgiques (Global Steel Plant Tracker), le Portail Énergétique de l'Amérique du Sud (Latin America Energy Portal) et GEM.wiki. Pour plus d'information, visitez [www.globalenergymonitor.org](http://www.globalenergymonitor.org).



Centre for Research on Energy and Clean Air

### CENTRE FOR RESEARCH ON ENERGY AND CLEAN AIR

Le Centre for Research on Energy and Clean Air (CREA) est une organisation indépendante de recherche spécialisée dans l'identification des tendances, des causes et de l'impact sur la santé, ainsi que des solutions dans le domaine des pollutions de l'air. Pour plus d'information, visitez [www.energyandcleanair.org](http://www.energyandcleanair.org).



**E3G**

### E3G

E3G est un « think tank » indépendant sur le changement climatique qui veut accélérer la transition vers un monde climatique sûr. E3G forme des coalitions inter-secteurs pour atteindre des buts précisément définis, choisis pour leur capacité à générer des changements majeurs. Pour plus d'information, visitez [www.e3g.org](http://www.e3g.org).



**SIERRA CLUB**

### SIERRA CLUB

Le Sierra Club est la plus grande organisation de terrain pour l'environnement aux États-Unis, comptant des millions de membres et supporters, obtenant les victoires les plus marquantes. En plus de protéger le droit de chaque individu aux espaces naturels et au bénéfice des effets salvateurs de la nature, le Sierra Club travaille pour promouvoir les énergies propres, sauvegarder la santé des communautés, protéger la vie sauvage, et préserver les dernières zones sauvages grâce à l'action de terrain, l'éducation du grand public, le lobbying et les actions légales. Pour plus d'information, visitez [www.sierraclub.org](http://www.sierraclub.org).



Solutions for Our Climate

### SOLUTIONS FOR OUR CLIMATE

Solutions for Our Climate (SFOC) est une organisation non gouvernementale créée en 2016 pour agir sur les impacts sociaux et environnementaux du changement climatique. Elle fait de la recherche sur les solutions pour réduire les émissions de gaz à effet de serre et développer les énergies renouvelables. Elle coordonne aussi des campagnes d'action avec des organisations nationales et internationales pour répondre à la crise du climat. Pour plus d'information, visitez [www.forourclimate.org](http://www.forourclimate.org).



le changement climatique en partenariat avec des communautés locales, en faisant de la recherche, en faisant des propositions et en négociant au niveau national et international et en tenant une liste des centrales à charbon au Japon. Pour plus d'information, visitez <https://www.kikonet.org/?cat=54>.



### CAN EUROPE

Climate Action Network (CAN) Europe est la principale coalition européenne d'ONG luttant contre les dangers du changement climatique. Avec plus de 170 organisations membres actives dans 38 pays européens, représentant plus de 1 500 ONG et plus de 47 millions de citoyens, CAN Europe promeut des politiques durables en matière de climat, d'énergie et de développement dans toute l'Europe. Pour plus d'information, visitez [caneurope.org](http://caneurope.org).



Legal Initiative for Forest and Environment

### LEGAL INITIATIVE FOR FOREST AND ENVIRONMENT

LIFE (Initiative Juridique pour la Forêt et l'Environnement) est un groupe de droit environnemental d'intérêt public en Inde qui applique une combinaison unique du droit et de la recherche pour protéger la biodiversité, la flore et la faune, l'air et l'eau, et les communautés vulnérables tout en veillant à ce que l'Inde adopte et mette en œuvre une voie à faible émission de carbone et qui renforce la résilience climatique. Pour plus d'information, visitez [thelifeindia.org.in](http://thelifeindia.org.in).



Bangladesh Working Group on External Debt

### GROUPES DU BANGLADESH (BWGED, BAPA ET WKB)



BANGLADESH PORIBESH ANDOLON



WATERKEEPERS BANGLADESH

Le Bangladesh Working Group on External Debt (BWGED) s'efforce de mettre fin aux prêts injustes ou illicites qui affectent l'environnement, les droits de l'homme et les moyens de subsistance au Bangladesh. Pour plus d'informations, visitez [Bwged.blogspot.com](http://Bwged.blogspot.com). Bangladesh Poribesh Andolon (BAPA) a été lancé pour créer un mouvement civique national, uni et fort pour protéger l'environnement du Bangladesh. Pour plus d'informations, visitez [Bapa.org.bd](http://Bapa.org.bd). Waterkeepers Bangladesh (WKB) s'efforce de protéger l'eau et les plans d'eau du Bangladesh, y compris ses ressources forestières, par le biais de l'application de la loi, du travail sur le terrain et de l'action communautaire. Pour plus d'information, visitez [waterkeepersbangladesh.org](http://waterkeepersbangladesh.org).

## À PROPOS DU COMPTEUR MONDIAL DES CENTRALES À CHARBON

Le Compteur Mondial des Centrales à Charbon ([Global Coal Plant Tracker](http://GlobalCoalPlantTracker)) est une base de données en ligne qui identifie et cartographie chaque unité de production au charbon connue et chaque nouvelle unité proposée depuis le 1er janvier 2010 (30 MW et plus). Développé par Global Energy Monitor, le compteur utilise des pages wiki avec des notes de bas de page pour documenter chaque usine et est mis à jour deux fois par an. Pour plus de détails, voir la [Méthodologie](#).

### DESIGN

Conception par Charlene Will et Mimi Heft. Conception supplémentaire et mise en page par David Van Ness.

### AUTORISATIONS/DROITS D'AUTEUR

Cette publication peut être reproduite en totalité ou en partie et sous quelque forme que ce soit à des fins éducatives ou non lucratives sans autorisation spéciale des détenteurs des droits d'auteur, à condition que la mention de la source soit faite. Aucune utilisation de cette publication ne peut être faite à des fins de vente ou à d'autres fins commerciales sans l'autorisation écrite des détenteurs des droits d'auteur. Copyright © avril 2022 par Global Energy Monitor et al.

### RESSOURCES SUPPLÉMENTAIRES

Pour des données supplémentaires sur les centrales au charbon proposées et existantes, consultez les [données récapitulatives](#) sur le site Web de GEM, qui fournit plus de 20 tableaux fournissant les résultats du Global Coal Plant Tracker (GCPT) par province, pays et région. Pour plus de rapports basés sur les données GCPT, voir [Reports & Briefings](#) sur le site Web de GEM. Pour obtenir les données primaires du GCPT, voir [Télécharger les données](#) sur le site Web de GEM.



# Grandeur et Décadence 2022

## L'ÉTAT DES CENTRALES À CHARBON DU MONDE

Global Energy Monitor, CREA, E3G, Sierra Club, SFOC,  
Kiko Network, CAN Europe, LIFE & groupes du Bangladesh

### RÉSUMÉ DU RAPPORT

Le monde compte plus de 2 400 centrales thermiques à charbon pour la production d'électricité en opération dans 79 pays, pour un total de près de 2 100 gigawatts (GW) de capacité. Une capacité supplémentaire de 176 GW est en construction dans plus de 189 centrales à charbon, et une capacité de 280 GW au charbon est aussi prévue dans 296 centrales à charbon. Afin de maintenir un climat viable, les directives sont claires: arrêtez de construire de nouvelles centrales au charbon et démantelez celles existantes dans le monde industrialisé d'ici à 2030, et dans le reste du monde peu de temps après, ceci selon les études du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC; IPCC en anglais) et de l'Agence internationale de l'énergie (AIE; IEA en anglais), parmi d'autres.

Il y a eu une succession d'effets dominos contre le charbon en 2021. La COP26, le plus grand sommet sur le changement climatique dans les cinq dernières années, s'est conclue à Glasgow en novembre 2021. Les résultats du sommet concernant le charbon ne contiennent pas de ligne chronologique ni de consensus pour une élimination progressive totale de l'utilisation du charbon. Et pourtant, si l'accord est complètement mis en place, les engagements pris pendant les travaux préparatoires et pendant le sommet marquent une rupture dans les efforts mondiaux pour éliminer le charbon progressivement et réduire les émissions du secteur de la production d'électricité. Le nombre de centrales pour lesquelles une date de fermeture a été annoncée a pratiquement doublé, représentant 750 centrales au charbon (550 GW). Il ne reste que 170 centrales (89 GW), soit 5 % de la flotte en opération aujourd'hui, qui ne sont pas concernées par une date d'arrêt progressif ou un objectif de neutralité carbone. Cependant, seul un très faible nombre est projeté pour atteindre dans les délais l'accord de Paris sur le climat.

Malgré les progrès de la COP26, la fin des centrales à charbon n'est toujours pas en vue. En 2021, la flotte de centrales en opération a augmenté de 18,2 GW, un rebond suite au Covid dans une année qui a vu un ralentissement des arrêts de centrales à charbon. La Chine a continué d'être l'exception criante au déclin

actuel des centrales en développement. Au moment où les pays développés devraient aider le reste du monde à la fois à arrêter la construction de nouvelles centrales à charbon et à commencer une réelle transition pour s'affranchir du charbon, nombreux sont ceux qui prévoient d'utiliser leurs centrales à charbon domestiques bien après les dates limites requises par la science du climat, et qui s'accrochent aux chimères des fausses promesses des technologies du «charbon propre». De plus, le total de l'électricité générée au charbon a augmenté de 9 % en 2021 pour atteindre un niveau record, faisant plus que rebondir après une chute de 4 % en 2020 quand la Covid a frappé. L'augmentation de la capacité de production au charbon et la croissance record d'électricité générée au charbon durant 2021 cristallisent les raisons pour lesquelles l'accord de Glasgow est tellement important pour [l'élimination progressive](#) du charbon – et la grande distance qui reste à parcourir pour de nombreux acteurs majeurs.

## DÉVELOPPEMENTS MAJEURS EN 2021

- Les pays ont annoncé à la COP26 un nombre record de mesures inhabituelles telles que «arrêt progressif» (phase-out) d'équipements au charbon, «pas de nouveau projet au charbon» (No New Coal), «pas de projets ou de financement des énergies fossiles à l'étranger» et des engagements pour la «neutralité carbone»; le nombre total de centrales au charbon ayant reçu une date de démantèlement a pratiquement doublé pour atteindre 750 centrales (550 GW).
- Seulement 180 GW des capacités de production au charbon dans l'OCDE, soit un peu plus du tiers du total dans l'OCDE, sont planifiés pour une fermeture d'ici à 2030 en accord avec les engagements de l'accord de Paris. Ce volume passerait à deux tiers des capacités si les annonces faites par les États-Unis et l'Allemagne résultaient dans un abandon d'ici à 2030.
- Moins de 10 % des capacités hors de l'OCDE sont planifiées pour une fermeture avant 2050, 2050 étant l'année où l'on devrait totalement éliminer le charbon pour tenir un scénario de limitation du changement de température à 1,5 degré Celsius, selon l'IPCC.
- 34 pays ont encore des projets actifs, en baisse par rapport à 41 pays en janvier 2021.
- Le Japon, la Corée du Sud et la Chine ont tous promis la fin des financements publics hors frontière pour de nouvelles centrales, ce qui a été suivi d'un engagement de tous les pays du G20 en préambule de la COP26. Il n'y a de fait plus de financement public significatif pour de nouvelles centrales à charbon.
- Globalement, la flotte de centrales à charbon en activité a crû de 18,2 gigawatts (GW) en 2021. Plus de la moitié (56 %) des 45 GW nouvellement commissionnés étaient en Chine. En dehors de la Chine, la flotte globale a diminué pour la quatrième année consécutive, bien que le taux de diminution soit plus faible qu'en 2020.
- Après avoir augmenté en 2020 pour la première fois depuis 2015, le total des capacités de production au charbon en développement a recommencé à

décliner de 525 GW à 457 GW, soit une baisse de 13 %. La capacité des centrales en projet est de 281 GW globalement, équivalent à la capacité totale des États-Unis et du Japon combinés.

- À la fin de 2021, 176 GW de capacité de production au charbon étaient en construction dans 20 pays, ce qui est à peine moins qu'en 2020 (181 GW). La Chine représente plus de la moitié (52 %) de cette capacité pour la première fois, et les pays de l'Asie du Sud et du Sud-Est comptent pour un tiers (37 %).
- En Chine, les constructions ont débuté pour une capacité de 33 GW de nouvelles centrales à charbon en 2021, le nombre le plus important depuis 2016 et presque trois fois plus que pour la totalité du reste du monde.
- En 2021, le volume des arrêts de production pour les centrales à charbon des États-Unis a diminué pour la seconde année consécutive, de 16,1 GW en 2019, à 11,6 GW en 2020, et est estimé seulement entre 6,4 GW et 9 GW en 2021. Pour atteindre les objectifs pour les accords de climats, les États-Unis doivent stopper 25 GW annuellement en moyenne entre maintenant et 2030, ce qui est proche du chiffre historique de 2015 (arrêt de 21,7 GW).
- Les 27 états de la Communauté Européenne ont arrêté un volume record de 12,9 GW en 2021, avec les plus grands volumes en Allemagne (5,8 GW), Espagne (1,7 GW), et Portugal (1,9 GW). À noter, le meilleur élève, le Portugal s'est libéré du charbon en novembre 2021, neuf ans avant la date prévue de 2030 pour l'arrêt progressif.
- Des surcapacités de productions et/ou le fardeau de la dette croissent dans les pays avec des centrales en développement, comme le Bangladesh, l'Indonésie ou le Pakistan, ce qui met en lumière la nécessité d'accélérer les financements et autres mécanismes de support pour permettre la transition vers des énergies propres.
- Des propositions récentes dans des pays comme les États-Unis, le Japon et l'Australie incluent l'utilisation de méthodes telles que la capture du gaz carbonique et autres technologies du «charbon propre» pour accroître la durée de vie des centrales à charbon obsolètes ou rendre de nouvelles centrales plus efficaces. Étant donné le rôle très limité que ces technologies ont joué jusqu'à présent pour abaisser les émissions de centrales à charbon, elles sont très incertaines et représentent une distraction coûteuse de l'objectif fondamental de fermeture totale de ces centrales.

## RÉSUMÉ DES DONNÉES GLOBALES

L'augmentation rapide des nouvelles centrales à charbon en Chine (25,2 GW) efface presque entièrement les arrêts dans les autres pays du monde (25,6 GW) en 2021 et résulte dans une hausse de la capacité globale (Figure 1). Au total, 45 GW de nouvelles capacités charbon ont été inaugurées en 2021 tandis que 26,8 GW ont été arrêtées, causant une augmentation nette de la flotte mondiale de 18,2 GW (courbe noire). En 2020, l'augmentation nette était de 11,5 GW, le résultat d'un ajout un peu plus élevé de nouvelles capacités (56,8 GW) et un chiffre record d'arrêts (45,3 GW).

Les 25,2 GW de nouvelles centrales à charbon en Chine en 2021 représentent 56 % des additions mondiales (Figure 1, barres bleues). Le pays a arrêté un total estimé entre 1,2 GW et 2,1 GW de capacité au charbon en 2021, la plus faible réduction depuis plus d'une décennie.<sup>1</sup>

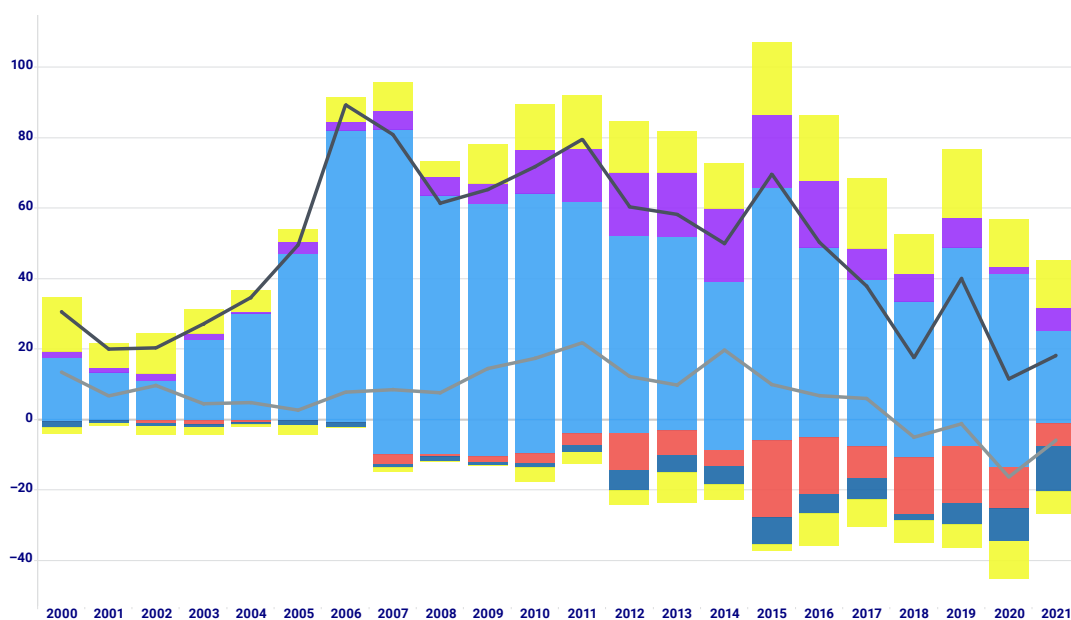
En dehors de la Chine, la plupart des pays ont diminué leurs installations au charbon, ce qui a permis de réduire cette capacité hormis en Chine depuis 2018 (courbe grise).

Cependant, cette tendance a fléchi en 2021 alors que le taux d'arrêts diminue. Les 27 pays de l'Union Européenne représentent près de la moitié (48 %) des capacités de production fermées en 2021, avec un nombre record de 12,9 GW fermés en 2021. Les trois pays qui tirent les chiffres régionaux sont l'Allemagne (5,8 GW), l'Espagne (1,7 GW) et le Portugal (1,9 GW). Le total des capacités fermées par les États-Unis pour les centrales à charbon a diminué pour la deuxième année consécutive pour un total estimé entre 6,4 GW et 9 GW en 2021.

Après avoir crû en 2020 pour la première fois depuis 2015, le nombre total des capacités des centrales à charbon en développement (annoncées, en phase d'étude, avec un permis de construire, et en construction) a recommencé à décroître de 525,2 GW à 456,5 GW, une baisse de 13 %. Un montant additionnel de 109 GW de projets charbon a été annulé en 2021, ce qui équivaut à peu près au volume actuellement annoncé (107,6 GW) ou en phase d'étude pour permis (104 GW), et plus que le volume des projets déjà approuvés (68,7 GW).

**Figure 1 : Mises en opération et démantèlements globaux et différence nette pour la génération au charbon, 2000–2021 (gigawatts)**

Chine = bleu clair, Inde= violet, Autres pays = jaune, USA = rouge, UE27 = bleu foncé,  
Changement net = courbe noire, Changement net hormis la Chine = courbe grise.



1. Ce chiffre prend en compte les capacités arrêtées dans des unités de 30 MW ou plus. En se basant sur les données de la Commission provinciale de Développement et de Réforme et de la NDRC disponibles en Mars 2022, au moins 5,2 GW de capacité à charbon ont été arrêtés dans les unités de plus de 6 MW en 2021.

Au total, 15 pays ont inauguré des nouvelles centrales à charbon en 2021. Plus de la moitié (56 %) de la nouvelle capacité inaugurée était en Chine (25,2 GW), avec 14 % en Inde (6,4 GW), 11 % dans les pays d'Asie du Sud-Est (Indonésie, Vietnam et Cambodge) et 17 % dans d'autres régions en dehors des Amériques.

Pendant l'année 2021, la part de la Chine dans les centrales à charbon en développement a augmenté de 7 % pour atteindre 55 % du total (251 GW), ce qui signifie que la Chine représente plus de la moitié des installations en développement dans le monde pour la première fois (Figure 3). Comme noté ci-dessous la même situation est vérifiée pour la capacité chinoise en phase de pré-construction uniquement.

Figure 2 : Capacité de centrales à charbon construites en 2021 par pays (gigawatts)<sup>2</sup>

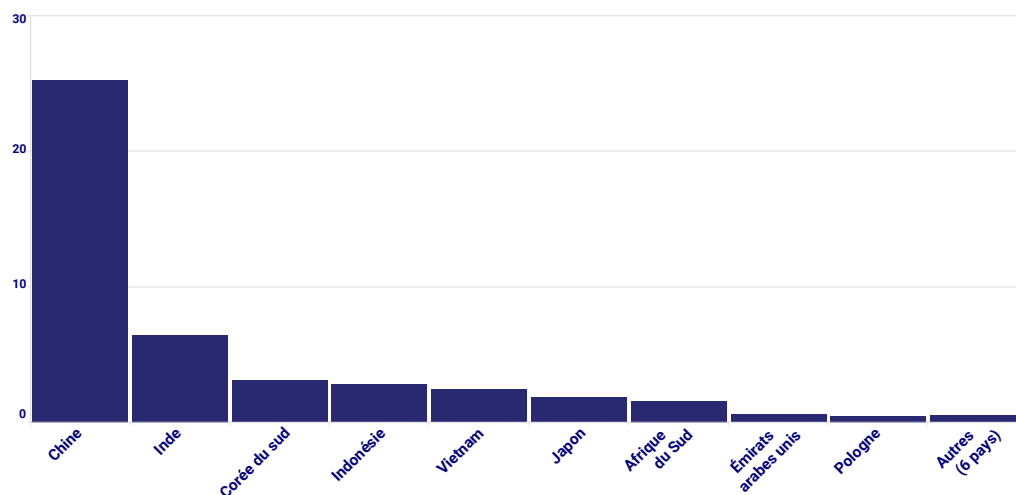
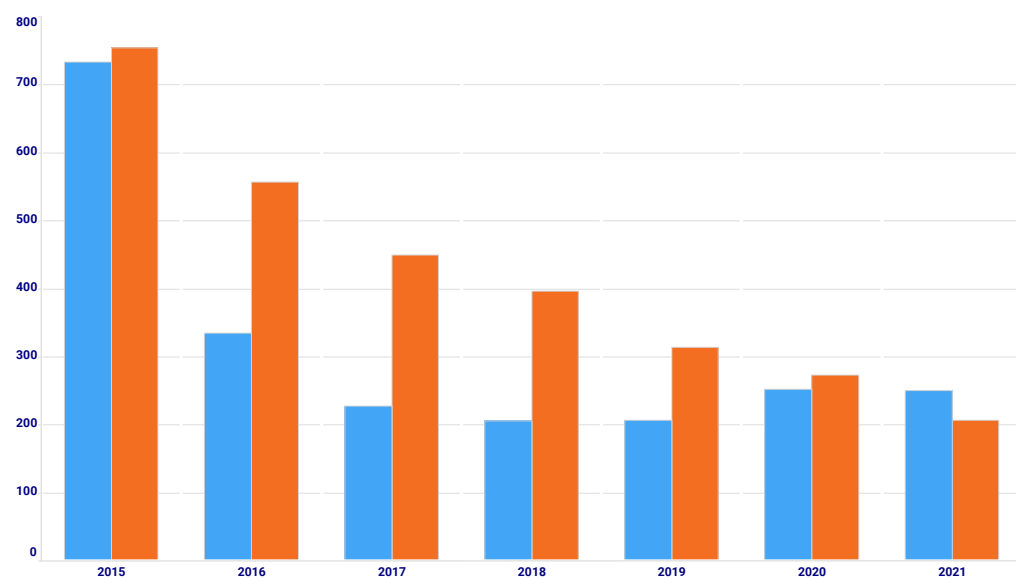


Figure 3 : Volume global des centrales au charbon en construction et pré-construction, 2015–2021 (gigawatts)

Chine = bleu, Reste du monde = orange



2. Six autres pays = Turquie, Sénégal, Kazakhstan, Cambodge, Mongolie et Pakistan.

## EN CHINE : LE PLUS GRAND NOMBRE DE LANCEMENTS DE CONSTRUCTIONS DE CENTRALES À CHARBON DEPUIS 2016

Les objectifs climatiques de la Chine n'ont toujours pas conduit le pays à réduire de manière significative les capacités des centrales à charbon. Faisant suite à un rebond des permis de construction délivrés en 2020, le nombre de débuts de construction a continué à s'accroître en 2021 pour la deuxième année d'affilée. Au total, 33 GW de nouvelles centrales à charbon ont commencé à être construites, le plus important volume depuis 2016 et près de trois fois plus que le reste du monde dans son ensemble (Figure 4).

De plus, 25 GW de nouvelles centrales à charbon ont été raccordées en 2021, ce qui est moins que l'année précédente mais reste plus que le reste du monde. Les mises à la retraite de centrales ont également diminué, et la capacité totale de la Chine continue d'augmenter tandis que celle du reste du monde continue de diminuer.

Les facteurs qui alimentent cette poursuite de l'expansion de l'électricité au charbon en Chine sont principalement les investissements insuffisants dans les énergies propres; une planification et une gestion obsolète du réseau, avec chaque région qui gère ses capacités et opère comme un îlot isolé; et des conflits entre les politiques du

gouvernement central qui veut augmenter le transport d'électricité de l'ouest vers l'est et la préférence des gouvernements locaux dans les provinces côtières de l'est de produire leur électricité localement.

En avril 2021, le Président Xi a annoncé que le pays «limitera l'augmentation de consommation du charbon» sur la période 2021–25 et «l'éliminera» sur la période 2026–30 pour répondre en partie aux engagements de la Chine d'atteindre le pic des émissions de gaz carbonique avant 2030 et d'être neutre pour les émissions de carbone d'ici à 2060. Cette annonce peut être vue comme une demande au pays d'atteindre le pic de consommation du charbon d'ici à 2025, ou pendant le 15<sup>ème</sup> plan quinquennal (2026–30) pour atteindre une réduction ramenant en dessous des niveaux de 2025 en 2030. Alors que la date butoir en place pour la consommation de charbon représentait un pas en avant, les ajouts planifiés par la Chine jusqu'en 2025 et au delà restent une contradiction marquante avec les diminutions annuelles immédiatement demandées par les Nations Unies et autres organisations de recherche pour atteindre les objectifs de l'Accord de Paris.

### Reprise des délivrances de permis

La délivrance de permis de construire pour des centrales à charbon était essentiellement gelée pour 2021, alors que les leaders ont mis l'accent sur le strict contrôle des projets avec de «hautes émissions».

Durant la seconde moitié de 2021, la Chine a connu des pénuries de charbon et d'électricité carbonée, ce qui a conduit au rationnement de l'électricité dans plus de la moitié de ses provinces au moment le plus critique en septembre. La crise a été utilisée avec succès par les groupes d'intérêt pro-charbon qui ont obtenu une réécriture de la politique énergétique du pays.

Alors que la crise de l'électricité [n'avait rien à voir](#) avec un manque de capacité de production au charbon, un changement de la direction du vent politique semble avoir eu comme conséquence la reprise des permis de construire de telles capacités pour le début 2022, avec au moins 7.3 GW de nouvelles capacités autorisées juste dans les 6 premières semaines de l'année, plus de deux fois plus que le total délivré en 2021. De plus, la Commission Nationale de Développement et Réforme (NDRC en anglais)

a récemment [appelé](#) à accélérer l'accord de permis et la construction de nouvelles centrales à charbon pour soutenir la demande pour les industriels qui fabriquent des équipements énergétiques – plutôt que pour répondre à un besoin en électricité carbonée.

Le Conseil pour l'Électricité en Chine a prédit en janvier 2022 une augmentation de 120 GW des capacités de production au charbon d'ici à 2025 comparé au niveau de 2021, et 150 GW d'ici à 2030. En supposant que cette prédiction est en phase avec les objectifs du gouvernement, ceci donnerait aux provinces et aux sociétés de production les mains libres pour demander des permis et lancer davantage de projets. Cette carte blanche pourrait entraîner une ruée sur le charbon alors que les producteurs et les provinces se ruent pour prendre des parts de marché.

Dans la même veine, la NDRC a [dit](#) en juillet aux provinces que les centrales à charbon qui étaient prévues pour un arrêt devaient être conservées dans le réseau comme installation d'urgence, ce qui a ralenti la mise en arrêt.



Le plus grand nombre de nouveaux projets charbon en 2021 provient des régions exportatrices d'énergie de Guizhou, Mongolie Intérieure, Shanxi, Shaanxi et Gansu (Figure 6). Plusieurs de ces provinces sont aussi des acteurs majeurs pour les développements solaires et éoliens. Cependant, le plan de la Chine pour une transmission énergétique de l'ouest vers l'est continue à reposer largement sur l'expansion du réseau de centrales à charbon, malgré le fait que l'opérateur du réseau, la société nationalisée State Grid prétende que le plan facilitera la circulation d'électricité propre.

Le Hunan a annoncé 8 projets de centrales thermiques dans son 14ème plan quinquennal après la pénurie d'électricité à l'hiver 2020–21, quand de nombreuses centrales à charbon n'ont pas réussi à produire dans des conditions glaciales et alors que la production hydro-électrique était faible à cause des faibles pluies. La pénurie a eu lieu bien que la grande zone centrale du réseau à laquelle le Hunan appartient ait des capacités de production qui excèdent largement les pics de la demande, ce qui montre à quel point le réel management du réseau est encore insuffisant.

Il y a aussi une expansion majeure à Zhejiang, Jiangsu, Guangdong et Shandong, qui font partie des zones économiquement les plus développées de Chine. On s'attend aussi à ce que ces régions augmentent leurs importations

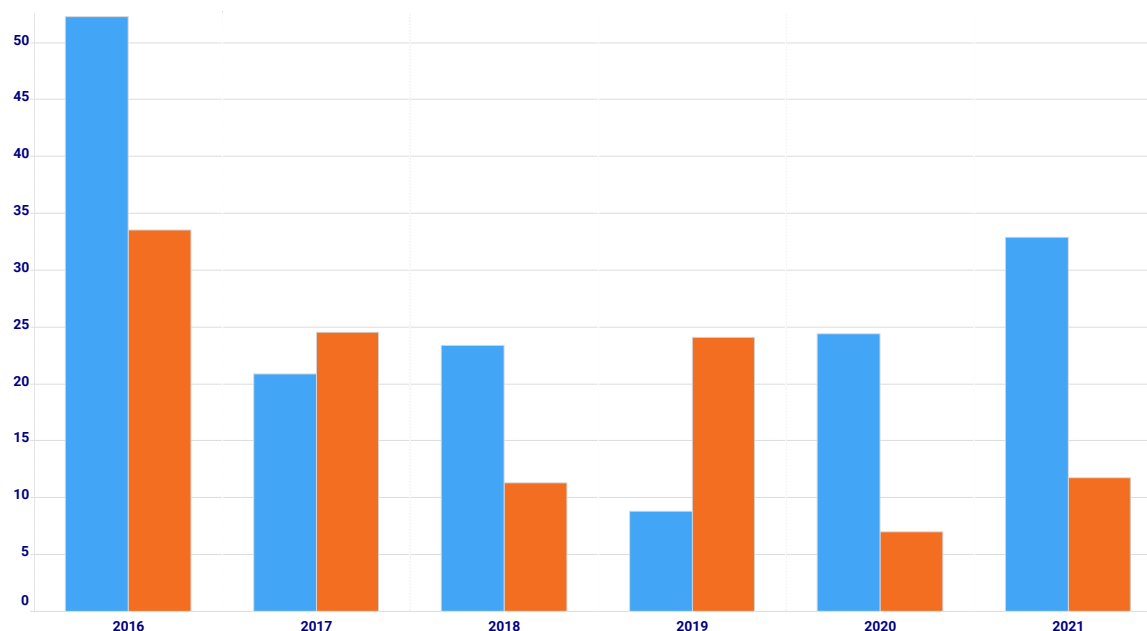
d'électricité en provenance des provinces de l'ouest dans le cadre du plan central gouvernemental, mais il y a beaucoup de résistances locales puisque cela diminuerait la demande et les revenus pour les producteurs locaux.

Les nouvelles centrales à charbon ont typiquement une durée de vie de 20 à 50 ans et elles auront un impact à long terme sur la dépendance au charbon. Il n'y a pas de place pour la construction de ces nouvelles capacités et leur utilisation qui puissent rentrer dans les accords de Paris.

Il faut un changement radical des nouveaux investissements vers des producteurs propres pour mettre la Chine sur une trajectoire pour limiter le pic des émissions de CO2 et éviter une surabondance de capacités de production inutiles. Étant donné que le secteur énergétique chinois a été la plus grande source d'augmentation des émissions fossiles globales dans les deux dernières années, rediriger tous les nouveaux investissements vers des méthodes de production propre pour l'énergie serait une contribution fondamentale pour atteindre les objectifs de l'accord de Paris. Une telle augmentation vers les énergies propres est aussi totalement atteignable étant donné la croissance que la Chine a déjà réalisée dans ce domaine, on parle de faire moins que doubler les capacités actuelles des installations propres.

**Figure 4 : Lancement annuel de construction de centrales à charbon en Chine et dans le reste du monde, 2016–2021 (gigawatts)**

Chine = bleu, Reste du monde = orange



La production des centrales à charbon a augmenté en Chine en 2021 pour la 6<sup>ème</sup> année consécutive. La croissance des capacités pour une énergie propre doit s'accélérer de manière substantielle pour couvrir les augmentations de la demande en électricité. En 2021, la croissance de la demande électrique a été deux fois plus rapide que la moyenne pre-Covid, ce qui a causé une augmentation ponctuelle dramatique de la production d'électricité au charbon. (Figure 5).

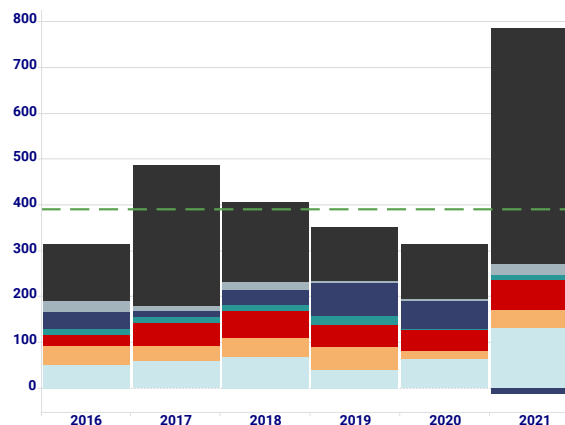
Les plans ambitieux de la Chine pour augmenter la production d'électricité propre d'ici 2025 signifient très probablement que l'utilisation des centrales électriques au charbon diminuera (en pourcentage) même si le nombre de centrales continuera d'augmenter. Le pays fait valoir que les ajouts continus de capacité à charbon ne contredisent pas directement ses engagements climatiques car ces engagements permettent aux émissions d'augmenter jusqu'à la fin de cette décennie et ne limitent pas la capacité de production d'électricité au charbon. Cependant, la surcapacité de production d'électricité au charbon risque de rendre la transition plus difficile et plus coûteuse.

**Figure 5 : Changements annuels de la production en Chine, 2016–2021 (terawatt-hours)**

Source : Statistiques mensuelles de l'IEA pour l'électricité; Différence entre les chiffres de production de cette année par source et ceux de l'année précédente

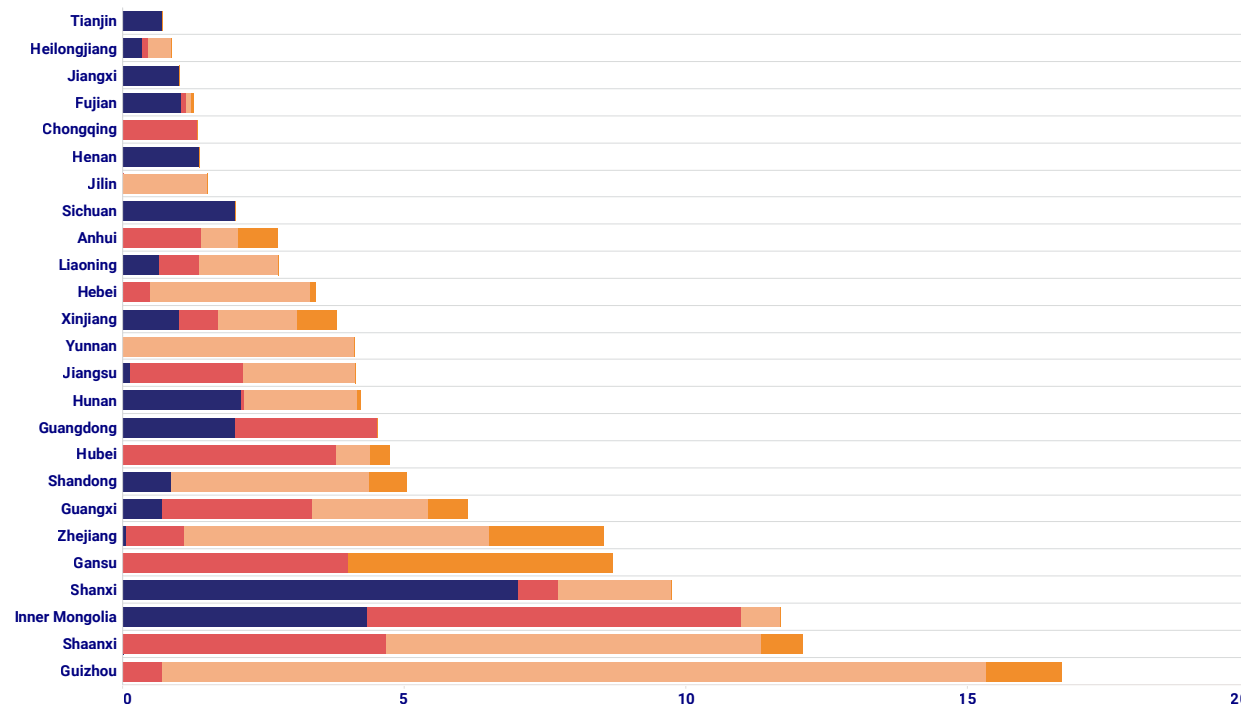
Croissance de la demande pre-Covid (moyenne 2016–2019) = ligne pointillée

Éolien = bleu clair, Nucléaire = orange, Solaire = rouge, Biomasse = turquoise, Hydro = bleu foncé, Autres Combustibles Fossiles (hors charbon) = gris, Charbon = noir



**Figure 6 : Projets en Chine – changements de statuts par provinces, 2021 (gigawatts)**

Mis en opération = violet, Construction démarrée/Redémarrée = rouge, Nouveau projet commencé ou réactivé = rose, Autorisé (permis de construire) = orange



## LA FIN DU CHARBON ? PROGRÈS VERS L'OBJECTIF DU DERNIER LANCEMENT DE PROJET AU CHARBON

### 2021 voit s'accélérer l'effondrement de projets au charbon en dehors de Chine

2021 a été une année significative pour la continuation du mouvement pour se détourner des nouveaux projets au charbon, avec de nombreux pays qui se sont engagés largement et publiquement à réviser leur futur énergétique en tournant le dos au charbon et l'annonce d'une multitude de projets au charbon abandonnés. La COP26, axée sur le charbon et s'appuyant sur les appels précédents du secrétaire général des Nations Unies Antonio Guterres à abandonner la construction de nouveaux projets au charbon, a créé une impression de dynamique dans le sens d'un réel abandon, avec des annonces significatives à Glasgow en novembre.

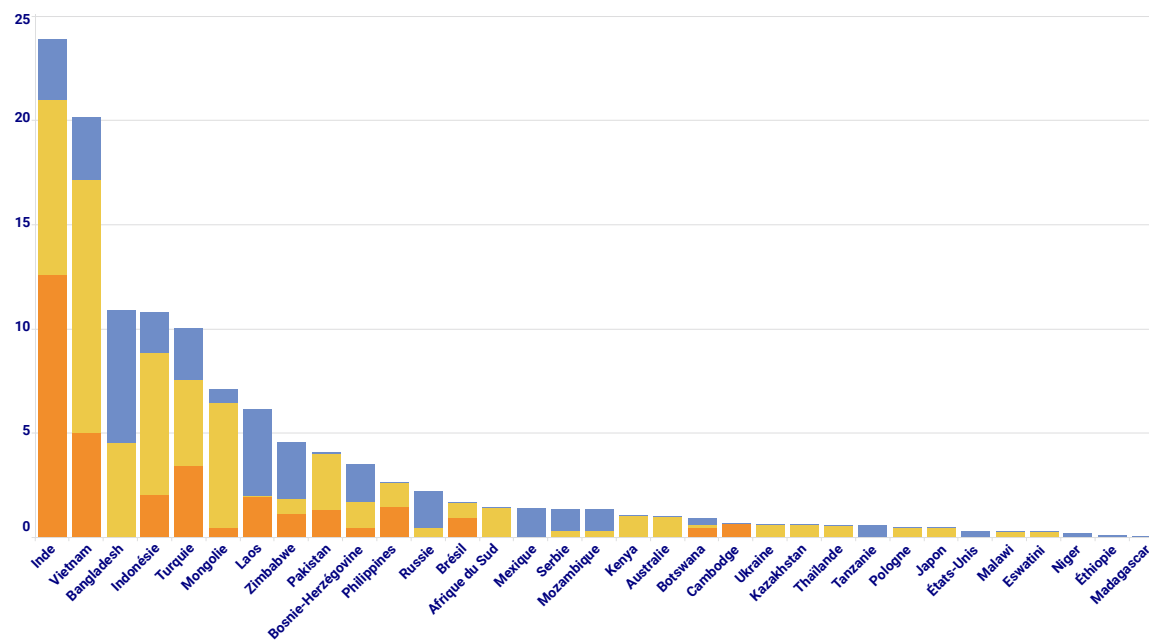
L'analyse de E3G/GEM en septembre 2021 a montré qu'il y avait un effondrement de 76 % du volume de capacités en projet pour des centrales à charbon depuis l'accord de Paris. La capacité en projet est évaluée à 281 GW globalement, ce qui équivaut à la capacité totale cumulée des États-Unis et du Japon. Pendant l'année 2021, la part de

la Chine dans la totalité des projets a crû de 7 % pour atteindre 57 % du total (158 GW), ce qui revient à dire que la Chine représente plus de la moitié des projets au charbon à l'étude dans le monde.

En tout, 65 pays se sont engagés à ne plus construire de nouvelles centrales à charbon (voir la table [ici](#)),<sup>3</sup> une hausse comparé à 36 en janvier 2021. C'est presque un doublement des pays qui promettent de s'éloigner du charbon qui s'est produit en un an et cela démontre à quelle vitesse les pays se désengagent de nouvelles installations. De nombreux pays ont maintenant balayé leurs projets au charbon. Plusieurs autres pays ont indiqué avoir l'intention de faire de même, certains dans des [discours politiques](#), d'autres en signant la nouvelle clause «pas de nouveau charbon» de la déclaration sur la transition globale du charbon aux énergies propres [Global Coal-to-Clean Power Transition Statement](#) à la COP26 ou en rejoignant le [No New Coal Power Compact](#).

**Figure 7 : Pays ayant des projets en cours en 2021, Chine exclue (gigawatts)**

Projets annoncés = bleu, Projets pré-approuvé = jaune, Projets avec permis approuvé = orange



3. 22 de ces pays ne sont pas inclus dans le [Global Coal Plant Tracker](#).

Cela laisse 34 pays qui envisagent toujours l'utilisation du charbon au début de 2022 (Figure 7 & Appendice B),<sup>4</sup> en baisse par rapport à 41 pays en janvier 2021.<sup>5</sup> Tous

les plans sont annulés ou présumés annulés en République tchèque, Colombie, Djibouti, Côte d'Ivoire, Maroc, Papouasie-Nouvelle-Guinée, Sri Lanka et Ouzbékistan.

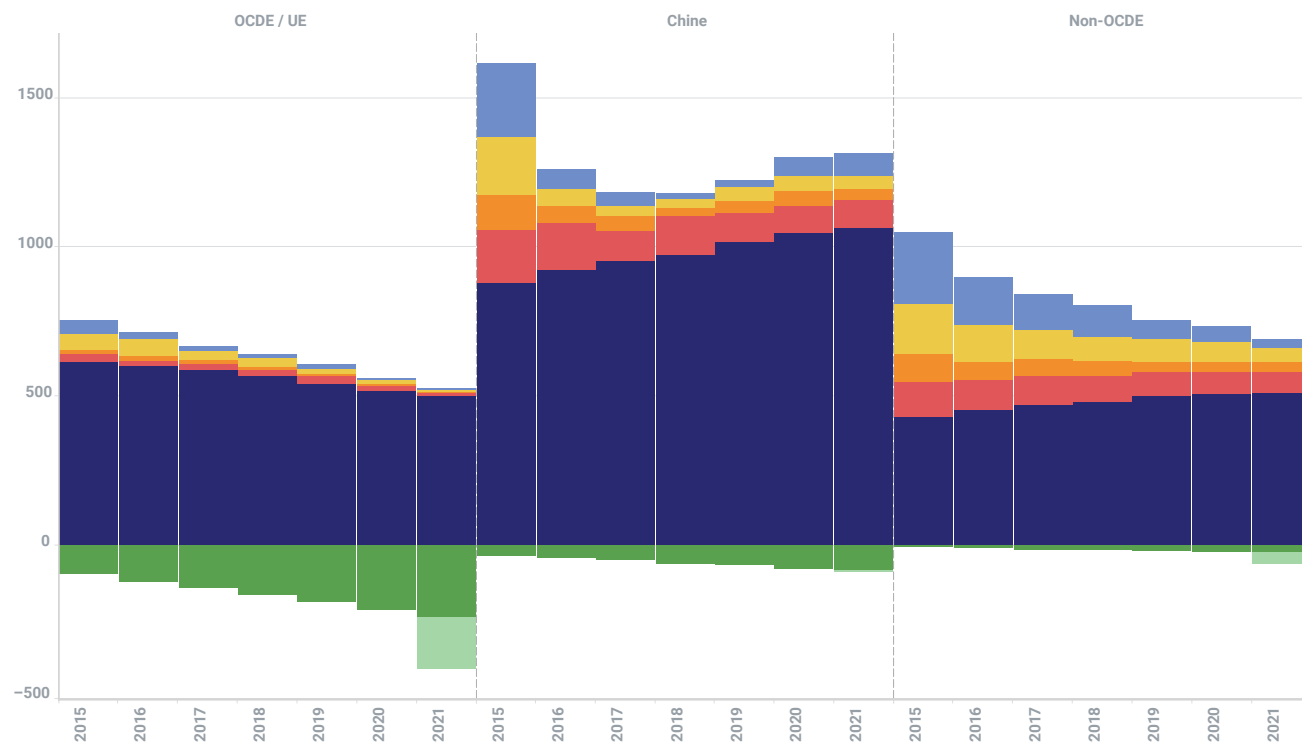
## La Chine contrôle de plus en plus le volume de centrales à charbon en développement, ce qui efface les progrès ailleurs dans le monde.

Les tendances concernant les projets de centrales au charbon peuvent se répartir en trois blocs, chacun avec une dynamique différente. (Figure 8).

**Figure 8 : Capacité globale au charbon par statut, 2015–2021 (gigawatts)**

OCDE/UE = gauche, Chine = milieu, Autres que OCDE ou Chine = droite

Annoncée = bleu clair, En phase d'étude = jaune, Permis accepté = orange, En construction = rouge, En opération = violet, Arrêtée depuis 2010 = vert foncé, Arrêt attendu d'ici 2030 = vert clair.



4. Des projets sont considérés au placard dans 12 pays additionnels : Argentine, Colombie, Djibouti, République démocratique du Congo, Géorgie, Kirgystan, Nigéria, Oman, Papouasie-Nouvelle-Guinée, Sri Lanka, Tadjikistan et Ouzbékistan. Il est à noter que certains projets en construction pourraient aussi être éliminés dans le futur. En particulier, des projets à charbon en cours de construction dans trois pays supplémentaires non répertoriés dans la figure 7 : la Corée du Sud, l'Iran et la Grèce.

5. [Un projet](#) au Niger a été présumé ré-annoncé. Note : Chaque année, Global Energy Monitor met à jour le statut des centrales à charbon en remontant jusqu'en 2015, ce qui entraîne de légers changements dans les chiffres indiqués dans les rapports précédents.

## Les projets de l'OCDE diminuent encore, mais il reste quelques pays à la traîne.

Les pays de l'OCDE continuent à tourner le dos au charbon. 86 % du groupe n'a actuellement plus aucun nouveau projet charbon en cours. Malgré la reconnaissance très nette parmi ces pays de la nécessité collective à arrêter de construire de tels projets, (et d'arrêter au plus vite les projets déjà existants) pour atteindre les objectifs de l'accord de Paris, six pays continuent à envisager de nouveaux projets au charbon : les États-Unis, l'Australie, la Pologne, le Mexique, le Japon et la Turquie. En 2021, le plan révisé de la Colombie pour l'augmentation de la production et du transport de l'électricité sur la période 2020–34 ne [prévoyait](#) aucun charbon, donc il est escompté que les unités en projet soient annulées, et le pays est retiré de cette section. Plusieurs des projets de l'OCDE reposent sur une promesse de technologies du «charbon propre», qui sont pour l'instant coûteuses, ineffectives et non documentées (voir ci-dessous pour plus d'information).

En réalité, beaucoup des projets qui restent dans l'OCDE, y compris des propositions récentes aux États-Unis et au Japon, ont peu de chance de voir le jour. La compagnie d'énergie du Mexique CFE a [annoncé](#) que son projet de 1,4 GW sera [abandonné](#) (le Mexique est membre du [Powering Past Coal Alliance](#)), tandis que les mauvaises

données économiques des centrales au charbon existantes en Australie rendent le [projet](#) de 1 GW peu probable. Aux États-Unis, seul un projet a vu le jour résultant d'un appui très fort de Trump pour un projet à charbon et il est peu probable qu'il arrive à terme étant donné le coût très élevé et la nécessité d'utiliser des subventions publiques. La compagnie japonaise J-POWER prévoit d'ajouter une unité de gazéification du charbon à [Matsushima](#) unité 2, une centrale de 500 MW construite en 1981. Rien qu'avec cette nouvelle addition, la diminution des émissions de [CO2](#) est réduite et contredit les engagements du Japon pour le climat dans le pays et en dehors. Un rapport non officiel indique que la centrale polonaise de 500 MW à [Leczna](#) ne sera pas construite étant donné la politique climatique de l'Union Européenne. La Turquie représente 74 % des projets pour l'OCDE, et reste le pays avec la sixième plus grosse capacité en projet dans le monde. Et pourtant malgré les politiques favorables au charbon du gouvernement, les nouveaux projets rencontrent une opposition farouche et des options de financement très réduites, avec des rejets forts dans le pays et la difficulté d'acquiescer des financements ayant conduit à l'abandon du projet de la centrale [HEMA de Amasra](#). La situation dans ces pays de l'OCDE est décrite plus en détail ci-dessous.

## Les pays non-membres de l'OCDE hormis la Chine se dirigent vers «No New Coal» (pas de nouvelles centrales à charbon)

Dans le reste du monde hormis la Chine, le mouvement de reflux du charbon prend de l'ampleur. 27 pays continuent d'envisager de nouveaux projets représentant une capacité totale de 108 GW (Appendice B). Parmi ces pays, toutes les propositions pour le Maroc, la Côte d'Ivoire, Djibouti, Papouasie-Nouvelle-Guinée, le Sri Lanka et l'Ouzbékistan sont considérées au placard ou annulées au jour d'aujourd'hui.

2022 verra l'Égypte accueillir la COP27, ce qui fait de la fin des nouvelles constructions au charbon en Afrique un objectif maintenant atteignable. Bien que 12 pays aient encore des projets au charbon – trois de moins depuis juillet 2021 (Côte d'Ivoire, Maroc et Djibouti) – sept de ces pays ont seulement un projet à l'étude, et les données économiques associées à la perte probable des piliers de l'aide économique chinoise pour des projets phare (faisant suite à l'allocution du Président Xi l'année passée),

rend beaucoup de projets africains caducs. La COP27 représente une opportunité pour la communauté internationale de soutenir le leadership africain régional pour s'éloigner des nouvelles constructions au charbon et pour la mise en œuvre d'un futur avec des énergies propres.

L'Asie du Sud et du Sud-Est représente maintenant 65 % des projets hors de Chine. Des engagements au niveau de l'état et des contraintes économiques fortes en Inde, ainsi que des signes politiques de l'éloignement du charbon au [Pakistan](#) et au [Bangladesh](#), suggèrent que davantage de projets pourraient être abandonnés en 2022. Bien que des projets très significatifs continuent d'exister en Indonésie, au Vietnam et au Laos, le [dialogue politique](#) et les [processus](#) de planification de l'énergie font de plus en plus apparaître les [risques](#) associés à l'addition de nouvelles capacités au charbon.

La défaveur des projets au charbon voit aussi émerger des avocats proéminents dans le Grand Sud en faveur du No New Coal, par exemple le [Sri Lanka](#) devenant co-président du [No New Coal Power Compact](#). Des pays comme le Maroc ou la Côte d'Ivoire ont aussi signé le protocole Coal to Clean de la COP26, s'engageant à annuler leurs projets de centrales au charbon. De plus, faisant suite à ses prévisions de mars 2021 qui annonçait 2,8 GW de nouvelles capacités au charbon, la [Malaisie](#) a corrigé le tir en juin

2021 et annoncé la fin des nouveaux projets au charbon dans son plan de transition énergétique.

Collectivement, la nouvelle tendance à s'éloigner des projets au charbon isole de plus en plus la Chine. C'est une tendance qui continuera probablement en 2022 alors que de plus en plus de pays abandonnent les projets restants, et ce en particulier si la Chine maintient sa promesse de ne plus construire de centrales au charbon à l'étranger.

## LE FLOT DES FINANCEMENTS PUBLICS POUR LE CHARBON SE TARIT EN 2021

L'année 2021 a fermé la porte au financement public international pour le charbon, alors que des gouvernements comme le Japon, la Corée du Sud et la Chine ont tous promis de cesser le soutien des projets de centrales au charbon, et ceci étant suivi par une promesse similaire des pays du G20 durant les discussions sur le climat en 2021.

Cette annonce est notoire alors que le Japon, la Corée du Sud et particulièrement la Chine ont joué le rôle de financier de la dernière heure pour les nouvelles centrales, étant donné le retrait des banques de développement internationales du financement du charbon. Avec le retrait de ces trois pays suivi de celui du G20, il ne reste essentiellement plus aucune source internationale significative pour de nouvelles centrales à charbon.

Potentiellement, le plus grand impact de ces promesses sera celui de la promesse faite par la Chine, suite à l'annonce faite par le Président Xi Jinping à l'assemblée générale des Nations Unies en septembre 2021 que la Chine «ne construira plus de nouvelles centrales à charbon à l'étranger». Cette nouvelle a été suivie par une [annonce](#) de la Banque de Chine qu'elle ne financera plus de nouvelles centrales à charbon et de projets miniers en dehors de Chine à partir du 1er octobre 2021.

À ce jour, la Chine propose de financer 56 centrales à charbon totalisant 52,8 GW de capacité, selon le rapport de Global Energy Monitor, [Global Coal Public Finance Tracker](#). Si l'annonce de la Chine exclut tout financement public futur, alors les 56 centrales à charbon courent le risque d'être annulées, étant donnée l'absence d'autres

sources de financements pour de tels projets à l'international ou dans les pays hôtes.<sup>6</sup>

Selon une analyse de [GEM/CREA](#) en 2021, l'abandon des centrales à charbon dépendantes du support de la Chine reviendrait à la suppression de deux tiers des centrales à charbon en projet de construction en Asie (en excluant la Chine et l'Inde), laissant juste 22 GW dans seulement huit pays. Pour certains pays, tels le Bangladesh et le Sri Lanka, l'impact de l'annonce de la Chine est substantiel, puisque cela signifie l'arrêt de pratiquement tous les projets au charbon.

En Afrique, l'abandon de ces projets de centrales diminuerait les 15,9 GW de capacité en projet de moitié, étant donné que la Chine a été le principal soutien financier des nouvelles centrales sur ce continent.

Cependant, la vraie signification et l'étendue de la promesse chinoise reste à vérifier. L'utilisation du terme «nouveau» dans l'allocution de Xi implique que les projets avec des contrats déjà signés et ceux suffisamment avancés pour la planification avant cette annonce pourraient en être exclus. À l'exception de quelques projets (voir l'encadré), à ce jour il est peu clair de savoir si la Chine coupera le cordon pour les 56 centrales en projet que ses banques publiques et compagnies privées envisagent de financer.

Au vu de la diminution drastique des financements publics directs pour le charbon, tout projet au charbon nécessitera des subventions gouvernementales conséquentes et des fonds domestiques privés pour voir le jour. Cela sera un challenge si beaucoup des banques privées

6. Il est à noter que l'engagement de la Chine pour des projets énergétiques à l'étranger ne se limite pas au financement. Des accords pour les bureaux d'études, la fourniture d'équipements et le génie civil (EPC) ainsi que la vente de chaudières, turbines et autres équipements énergétiques sont importants, et pourraient être pris en compte dans la promesse de ne pas «construire» de nouvelles centrales à charbon.

dans les pays où la Chine avait proposé de financer de nouveaux projets n'ont pas un capital suffisant pour financer de larges projets d'envergures au charbon. Vu comme

ça, les chances de succès de nouveaux projets au charbon progressant jusqu'au stade de la construction sont de plus en plus minces.

## CENTRALES À CHARBON AFFECTÉES PAR LA PROMESSE DE LA CHINE DE CESSER LES FINANCEMENTS

Peu de temps après l'annonce du président Xi en septembre 2021 selon laquelle la Chine «ne construira plus de nouvelles centrales à charbon à l'étranger», un porte-parole de Ncondezi Energy au Mozambique a dit qu'il s'attendait à ce que les projets «les plus avancés» tels que ceux proposés pour les centrales de [Ncondezi](#) soient honorés par les parties chinoises. En 2019, Ncondezi Energy a signé un accord de développement en partenariat avec China Machinery Engineering Corp. (CMEC) pour une centrale; le porte-parole dit que CMEC reste engagé pour le projet et continue à mener le plan de financement, bien que le financement reste encore à obtenir.

En novembre 2021, l'ambassadeur de Chine en Afrique du Sud a dit que les institutions appartenant au gouvernement chinois ne fourniraient pas de financement pour le projet de centrale de [Musina-Makhado](#) en Afrique du Sud, un large projet de centrale au charbon représentant de 1,3 à 3,3 GW conçu pour apporter un approvisionnement captif en énergie pour une large zone de nouveau développement industriel dans la région.

En décembre 2021, China Energy a [remporté](#) un appel d'offres pour la fourniture d'équipements à la centrale de

[Sulawesi Labota](#). L'appel d'offres pour la première phase du projet a été signé par China Energy en août 2021.

En janvier 2022, la compagnie d'investissement Sunningwell International Limited a dit que les prêts de la Banque de Chine ne seraient pas disponibles pour la centrale en projet de 700 MW [Ugljevik III](#) en Bosnie-Herzégovine, rendant le futur du projet incertain.

En février 2022, le gouvernement du Pakistan a accepté d'inclure le projet très souvent retardé de centrale [Gwadar](#) soit 300 MW dans ses prévisions prioritaires de paiement des factures après la mise en service. Cette décision est prise pour répondre aux inquiétudes des compagnies d'assurance chinoises, qui avaient précédemment refusé d'accorder leurs garanties pour un prêt à Gwadar en raison de problèmes de paiement pour d'autres projets financés par la Chine au Pakistan. En retour pour la haute priorité accordée, le gouvernement chinois a assuré qu'il apportera tout le soutien nécessaire pour la clôture financière du projet.

En février 2022, Energy China a aussi [signé un contrat](#) (EPC) pour 4x380 MW de capacité à la centrale de [Halmahera Persada Lygend](#) en Indonésie.

## COMPTABILISONS LES ENGAGEMENTS : L'IMPACT DE L'ACCORD DE GLASGOW SUR LA CAPACITÉ GLOBALE DE PRODUCTION AU CHARBON

Les centrales au charbon représentent globalement la plus grande source d'émissions de CO<sub>2</sub> liée à l'énergie; la réduction de l'usage du charbon pour la production d'énergie représente la part la plus importante pour le chemin possible pour atteindre les objectifs de réduction des émissions qui rendent possible l'engagement de l'accord de Paris de limiter l'augmentation globale des températures à 1,5 degré Celsius. Pour s'aligner sur cet objectif, les [modèles](#) de l'Agence internationale de l'énergie des pays de l'OCDE reposent sur une élimination de l'énergie au charbon d'ici 2030 et pour le reste du monde d'ici 2050.

Comme noté ci dessus, durant les phases préparatoires et pendant le sommet de Glasgow pour le climat (COP26) en novembre 2021, les pays ont annoncé un nombre sans précédent d'abandon progressif du charbon, «pas de nouveaux projets au charbon», «fin des projets et du financement du charbon à l'étranger», et engagement à un niveau zéro des émissions. Les promesses et les annonces, si elles sont complètement mises en place, marquent un tournant dans l'effort global pour se dégager du charbon et réduire les émissions du secteur énergétique :

- 370 centrales au charbon supplémentaires (290 GW) ont reçu une date effective de fermeture. Après les engagements pris pendant la phase préparatoire et au sommet de Glasgow, ce sont 750 centrales à charbon dans le monde totalisant 550 GW de capacité de production – soit 26 % de la capacité totale au charbon – qui ont une date de démantèlement, alors que 1 600 autres centrales (1 420 GW) sont soumises à un objectif de neutralité carbone mais n'ont pas de décisions d'arrêt. Le chiffre de 750 est pratiquement le double des 380 centrales (260 GW) qui avaient reçu une date de démantèlement avant le processus en 2020–21 d'emballage des ambitions qui a culminé à Glasgow.
- Seulement 170 centrales (89 GW), ou 5 % de la flotte en opération à ce jour, ne sont concernées par aucun engagement. Il y en avait 2 100 (1 800 GW) avant le processus de Glasgow.
- 90 nouveaux projets au charbon (88 GW) seront très probablement abandonnés à cause de la résolution «pas de nouveau charbon» ou plus de financements de nouveaux projets d'énergie fossile – ce qui représente deux tiers de toutes les centrales en projet en dehors de Chine.
- 130 autres nouveaux projets (165 GW), en particulier en Chine et en Indonésie, sont réévalués puisqu'il n'y a pas de place pour eux pour être en activité avec le nouvel objectif de neutralité carbone.
- Toutes les décisions d'abandon progressif du charbon ne sont pas en accord avec les engagements de l'accord de Paris. Seulement 250 des centrales au charbon déjà existantes (180 GW, ou 37 % de la capacité totale de l'OCDE) sont prévues pour fermer avant 2030 dans l'OCDE et 130 centrales hors de l'OCDE (100 GW, ou 6 % de la capacité totale hors de l'OCDE) ont une fermeture prévue avant 2050.
- Si les ambitions de l'Allemagne à totalement abandonner le charbon idéalement d'ici à 2030 sont affirmées, et en assumant que le but américain de l'Énergie Propre pour 2035 signifie un abandon du charbon d'ici à 2030, le nombre de centrales à charbon qui respectent la date d'abandon prévue par le protocole de Paris augmenterait de 590 (460 GW, ou 22 % de la capacité charbon globale).
- Le nouvel objectif de l'Inde pour les capacités de production d'énergie propre permettra au pays de commencer à abandonner le charbon bien avant 2030, même si on suppose que la demande continuera de croître avec un rythme équivalent à celui avant la Covid.

Il y a cependant un fossé dans les arrêts programmés pendant les 10 ans à venir, alors que la Chine est encore dans une phase majeure d'augmentation et les autres pays, en particulier dans l'OCDE comme le Japon et la Corée du Sud prévoient de continuer à utiliser leur flotte au delà de la date butoir de 2030 pour un abandon progressif dans les pays développés. Il y a aussi un travail massif à accomplir pour traduire les grandes annonces en des fermetures centrale par centrale.



## Progrès au niveau des centrales

Pour mesurer les progrès pour aligner les plans d'augmentation ou de diminution de capacité avec les engagements de l'accord de Paris, CREA et GEM ont fait des projections de capacité en fonction du temps en supposant (1) que tous les projets de nouvelles centrales actuellement en projet aboutissent et (2) que les centrales qui n'ont pas une date de démantèlement connue ou un projet de réfection pour abandonner le charbon seront arrêtées selon le rythme moyen dans la région où elles sont.<sup>7</sup>

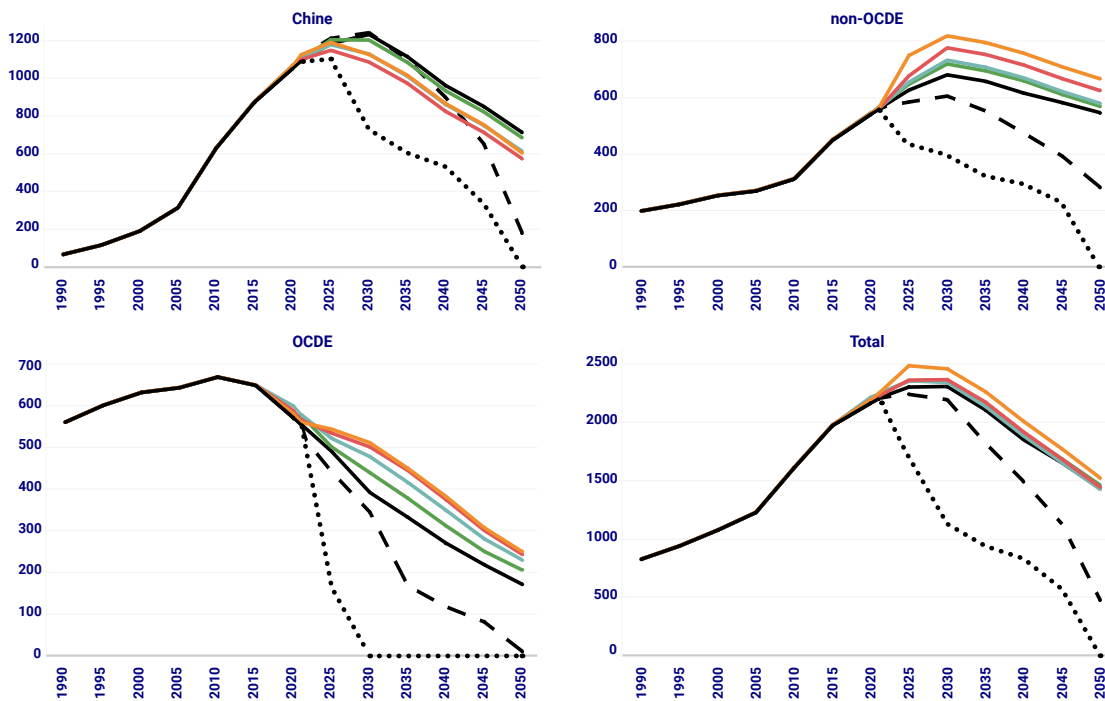
Les différentes versions des bases de données des compteurs de centrales à charbon publiées entre janvier 2018 et janvier 2022 donnent un aperçu de comment les scénarios pour la capacité globale au charbon ont changé, et permettent de suivre les progrès accomplis pour tenter de prendre le contrôle du charbon pour se tenir à l'objectif des 1,5 degré C. Les échéanciers d'arrêt progressif du charbon sont basés sur un [rapport](#) de 2018 de Global

Energy Monitor et Greenpeace, qui ont développé des prévisions régionales cohérentes avec les projections de production d'énergie au charbon dans les scénarios IPCC pour contenir le changement de température à 1,5 degré Celsius. Ces projections ne sont pas des scénarios fiables financièrement, mais plutôt une illustration de la façon dont le secteur industriel change les plans – ou ne les change pas – en réponse aux changements économiques et politiques.

Comme le démontre la figure 9, tandis que la neutralité carbone de la Chine en 2060 requiert que la plupart des centrales à charbon soient éliminées d'ici à 2050, l'industrie du secteur énergétique continue à planifier une expansion des capacités au charbon durant la décennie en cours qui éloignent la réalité de plus en plus loin des prévisions de l'accord de Paris pour au moins jusqu'à la fin des années 2040.

**Figure 9 : Capacité historique et en projection par région (1990–2050), engagements actuels et fossés pour limiter le changement de température à 1,5 degré Celsius (gigawatts)**

Graphes : Chine = en haut à gauche, Pays non-membres de l'OCDE (hors Chine) = en haut à droite, OCDE = en bas à gauche, Total = en bas à droite.  
Prévisions (lignes) : 1,5 degré C = ligne en pointillés, situation inchangée = ligne pleine, selon promesses = ligne en traits espacés.  
Capacité totale estimée par l'année : orange = 2017, rouge = 2018, bleu = 2019, vert = 2020, noir = 2021.



7. Plus d'information sur les hypothèses de calcul sont présentées dans l'appendice C (Méthodologie d'Analyse du Climat) à la fin de ce document.

Cependant, les autres pays hors de l'OCDE ont fait des progrès significatifs pour rabaisser les capacités futures au charbon tous les ans depuis 2017. Les engagements de stopper les nouveaux projets au charbon et l'arrêt des projets fossiles à l'étranger dans les travaux préparatoires et le sommet de Glasgow ont marqué un énorme pas supplémentaire. Les pays de l'OCDE ont aussi fait des progrès pour l'arrêt progressif de l'énergie au charbon, bien qu'ils soient encore très loin d'atteindre la fin en 2030 ce qui serait conforme à l'accord de Paris. Cependant, la capacité totale projetée n'a toujours pas bougé, puisque tous les arrêts de projets de nombreux pays de l'OCDE et hors de l'OCDE sont totalement effacés par les nouveaux projets en Chine.

À la fin de 2017 (ligne orange), la capacité totale pour l'OCDE était de 670 GW, et on attendait qu'elle baisse à 511 GW d'ici à 2030. À la fin de 2021 (ligne pleine noire), les décisions nationales gouvernementales et celles prises par les opérateurs pour des cessations de production dans les pays de l'OCDE ont vu la capacité projetée pour 2030 chuter de 119 GW, pour atteindre 392 GW. Une mise en œuvre complète des engagements des accords de Glasgow verrait la capacité charbon totale de l'OCDE chuter de 75 % d'ici à 2035, pour atteindre 170 GW. Cependant, l'objectif de limiter la hausse de température à 1,5 degré C nécessite un arrêt total dans l'OCDE pas plus tard que cette date.

Les pays de l'OCDE avec la plus large projection de capacité au charbon en 2030 sont les États-Unis, le Japon, la Turquie, l'Allemagne, la Corée du Sud, la Pologne et l'Australie. Parmi ces pays à la traîne, la Turquie est le pays qui prévoit la plus grande augmentation de sa production au charbon.

La capacité de production au charbon estimée en 2030 pour les pays non-membres de l'OCDE en excluant la Chine a chuté de 138 GW depuis 2017, et la mise en œuvre complète des engagements de l'accord de Glasgow réduirait la capacité totale d'environ 80 GW supplémentaires. Les plus grandes réductions en comparaison avec la situation en 2017, en prenant en compte les engagements de Glasgow ont eu lieu en Inde (60 GW), au Vietnam (19 GW), au Bangladesh (17 GW) et en Égypte (15 GW).

Les nouveaux projets charbon initiés ou redémarrés en Chine depuis 2017 signifient que la capacité au charbon prévue pour le pays a augmenté d'au moins 106 GW, effaçant la moitié de la réduction dans le reste du monde. La capacité au charbon de la Chine selon les engagements pour la neutralité carbone commence à diverger du scénario «la vie comme d'habitude» seulement vers la fin des années 2040. Cependant pour arriver à cet objectif il est primordial qu'aucun nouveau projet ne soit commencé d'ici là.

Globalement, la projection de capacité au charbon en 2030, si tous les engagements de l'accord de Glasgow sont respectés, est de 2 200 GW, alors que la capacité correspondante avec le scénario d'un réchauffement maximum de 1,5 degré C selon l'IPCC est estimée à à peine la moitié, ou 1 100 GW. Donc il faut trouver encore 1 100 GW à fermer ou démanteler – soit une estimation de 340 GW dans l'OCDE, 500 GW en Chine, et 200 GW dans le reste du monde – pour coller aux émissions allouées à chaque zone pour limiter le réchauffement à 1,5 degré C.

## LE RÔLE DES TECHNOLOGIES DU «CHARBON PROPRE» DANS LA DÉCARBONISATION DU SECTEUR DU CHARBON; UNE DISTRACTION COÛTEUSE ET INCERTAINE

Un mot qui a fait l'actualité en anglais en 2021 est «abattement» (atténuation), ce qui dans le cas de la production d'électricité au charbon est généralement interprété comme l'utilisation des méthodes de capture et de stockage du gaz carbonique (CSC; CCS en anglais) ou de capture, utilisation et stockage du gaz carbonique (CCUS en anglais) ou autres technologies «avancées» pour réduire les émissions de gaz carbonique. Bien que la capture du carbone soit une technologie critique pour répondre au changement climatique dans

certains secteurs, jusqu'à ce jour elle n'a joué qu'un rôle marginal très limité pour réduire les émissions à cause de son coût prohibitif. En conséquence, les chercheurs sur le climat, les activistes, les avocats pour l'environnement prônent depuis longtemps que les technologies CCS ne font que prolonger la dépendance du monde pour les énergies fossiles et sont une distraction au lieu de chercher un pivot vraiment nécessaire pour développer les alternatives renouvelables. Cependant, plutôt que de s'affranchir de ces technologies

«avancées» pour les centrales à charbon, en 2021 des pays comme les États-Unis et le Japon ont redoublé leur effort en la matière.

Malgré les problèmes répétés et les reculs des CCS, de nombreuses stratégies de réduction progressive continuent à placer leurs espoirs dans le développement et le déploiement massif des technologies de CCS pour réduire les émissions dues au charbon, tels que le plan de la compagnie [Korea Electric Power Corporation](#) et bien d'autres. D'autres au contraire ont décidé d'abandonner les méthodes de CCS : comme [l'a dit](#) le PDG d'Enel, la capture de charbon et son stockage «n'a pas marché» pour l'industrie électrique jusqu'à maintenant. La meilleure solution pour le climat est «d'arrêter d'émettre du carbone».

En plus des CCS, le gouvernement japonais a proposé de convertir les centrales thermiques existantes pour en faire des installations avec des émissions «zéro» en utilisant des technologies de pointe pour le charbon comme une double combustion avec de l'ammoniac et la gazéification du charbon (IGCC), pour essayer de réconcilier la dépendance du pays dans le charbon et ses ambitions de neutralité carbone.

Un rapport d'audit américain [critique](#) le gaspillage des fonds pour des projets de capture du charbon : sur les 1,1 milliard de US\$ dépensés par le Département américain pour l'Énergie dans 11 projets CCS, seulement trois ont été construits. Le projet CCS pour le charbon qui a été construit – l'installation de capture de carbone de Petra Nova qui devait capturer 90 % des émissions de gaz carbonique des 240 MW de la centrale de [Parish](#) – était le seul grand projet du pays de capture du charbon dans une centrale à charbon avant qu'il ne soit interrompu en mai 2020 du fait du bas prix du baril, ce qui a réduit la demande pour le gaz carbonique comprimé. Au Canada, l'installation de CCS à la centrale de [Boundary Dam](#), décrite comme «le seul projet de capture de charbon sur une centrale de grande taille» était aussi [débranchée](#) durant plus de la moitié de 2021 à cause de problèmes techniques. Les fréquentes pannes à Petra Nova et Boundary Dam en à peine quelques années d'exploitation sont un [marqueur d'alerte](#) pour les régulateurs et les investisseurs qui examinent les propositions de capture de carbone.

Un groupe d'une centaine d'investisseurs majeurs a récemment demandé [urgemment](#) aux compagnies électriques de ne pas utiliser des offsets pour atteindre une partie de leurs objectifs de décarbonisation, et de diminuer leur utilisation des captures de carbone à cause des risques et des coûts élevés. Dans de nombreuses régions du monde, les centrales à charbon existantes sont déjà non compétitives. Ajouter les coûts de CCS rend le charbon encore moins compétitif. Lazard [estime](#) que le coût de production moyen actualisé (LCOE en anglais - Levelised Cost of Energy) d'une centrale électrique au charbon avec 90 % de CCS, en excluant le coût du transport et du stockage, est de US\$152 par mégawatt par heure (MW/h) – bien plus cher que les énergies renouvelables ou toute autre alternative. Une agence australienne [estime](#) que le coût LCOE pour une centrale à charbon couplée à une récupération CCS sera de A\$162 à A\$211 par MW/h en 2030, comparé au coût LCOE de l'éolien et du solaire en comptant les coûts d'intégration de A\$46 à A\$67. Le coût élevé des CCS dans le domaine énergétique est aussi repris dans la recherche qui [conclut](#) que «les valeurs hétérogènes des méthodes de CCS dans différentes applications suggèrent qu'un support ciblé, plutôt que généralisé pour les méthodes CCS représente la meilleure politique pour le climat». Cela illustre la frappante distinction entre le succès des énergies renouvelables pendant les dernières décennies et l'échec des technologies de capture du carbone pendant la même période.

Alors que les chercheurs et les communautés l'ont [clamé](#) depuis des années, un abandon progressif du charbon pour permettre une transition juste vers un système énergétique durable est le seul chemin possible pour arriver à réduire les émissions de gaz carbonique des centrales à charbon. Cette transition continue d'être retardé par les fausses chimères et les incertitudes des technologies du «charbon propre». La dépendance entretenue et les investissements dans des infrastructures coûteuses, non nécessaires et obsolètes pour des installations énergétiques au charbon se fait ultimement au détriment des objectifs climatiques, de la santé publique, de l'environnement et des communautés affectées par le charbon.

## AUX ÉTATS-UNIS, L'ÉLAN VERS LA FIN DES CENTRALES À CHARBON DOIT ACCÉLÉRER

Les États-Unis restent le troisième pays pour la capacité de production au charbon en activité au niveau mondial derrière la Chine et l'Inde. Pour atteindre ses objectifs pour le climat, le pays doit rapidement prendre à bras le corps une flotte de centrales démodées. Le Sierra Club a travaillé avec des partenaires pour s'assurer que plus de la moitié de la capacité à charbon américaine qui était en ligne en 2009 est maintenant en arrêt ou prévue d'être en arrêt avant 2031. Cependant, si on s'en tient aux démantèlements annoncés, les États-Unis resteront quand même le pays de l'OCDE avec la capacité en opération la plus importante en 2030, et le rythme des arrêts doit s'accélérer.

En 2021 le total des capacités retirées a diminué pour la deuxième année consécutive, passant de 16,1 GW en 2019 à 11,6 GW en 2020, jusqu'à seulement une estimation de 6,4 GW à 9 GW en 2021. Pour atteindre les objectifs climatiques, les États-Unis **doivent** retirer 25 GW annuellement en moyenne entre maintenant et 2030, ce qui est proche du chiffre historique (21,7 GW) atteint en 2015.

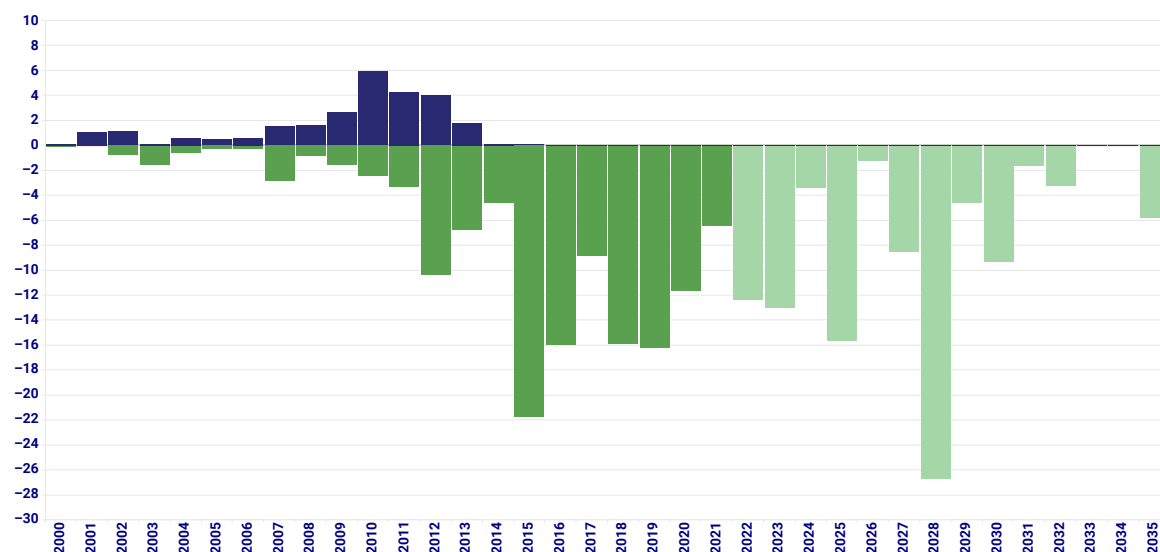
Cependant, le nombre d'arrêts par an ne donne pas une image complète des progrès et de l'élan des États-Unis pour s'éloigner du charbon. Les nouvelles annonces d'arrêt dans le futur montre la tendance. Selon une analyse du Sierra Club, en 2021, 16 GW de capacité à charbon a été

annoncée comme devant être mise en arrêt avant 2031. Ceci est supérieur aux annonces annuelles vérifiées par le Sierra Club au cours de quatre des cinq années précédentes. Cependant, le pays doit agir maintenant et au cours des prochaines années pour renforcer et appliquer les mesures de protection fédérales contre la pollution des centrales au charbon, investir dans les communautés en transition et accélérer l'adoption des énergies renouvelables. Sans une action fédérale coordonnée, les progrès continueront, mais seront plus lent que nécessaire pour faire face à la crise climatique et pour remplir les promesses et obligations climatiques historiques du pays.

En avril 2021, le Président Biden a annoncé que les États-Unis s'engageaient à réduire les émissions de gaz à effet de serre sur les huit prochaines années de 50 à 52 % de ce qu'elles étaient en 2005, un engagement formalisé dans le cadre de l'accord de Paris. L'administration Biden s'est aussi engagée à créer un secteur énergétique sans pollution du charbon d'ici à 2035 et une économie à neutralité carbone avant la date de 2050. Cependant, seulement environ la moitié des capacités (107,8 GW sur 227,6 GW) des États-Unis pour les centrales au charbon est actuellement prévue pour un arrêt avant 2035, ce qui est quand même une augmentation d'une estimation de 76,6 GW sur 233,6 GW en [2020](#). Atteindre les objectifs nationaux et

**Figure 10 : Capacité au charbon mise en opération et en arrêt aux États-Unis (2000–2021) et prévision d'arrêts jusqu'en 2035 (gigawatts)**

Mise en opération = violet, Mise en arrêt = vert, Prévue d'être mise en arrêt = vert foncé



climatiques nécessitera une accélération des plans d'arrêts (Figure 11). De plus, bien que d'autres centrales soient planifiées pour un arrêt entre 2036–2049, 105 GW des capacités de production n'ont aucune date d'arrêt en vue.

En mars 2022, le Sierra Club estime que les États-Unis doivent obtenir des annonces d'arrêt dans le futur d'une moyenne de 17 GW de charbon chaque année jusqu'en 2030, soit un peu plus que les progrès réalisés en 2021.

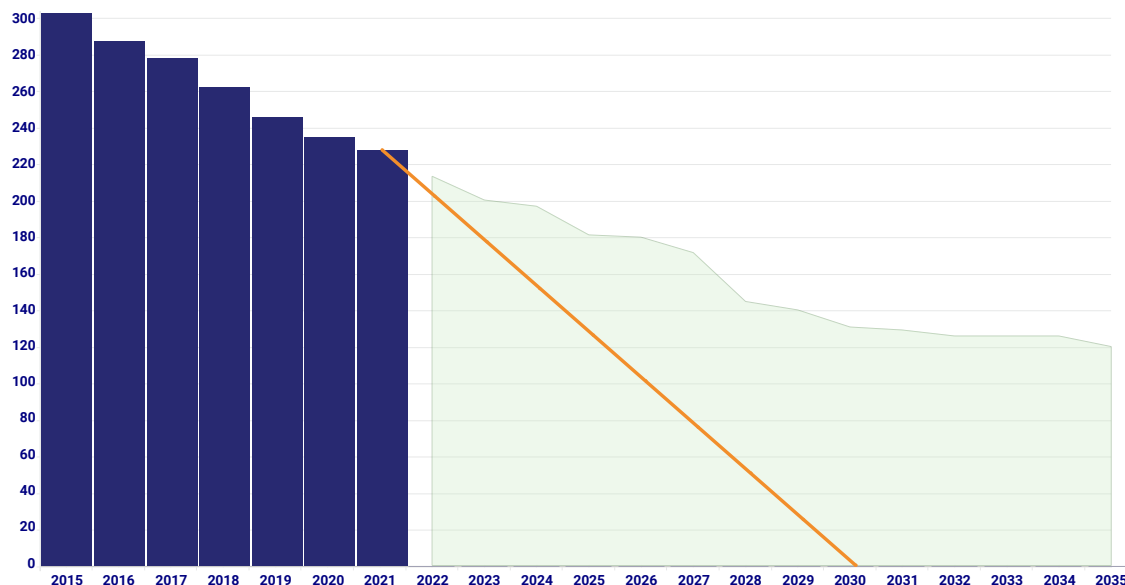
Récemment, l'administration Biden a pris des mesures initiales pour rénover ou renforcer les mesures de régulation des centrales à charbon, les rendant plus coûteuses à exploiter et moins compétitives comparées aux alternatives – bien que ces mesures soient très en deçà de ce qui est nécessaire pour atteindre les objectifs de l'accord de Paris. Début 2022, l'Agence pour la Protection de l'Environnement a refusé les extensions de lieux de stockage des cendres du charbon et agi pour relancer les bases légales régulant les émissions de mercure qui avaient été mises de côté par l'administration Trump (des actions qui aident à renforcer la protection de la santé publique et ajoutent des pressions sur des centrales déjà peu rentables). Pour atteindre les objectifs, l'administration doit poursuivre un agenda agressif de mesures de régulation et le Congrès doit voter des plans ambitieux pour le climat, comme souligné dans les [analyses](#) de GEM.

Comme c'est le cas en Europe et dans d'autres pays du monde, de nombreuses centrales au charbon ont fermé à cause de leur rentabilité économique déclinante résultant de la baisse des coûts des autres alternatives et de l'ajout de régulation pour l'environnement. Les taux d'utilisation des centrales à charbon ont aussi baissé de manière significative à cause de leur manque de compétitivité sur le marché actuel de l'énergie. Cependant, les risques historiques et nouveaux du secteur électrique en rapide transformation dans le pays ne peuvent pas être ignorés. Par exemple, les chimères des technologies de capture du carbone ou l'utilisation intensive d'électricité pour les crypto-monnaies retardent ou pourraient retarder le démantèlement de certaines des centrales non compétitives.

La centrale du [CONSOL Energy Mining Complex](#) est emblématique des dangereuses promesses des technologies de capture du carbone pour prolonger le charbon (voir l'encadré). La phase de recherche actuelle du projet a été soutenue par un financement public en 2020, et la compagnie d'énergie de Pennsylvanie (opérateur au charbon) a pour but de commencer la construction en 2024 pour une mise en opération en 2028. La centrale de [Coal Creek](#) au Dakota du Nord devait aussi s'arrêter en 2022, faisant suite à des années de pertes financières, mais

**Figure 11 : Capacité de production au charbon aux États-Unis; niveau historique et projections (2015–2035) et fossé pour atteindre la limitation des changements de température à 1,5 degré C (gigawatts)**

Capacité en opération = violet, Capacité en opération prévue selon les arrêts planifiés = vert clair, Réduction de capacité en opération nécessaire pour l'objectif de 1,5 degré = ligne orange.



en juin 2021, Rainbow Energy Marketing a révélé qu'ils avaient signé l'achat de la centrale, avec un plan de la rénover en utilisant des systèmes de capture du carbone. Les textes législatifs en projet dans la réforme rénovatrice du Président Biden Build Back Better proposent aussi des subventions pour le carbone qui est capturé ou récupéré dans les équipements de génération d'électricité, ce qui d'après les activistes pourraient retarder l'arrêt de centrales obsolètes qui dans le court terme ne mettraient en oeuvre aucune telle capture.

De plus, les énormes quantités d'électricité nécessaires à l'exploitation des crypto-monnaies font planer la menace

d'une **reprise** partielle de certaines centrales à charbon. Par exemple, la centrale de **Hardin**, une centrale au charbon de 115 MW au Montana, devait **fermer en 2018** à cause d'un manque de clients, mais a signé un accord avec une compagnie qui mine des bitcoins en 2020.

Les États-Unis, comme beaucoup d'autres pays, doivent aussi s'assurer que leur flotte au charbon n'est pas remplacée par des installations au gaz naturel pour atteindre l'objectif de production électrique sans carbone pour 2035. Le pays est déjà le premier producteur mondial d'électricité au gaz naturel représentant plus d'un quart des capacités mondiales.

## LES NOUVELLES INSTALLATIONS AU CHARBON CONTINUENT DE DÉCLINER EN ASIE DU SUD ET DU SUD-EST

La chute vertigineuse historique des **projets** au charbon en 2021 envisagée suite aux annonces par le Bangladesh, le Pakistan, les Philippines, le Vietnam et l'Indonésie ne s'est pas matérialisée, alors que des projets au charbon ont été annulés mais pas à l'échelle initialement envisagée au vu des annonces gouvernementales et des plans. De plus, la formalisation des arrêts des projets soutenus par la Chine reste encore à vérifier. Néanmoins, les projets en Asie du Sud et du Sud-Est continuent à décliner en 2021.

La tendance est à noter puisque cette région a longtemps été considérée comme le prochain centre mondial de la production au charbon, après la Chine. Cette région représente 65 % des capacités en phase de pré-construction en dehors de la Chine : 38,8 GW (31 %) en Asie du Sud-Est et 41 GW (33 %) en Asie du Sud. Des financements plus difficiles à obtenir, les coûts en diminution pour le solaire et l'éolien, et l'opposition du public peut fermer la porte à beaucoup de projets encore en cours dans la région. La communauté internationale peut soutenir ces régions en s'éloignant du charbon par le financement public et privé d'énergies propres; le soutien au développement d'un réseau électrique flexible; et des aides techniques et en capacité pour stimuler le cadre réglementaire qui accélèrera la transition du charbon aux énergies propres.

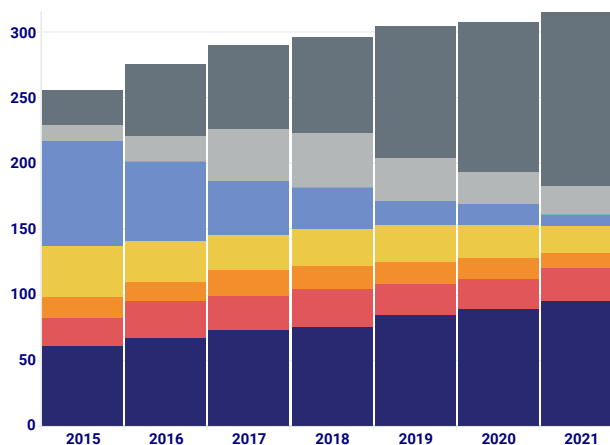
En Asie du Sud-Est, l'Indonésie (40,1 GW), le Vietnam (22,7 GW), la Malaisie (13,2 GW) et les Philippines (10,5 GW) représentent 90 % des 95,6 GW de capacité de la région en opération. 5,2 GW de nouvelles capacités au charbon ont commencé leurs opérations en Indonésie, au Vietnam, et dans une petite unité au Cambodge.

Dans le même temps, l'Indonésie (10,8 GW), le Vietnam (20,1 GW) et le Laos (6,1 GW) représentent 90 % des projets en phase de pré-construction dans la région. Les capacités au charbon en pré-construction et en construction ont baissé de 79,5 GW à 66 GW en 2021, soit une baisse de 17 %.

Les capacités charbon en proposition au Laos incluent une extension à la centrale existante de **Hongsa**, quatre centrales en pré-construction et un projet mis de côté pour l'instant, la plupart de ces projets étant destinés à

**Figure 12 : Capacité au charbon en Asie du Sud-Est par statut, 2015–2021 (gigawatts)**

Annulée = gris foncé, Au placard = gris clair, Annoncée = bleu, En phase d'étude = jaune, Permis accordé = orange, En construction = rouge, En opération = violet  
(la capacité démantelée en 2021 était <1 GW, non représentée)



l'exportation vers les pays voisins. En 2021, le Cambodge [a annoncé](#) qu'il ne construirait plus de nouvelles centrales à charbon en dehors de celles déjà [approuvées](#), ceci s'inscrivant dans la [stratégie](#) pour la neutralité carbone en 2050. Cette stratégie avait été très bien accueillie bien que dans les faits cela ne marque pas un changement en ce qui concerne les projets en développement pour le charbon : 1 GW en construction sur trois centrales et le permis approuvé pour la centrale de 700 MW de [Botum Sakor](#). Les projets en phase de pré-construction au Cambodge et de nombreux projets au Laos seront très certainement [impactés](#) à cause du retrait de la Chine des projets étrangers.

En Thaïlande, plusieurs projets controversés – les propositions de centrales de [Krabi](#), [Thepha](#) et [Kao Hin Son](#) – sont supposés supprimés en 2021 et remplacés par des projets au gaz naturel, comme celui de [Surat Thani](#). Cependant, le projet restant pour une unité de 665 MW de renouvellement prévu pour 2026 à la centrale de [Mae Moh](#), a effectivement reçu son permis de construire.

Brunei, la Malaisie et Myanmar n'ont aucun projet au charbon en développement, et le premier et probablement le dernier projet au charbon de la Papouasie-Nouvelle-Guinée – la centrale de 52 MW de [Lae](#) – est considéré au placard en 2021 et continue à rencontrer des oppositions. L'Indonésie, le Vietnam et les Philippines seront examinés plus en détail ci-dessous.

En Asie du Sud, l'Inde représente 96 % (231,9 GW) des 239,6 GW de capacité au charbon de la région. En 2021, 6,4 GW de nouvelle capacité au charbon sont entrés en opération dans la région, tous en Inde à l'exception de la petite centrale de [Hub Cement](#) au Pakistan. L'Inde représente 61 % (23,9 GW) des capacités en phase de pré-construction dans la région, le reste étant au Bangladesh (10,9 GW) et au Pakistan (4 GW). Les pré-constructions et constructions dans la région ont baissé de 109,9 GW à 80,2 GW en 2021, une diminution de 27 %.

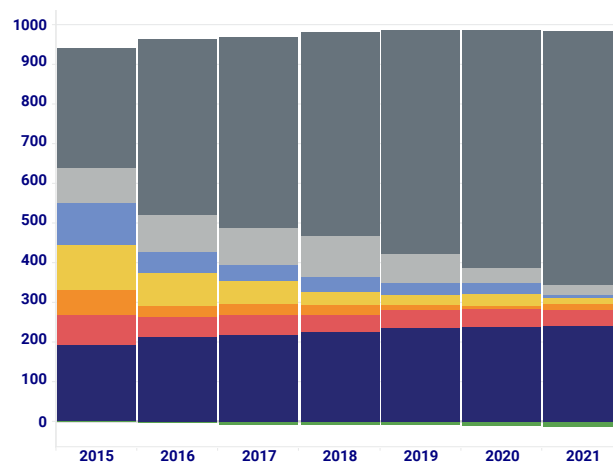
Le Sri Lanka s'est engagé selon l'accord de Paris à ne plus avoir de nouveaux projets au charbon dans sa Contribution Nationale Mise à Jour de juillet 2021, donc les 2,1 GW de capacité au charbon en phase de pré-construction sont considérés au placard et probablement définitivement abandonnés. Cette capacité inclut les centrales de [Foul Point](#), de [Lakvijaya](#) et le total de [capacité](#) du plan d'expansion à long terme (LTGEP) de 2020 de la compagnie électrique de Ceylan (CEB). Début 2022, le syndicat

des ingénieurs de CEB Engineers [insistait](#) toujours sur le besoin de nouvelles capacités au charbon et au gaz naturel, mais rencontrait certaines critiques. La nation insulaire est en train de mettre à jour son plan à long terme en accord avec les politiques énergétiques en matière de renouvelable pour la génération d'électricité. Cette démarche a lieu dans un contexte de [rationnement de l'essence](#) à cause de la dette du Sri Lanka et de la crise des devises.

Au Pakistan, un nombre significatif de projets au charbon ont été proposés dans le cadre du couloir économique Chine-Pakistan Economic Corridor (CPEC), avec les banques et compagnies chinoises qui apportent une assistance technique et financière. Les projets au charbon du CPEC et autres ont subi de nombreux retards, les effets de la corruption et les oppositions, amenant à des conflits sociaux politiques ainsi qu'une augmentation importante de la dette du Pakistan. En décembre 2020, le Premier Ministre du Pakistan Imran Khan [a annoncé](#) que le pays avait décidé de «ne plus avoir davantage de production électrique reposant sur le charbon» et que l'industrie du charbon s'emploierait à une transition vers la gazéification (coal-to-gas) ou la liquéfaction (coal-to-liquid). Bien que cette affirmation indique de nombreux arrêts de projets, il semble que les projets en construction et au moins un certain nombre de projets en phase d'étude continuent à progresser. Par exemple, le [Plan Indicatif d'Expansion des Capacités de Production](#) approuvé en septembre 2021

**Figure 13 : Capacité au charbon en Asie du Sud par statut, 2015–2021 (gigawatts)**

Annulée = gris foncé, Au placard = gris clair, Annoncée = bleu, En phase d'étude = jaune, Permis accordé = orange, En construction = rouge, En opération = violet, Démantelée = vert



retient un montant significatif de charbon d'ici à 2030 : les 3,3 GW de centrales à charbon en construction, la centrale de [Siddiq Sons](#) à l'étude pour 330 MW, et la proposition de 300 MW pour la centrale CPEC de [Gwadar](#), tous identifiés pour une date de mise en opération de 2023. Le pays a également une capacité en pré-construction de 3,4 GW, ce qui inclut les 660 MW de l'unité 6 de la centrale de [Jamshoro](#), dont les prêts ont été annulés en octobre 2021 à la demande du gouvernement, les 1,3 GW de la centrale de [Keti Bandar](#), dont l'étude de faisabilité semble achevée en 2021, et les 1,3 GW de la centrale CPEC de [Thar Block VI](#),

## INDONÉSIE

En 2021, les capacités de production d'énergie au charbon pour l'Indonésie ont augmenté de 9 % de 36,6 GW à 40,1 GW, et atteint 54 % de plus que les 26,1 GW de 2015. En se basant sur les informations disponibles, de nouvelles unités semblent démarrer en construction dans 7 centrales, en particulier dans les centrales intégrées dans le parc industriel massif de [Weda Bay](#), dans le parc industriel de Konawe ([DeLong Nickel Phase II](#)), sur le site de [DeLong Nickel Phase Phase III](#) et le parc industriel de [Nanshan](#).

Le pays a déjà une capacité au charbon de 15,4 GW en construction, un montant qui excède tous les autres pays excepté la Chine et l'Inde. De plus, le pays a 10,8 GW de génération au charbon en pré-construction et 11,2 GW de projets temporairement de côté. Cependant, seulement six unités en pré-construction, représentant une capacité totale proposée de 2 GW, ont reçu un permis pour commencer la construction. Les engagements récents de l'Indonésie pour la neutralité carbone à la fois par le ministre de l'Énergie et des Ressources Minérales (MEMR) et par sa compagnie étatique de production d'électricité, PLN, sont une indication d'un changement dans le pays où les faveurs accordées en matière de permis au charbon dans la dernière décennie a conduit à une sur-construction de capacité de base, une compagnie nationale (PLN) surendettée, et une économie avec des émissions de carbone extrêmement élevées. De fait, PLN a [surestimé](#) la demande en électricité d'environ 34,2 % par an depuis 2015.

En mai 2021, PLN a annoncé ses plans d'arrêter la construction de nouveaux projets charbon après [2023](#) et d'atteindre la neutralité carbone en [2060](#), en plus de l'objectif de l'Indonésie d'avoir 23 % de renouvelables en 2025. En août 2021, la Banque de Développement

qui essaie de développer une stratégie de gazéification. Bien qu'aucun des projets en pré-construction ne soient financés et que la promesse de la Chine de ne plus financer les projets à l'étranger soit probablement suivie d'effet pour plusieurs de ces projets, des développements récents [indiquent](#) que le projet de Gwadar – qui est en directe contradiction du [moratoire](#) du Pakistan sur les nouveaux projets à financement étranger – pourrait encore recevoir un financement. L'Inde et le Bangladesh sont abordés plus en détails ci-dessous.

Asiatique (ADB) a annoncé le lancement du [Mécanisme de Transition Énergétique](#) pour fournir des financements à l'Indonésie, au Vietnam et aux Philippines pour améliorer les infrastructures énergétiques et accélérer la transition vers des énergies propres. En novembre 2021, l'Indonésie s'est engagée à arrêter 9,2 GW de capacité au charbon d'ici à 2030 avec le soutien international : 5,5 GW seraient retirés de la production plus tôt que prévu sans remplacement, et 3,7 GW supplémentaires seraient retirés et remplacés par des techniques renouvelables. La promesse améliore le plan initial qui était de décommissionner [1,1 GW](#) d'ici à 2030, mais comme beaucoup l'ont fait [remarquer](#), il faut une plus grande attention sur la suppression de nouveaux projets.

En plus des promesses du gouvernement indonésien en faveur d'une décarbonisation totale, en 2021 deux des plus grandes sources de financement des centrales à charbon – la Chine et le Japon – ont annoncé la fin des aides financières à l'étranger. Combinés, ces éléments constituent un point d'inflexion pour la transition énergétique du pays. Cependant, le pays continue à faire face à des obstacles importants, puisque la plupart de ses centrales à charbon en opération ont été construites avec des tarifs fixes qui garantissent à la compagnie PLN des paiements fixes pour des décennies, bien après que la simple opération de centrales à charbon résulte en des coûts supérieurs à la construction de nouvelles installations solaires et éoliennes. La nouvelle dépendance au charbon des nouveaux [parcs industriels qui se développent en Indonésie avec le soutien de la Chine est aussi un frein aux ambitions de l'Indonésie et de la Chine.](#)

En septembre 2021, un jugement pénal [a forcé](#) la création de standards nationaux de qualité de l'air pour protéger la santé humaine et d'autres mesures, qui pourraient aider



à combattre la flotte de centrales au charbon polluantes si elles entrent en activité. Dans le même temps, les activistes [ont critiqué](#) la décision du gouvernement de mars

## BANGLADESH

D'après le Plan Révisé du Système Énergétique de 2016 (Power System Master Plan PSMP) publié en novembre 2018, le secteur de l'énergie au charbon au Bangladesh devait croître de 0,5 GW en 2019 à 25,5 GW d'ici à 2040. Cependant, en novembre 2020, le gouvernement a finalisé ses [plans](#) d'abandonner tous les projets de pré-construction de centrales à charbon, et en juin 2021, [annulé](#) ses plans pour 10 centrales à cause de questionnement sur les prix du fuel et une opposition grandissante.

Au total, 10,8 GW de capacité au charbon ont été abandonnés en 2021, ce qui double le volume abandonné à ce jour dans le pays (22,8 GW). Cependant, 2,6 GW de capacité à charbon ont commencé à être construits en 2021, ce qui fait monter le nombre de centrales en construction de 4 à 6, pour un total de 6,7 GW. Si elles sont terminées, ces centrales représenteraient presque le quadruplement de la capacité actuelle de production au charbon (1,8 GW) au Bangladesh.

De plus, fin 2021, le pays avait encore des centrales au charbon en phase d'étude représentant 10,8 GW. Bien qu'aucune de ces propositions ne paraisse avoir un permis de construire, le mandataire pour la centrale de [Orion](#) a récemment signé un accord de facilitation de prêt pour un projet global («syndication project loan facility agreement») avec des banques commerciales gouvernementales. Une des ces deux unités de 350 MW est mentionnée dans le PSMP pour un achèvement en 2022, et il est rapporté que la centrale a remis son rapport d'impact environnemental en 2018. Les autres projets – les projets de centrales de [Patuakhali \(Ashuganj\)](#) Phase I, [de Matarbari](#) Phase II et de [Patuakhali \(RPCL/NORINCO\)](#) Phase II – sont indiqués pour un achèvement en 2024, 2028 et 2031 dans le PSMP. L'acquisition de terrains dans des écosystèmes fragiles et autres étapes controversées pour les différents partis sont en cours. Bien que la firme japonaise Sumitomo [ait changé](#) d'avis et se soit retirée du projet [Matarbari](#) Phase II en février 2022, les activistes

2021 de déclassifier les cendres rejetées par les centrales à charbon en simple déchet dangereux.

continuent à demander que tous les soutiens japonais pour cette centrale soient stoppés, en accord avec les engagements climatiques étrangers du gouvernement japonais. Selon des rapports publiés début 2022, le projet à charbon de [Patuakhali \(Ashuganj\)](#) a été remplacé par des plans à gaz.

Le statut des autres projets annoncés – la seconde unité de la centrale de [Barisal](#) et les centrales de Phulbari ([Gezhouba & Sinohydro](#)) – sont particulièrement en examen étant donné la promesse de la Chine d'arrêter les financements à l'étranger. Cependant, en septembre 2021, faisant suite aux annonces de la Chine, le sponsor pour les unités de Phulbari a annoncé qu'il restait motivé à continuer de soutenir ce projet «sous une forme qui concourt avec les ambitions de développement du secteur énergétique du gouvernement du Bangladesh» et incluant de nouvelles capacités au charbon. Pour finir, il y aussi un projet additionnel de 3,4 GW au charbon qui est considéré au placard et sera probablement remplacé par une installation à gaz.

Dans le même temps, le problème de [surcapacité](#) du système énergétique continue de croître, aggravé par un système d'accord d'achat à prix fixe qui oblige le pays à payer pour des kW non nécessaires. Une [analyse récente](#) par le groupe de travail du Bangladesh sur la dette extérieure a constaté que les pertes annuelles du Bureau de développement de l'énergie du Bangladesh (BPDB) représentaient plus d'un milliard de US\$ annuellement, une tendance alarmante et un fardeau très lourd pour l'économie du Bangladesh. Plus d'un tiers de la production d'électricité du pays n'est pas utilisée, ce qui entraîne la mise en veille d'installations qui sont payées pour être inutilisées. Les experts ont demandé instamment de se [retourner](#) vers des énergies renouvelables toujours moins chères et d'améliorer les infrastructures de transmission et de distribution pour faire un meilleur usage des productions existantes, parmi d'autres mesures préconisées.

## VIETNAM

La flotte au charbon au Vietnam a crû plus vite que dans pratiquement tous les autres pays, augmentant de deux tiers (14,1 GW) de ses actuels 22,7 GW de centrales charbon en opération depuis 2015, ceci incluant 2,4 GW répartis sur trois centrales rien qu'en 2021. Un ajout supplémentaire de 6,8 GW est en construction. Le pays a aussi des projets pour 20,1 GW de capacité en charbon en phase active de pré-construction, un volume qui excède celui de tous les autres pays à part la Chine et l'Inde. Cependant, seulement un quart (5 GW) de ces capacités ont obtenu un permis de construire, et aucun nouveau permis n'a été délivré au Vietnam en 2021.

En février 2021, une version préliminaire du Plan de Développement de l'Énergie au Vietnam (PDP) pour la période 2021–2030 proposait 37 GW de capacité au charbon d'ici à 2030, un déclin de 51 % par rapport au 75 GW proposés pour 2030 dans le plan PDP de 2011. La version préliminaire du PDP de 2021 proposait aussi de ne pas avoir de nouvelles centrales à charbon en dehors de celles déjà en construction ou prévues pour une mise en opération en 2025. Cependant, en septembre 2021, une version révisée du plan a ajouté 3 GW d'installations au charbon et réduit les renouvelables de 8 GW.

Pourtant au sommet de la COP26 pour le climat en novembre 2021, selon un revirement majeur, le Premier Ministre du Vietnam Pham Minh Chinh a annoncé

l'objectif d'atteindre la [neutralité carbone d'ici à 2050](#) et [s'est engagé](#) à rapidement augmenter la part des énergies renouvelables et à arrêter la construction de nouvelles centrales au charbon. Le pays devrait voir une refonte complète de son système énergétique et de son développement économique pour s'aligner avec ces nouveaux engagements.

Alors que les investisseurs étrangers se détournent du charbon, la difficulté à obtenir des financements pour les projets de centrales à charbon [s'intensifie](#). En février 2021, la maison japonaise de négoce Mitsubishi s'est retirée du projet de centrale à charbon au Vietnam [Vinh Tan 3](#), et en mars 2021, la Banque Japonaise d'Investissement pour la Coopération Internationale a mentionné que les 1,2 GW [de la centrale à charbon Vung Ang-2](#) serait le dernier projet de centrale thermique à charbon qui recevrait des financements public et privés de source japonaise. Alors que la Chine, le Japon et la Corée du Sud – les forces principales derrière la plupart des projets de croissance du charbon au Vietnam jusqu'à ce jour – ont annoncé en 2021 la fin des projets de financement internationaux pour le charbon, la faisabilité des projections annoncées par le PDP était mise en doute avant même les annonces du Vietnam à la COP26. Dans le même temps, une [opposition](#) publique forte aux projets au charbon et pour les intérêts économiques liés au charbon reste constante.

## PHILIPPINES

En octobre 2020, le Département pour l'Énergie (DOE) des Philippines a déclaré un moratoire pour les nouveaux projets de centrales à charbon qui n'étaient pas déjà en phase d'approbation du permis de construire. Ce mouvement est une étape majeure pour le pays, qui a inauguré la moitié de ses 10,3 GW d'installations au charbon depuis 2015. En dehors des 1,6 GW qui étaient déjà en construction, les Philippines n'ont vu aucune nouvelle construction commencer ou être raccordée au réseau en 2021. De plus, le volume de centrales à charbon considérées en phase active de pré-construction a été plus que divisé par deux, diminuant de 6,3 GW en 2020 à 2,6 GW en 2021. D'autres capacités en projet (10,9 GW) ont été abandonnées représentant plus que la capacité actuellement en service, et les activistes [demandent](#) instamment au DOE d'étendre le moratoire pour qu'il s'applique aussi aux 2,6 GW encore en pré-construction et aux 5,6 GW des projets mis de côté.

En octobre 2021, le DOE a publié son Plan pour l'Énergie 2020–2040 (PEP), qui retient le rôle du charbon dans le mix énergétique jusqu'à 2040. À la conférence pour le climat de la COP26, les Philippines se sont partiellement engagées à éliminer progressivement le charbon d'ici à 2040, mais n'ont pas promis la fin des investissements dans la production nouvelle d'électricité au charbon à l'intérieur et à l'international. Un tel modèle de développement rend possible la construction de centrales actuellement en phase de pré-construction, et ouvre

même la possibilité de lever le moratoire sur les permis dans le futur.

Tout nouveau projet rencontrera probablement une forte opposition, alors que les provinces, les villes et les groupes continuent à mettre au ban de tels projets ou à militer contre. Par exemple, en novembre 2021, le maire de Luna a déclaré que sa ville, la capitale du surf dans le nord, s'opposait au projet de 670 MW [de La Union](#), un projet qui avait été vanté par le précédent maire pour ses bénéfices économiques. À la fin de 2021, le Mouvement des Philippines pour la Justice Climatique (PMCJ) [a appelé](#) le nouveau [Modèle de Transition Énergétique](#) (ETM) de la Banque Asiatique de Développement, lancé en partenariat avec certains pays du Sud Est y compris les Philippines, à se concentrer sur la justice sociale climatique et à s'assurer d'une action urgente sur son modèle financier pour le climat.

Il faut noter que selon l'[analyse](#) de GEM/CREA, la liste en diminution des centrales en pré-construction va aussi probablement rencontrer des difficultés pour l'obtention de financement à cause du retrait international des financements du charbon. Historiquement, les financiers japonais, coréens et chinois jouent déjà un rôle assez petit dans le financement des centrales à charbon aux Philippines, et de nombreuses compagnies nationales et banques dans le pays s'éloignent aussi du charbon.

## INDE

L'Inde possède la plus grande capacité de centrales à charbon en opération et au stade de projet après la Chine. Au plus fort de la construction de centrales à charbon du pays, entre 2010 et 2017, le pays a augmenté son parc à charbon de 17,3 GW par an en moyenne. Bien que le plan national d'électricité (NEP) de 2018 ait identifié environ 48 GW de production à charbon à arrêter d'ici 2027, de nouvelles centrales à rendement plus élevé et de plus grande capacité sont toujours construites, et les arrêts de centrales ont été lents. Cependant, le rythme de projets et de constructions de nouvelles centrales à charbon, ainsi que leur exploitation, a généralement ralenti malgré un rebond post-Covid des mises en service.

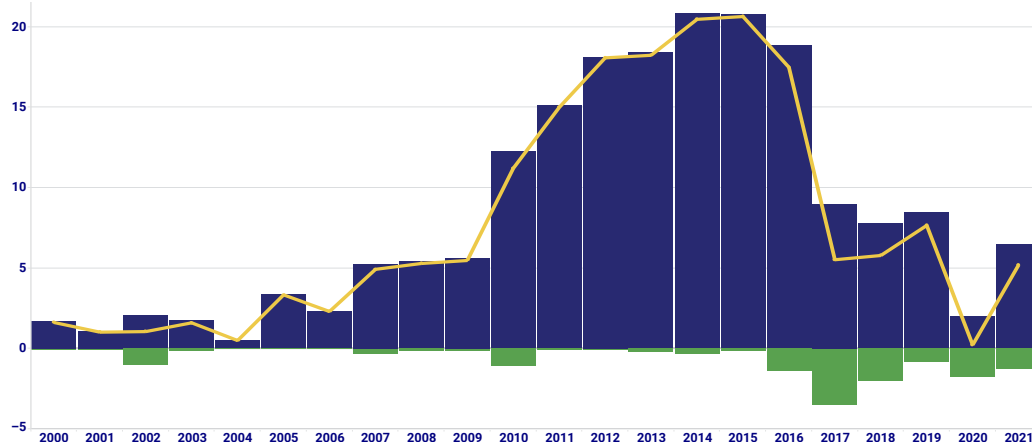
En 2021, la baisse continue du coût des énergies renouvelables, associée à l'aggravation des problèmes de santé et d'environnement, a intensifié les discussions sur les actifs irrécupérables et la fermeture des centrales à charbon existantes. Les ministres indiens de l'énergie et des finances ont déclaré que les centrales électriques au charbon les plus anciennes et les plus polluantes du pays devaient être fermées. En novembre 2021, le Premier ministre Narendra Modi a annoncé l'objectif de l'Inde de parvenir à zéro émission d'ici 2070 et s'est également engagé à atteindre 500 GW de capacité électrique produite à partir de sources de combustibles non fossiles d'ici 2030. Bien que le projet de NEP du pays publié en avril 2021 ait noté qu'une nouvelle capacité à charbon pourrait être nécessaire, en décembre 2021, un comité d'experts chargé de mettre à jour le NEP aurait **recommandé** qu'aucune nouvelle capacité à charbon ne soit envisagée.

De 2015 à 2021, les projets en pré-construction d'électricité au charbon ont diminué de près de 90 %, passant d'environ 238,6 GW en 2015 à 36,6 GW en 2020, puis chutant encore de 12,7 GW en 2021, pour atteindre 23,8 GW. Pendant ce temps, la capacité en opération a augmenté de 20 %, passant de 192 GW en 2015 à 231,9 GW en 2021. En 2021, 6,4 GW ont été mis en service dans 11 centrales situées dans 7 états, et 1,26 GW ont été mis à l'arrêt, soit un ajout net de capacité de 5,1 GW. Cet ajout annuel est en augmentation par rapport à celui de 2020 (moins de 1 GW net), et correspond probablement à un rebond post-Covid qui, à long terme, n'annule pas le déclin en cours des nouvelles centrales au charbon.

Seules deux nouvelles propositions de centrales à charbon ont été soumises en 2021. En décembre 2021, NTPC a relancé le processus d'octroi de permis pour le projet de **Katwa**, un site que la West Bengal Power Development Corporation a eu du mal à développer face à l'opposition des propriétaires fonciers (malgré l'octroi d'un permis de centrale en 2008, permis transféré ensuite à NTPC en 2014). Toutefois, au début de 2022, NTPC a annoncé que le nouveau projet de 1,32 GW était «en cours de réexamen» et qu'il n'était plus soumis au comité d'évaluation des experts de l'Inde. En décembre 2021, Essar Power M.P., qui était en passe d'être rachetée par Adani, a également lancé le processus d'autorisation d'une extension de 1,6 GW au projet de la centrale de **Mahan**. Le Comité d'évaluation des experts a accordé des termes de référence pour le projet au début de 2022, alors qu'aucuns n'avaient été accordés en 2021.

**Figure 14 : Nouvelles centrales à charbon en opération et centrales mises à l'arrêt en Inde par année, 2000–2021 (gigawatts)**

En opération = violet, Arrêtées = vert, Nouvelle capacité net = ligne jaune



En outre, le seul permis accordé en 2021 a été celui de la centrale de 2,4 GW de [Talabira](#), un projet green-field controversé de NLC India, à proximité d'une zone gravement polluée à Odisha. De plus, l'augmentation de 600 MW d'une centrale transférée à NTPC en 2021, la centrale de [Jhabua](#), a été approuvée par une extension de permis en mai 2021. Comme l'a relevé une [analyse](#) de l'Initiative juridique indienne pour la forêt et l'environnement (LIFE India), le nombre historiquement bas de nouveaux projets approuvés reflète la difficulté d'installer de nouvelles centrales au charbon en Inde : «C'est un fait avéré que les banques ainsi que les compagnies d'assurance se détournent désormais des centrales à charbon en raison des inquiétudes liées au changement climatique, du risque élevé dû à l'opposition sociale et du grand nombre d'actifs échoués où les centrales existantes ne trouvent pas preneur pour l'électricité produite.»

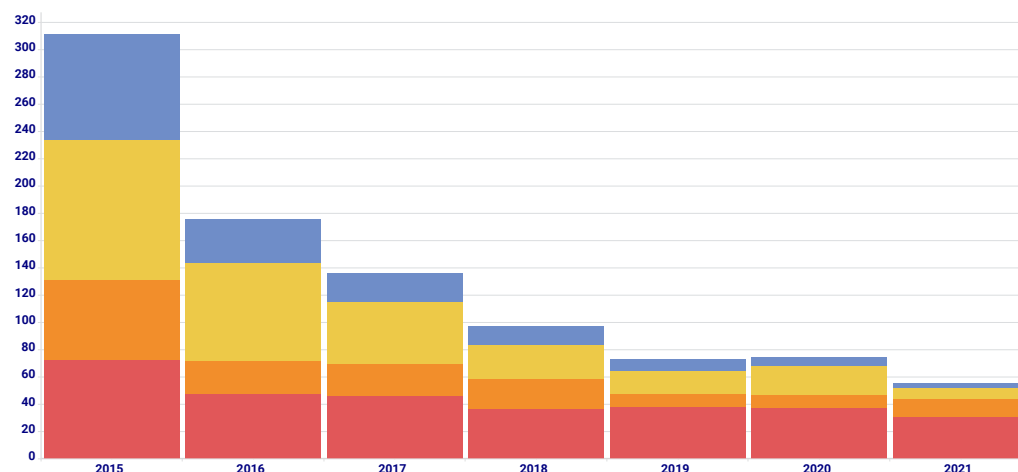
Le vent contraire le plus important auquel sont confrontées les centrales au charbon en Inde reste sans doute la farouche opposition des citoyens. Par exemple, en 2021, d'importantes décisions du National Green Tribunal, prises à la suite de litiges d'intérêt public, d'enquêtes du comité d'évaluation des experts et d'actions spontanées du tribunal, ont remis en question les permis de projets en cours de construction, notamment ceux des centrales [Ramagundam Stage IV](#), [Ennore SEZ Supercritical](#), [Ennore](#), [North Chennai](#) et [Uppur](#). Les communautés se défendent contre les nombreuses menaces liées au charbon, négligées par les autorités et les producteurs d'électricité. Par exemple, Fly Ash Watch, un collectif d'individus et d'organisations travaillant sur les impacts sociaux,

environnementaux et de santé humaine des déchets de cendres volantes, a publié un rapport détaillant l'inaction du gouvernement face à de graves accidents liés aux centrales à charbon, comme la catastrophe survenue dans le bassin de retenue des cendres de la centrale de [Sasan](#), bassin construit illégalement, qui a fait six victimes. Au début de l'année 2022, le National Green Tribunal a [publié](#) des directives importantes mettant en lumière la crise des cendres volantes dans le pays.

En fin de compte, malgré les signes d'abandon progressif du charbon en Inde, il reste plus de 23,8 GW de capacité planifiée, dont plus de la moitié (12,6 GW ou 52 %) est autorisée; 31,3 GW sont en construction et peu de centrales, voire aucune, n'ont de date ferme de mise hors service. Le ministère de l'environnement a introduit de nouvelles normes de pollution pour les centrales au charbon en 2015, mais la date limite pour s'y conformer a été reportée à plusieurs reprises. Si un plan audacieux sans nouvelle production à charbon était finalisé et mis en œuvre, il s'agirait d'un geste extrêmement important pour le pays, car il officialiserait les plans de développement énergétique et économique conformes aux tendances actuelles d'élimination progressive et aux engagements de réduction nette à zéro. Le nouvel [objectif](#) de l'Inde en matière de production d'électricité propre pourrait permettre au pays de commencer à éliminer progressivement le charbon bien avant 2030, même si la croissance de la demande d'électricité se poursuit au rythme pré-pandémique.

**Figure 15 : Capacité au charbon en développement et en construction en Inde, 2015–2021 (gigawatts)**

Annoncée = bleu, En phase d'étude = jaune, Autorisée = orange, En construction = rouge



## CORÉE DU SUD

En 2021, la République de Corée [a annoncé](#) que son échéance officielle pour l'abandon du charbon était fixée à 2050, ce qui est très en retard par rapport aux normes internationales qui imposent aux économies avancées une élimination progressive en 2030 pour respecter l'Accord de Paris. Le ministère coréen du commerce, de l'industrie et de l'énergie (MOTIE) a déclaré qu'il était [impossible](#) d'éliminer progressivement le charbon d'ici à 2030, bien qu'il ait [signé](#) la déclaration sur la transition du charbon vers l'énergie propre lors de la COP26. D'après les estimations, le charbon devrait représenter [21,8 %](#) du mix énergétique sud-coréen en 2030, conformément à sa [NDC optimale](#) (contribution déterminée nationale). Le gouvernement n'a pas encore actualisé le nombre d'unités de production d'électricité au charbon qui devraient être fermées pour atteindre la réduction de 40 % d'ici 2030. Les objectifs de sortie du charbon en 2050 proclamés par les [scénarii](#) du Comité présidentiel pour la neutralité carbone et par le groupe public [KEPCO](#) n'ont pas non plus de calendrier précis pour l'exécution de l'élimination progressive.

Suite à la promesse du président Moon de [fermer](#) 10 centrales à charbon vieillissantes au cours de son mandat, qui s'achève en mai 2022, les 4 dernières unités sur 10 ont été fermées en 2021, pour être finalement converties au gaz. La même année, cependant, les nouvelles centrales au charbon de [Shin Seocheon](#) et de [Goseong](#) ont été mises en service, remettant en cause la position anti-charbon de l'administration. Outre les 38 GW de capacité de production d'électricité au charbon actuellement en service, la construction de deux nouvelles centrales au charbon (4,18 GW), très contestées, se poursuit et devrait être achevée en 2023 ([Anin](#)) et 2024 ([Samcheok](#)). D'ici 2030, MOTIE

prévoit d'équiper plus de la moitié (24 unités) de toutes les unités de production d'électricité au charbon (43) d'un [système de co-combustion de l'ammoniac](#). Cette orientation vers l'ammoniac comme clé de la transition vers l'abandon du charbon, par opposition à la fermeture des centrales et au remplacement du charbon par le solaire et l'éolien, risque de prolonger la durée de vie des centrales et donc la dépendance du pays au charbon.

Le gouvernement [a annoncé](#) un moratoire sur le financement public des projets d'énergie au charbon à l'étranger en 2021. Une faille importante réside dans le fait que des [exceptions](#) s'appliquent encore pour la modernisation de centrales déjà en service, pour les projets équipés de systèmes de captage et de stockage du carbone (CSC) et pour les transactions concernant des projets déjà approuvés. Sur le plan national, les institutions financières se détournent des nouvelles productions à charbon. La totalité de l'obligation d'entreprise de 100 milliards de wons émise pour financer la construction de Samcheok [n'a pas été vendue](#), et la note de crédit de la société [a baissé](#) de AA- stable à A+. [Huit](#) grandes compagnies d'assurance coréennes, qui représentaient bien plus de la moitié des 52 milliards de dollars de souscription au charbon par les assureurs coréens, se sont [engagées](#) à ne plus couvrir les nouvelles centrales au charbon. Néanmoins, la plupart des institutions financières coréennes ayant pris des engagements de retrait du charbon, y compris le National Pension Service, limitent leurs actions à l'investissement dans de nouveaux projets et [ne disposent pas](#) de politiques de désinvestissement déterminées.

## JAPON

En 2020, le Japon s'est engagé à atteindre l'objectif zéro émission d'ici 2050 et, en 2021, il a annoncé son intention de réduire ses émissions de gaz à effet de serre de 46 % d'ici 2030 par rapport aux niveaux de l'exercice 2013, soit une augmentation significative comparée à son précédent engagement de réduction de 26 %. De nouveaux signes de changement dans le secteur des entreprises japonaises sont également apparus face à l'opposition soutenue de la société civile et des résidents locaux. En avril 2021, Kansai Electric Power et Marubeni ont mis au rebut la centrale de 1,3 GW d'[Akita](#) après qu'une étude ait conclu que le projet n'était plus viable économiquement. J-POWER et Ube Industries ont également annoncé l'annulation de la centrale d'[Ube](#), d'une puissance de 1,2 GW, en invoquant le fait que la demande d'électricité devrait rester stable dans la région et que les énergies renouvelables sont en pleine expansion.

Toutefois, malgré ces engagements et ces tendances, le pays disposait encore d'une capacité de production d'électricité à partir du charbon de 5,4 GW en construction à la fin de 2021, soit la plus élevée parmi les pays de l'OCDE. Ce chiffre représente 10 % de la capacité charbonnière actuellement en exploitation. En outre, 1,2 GW de nouvelle énergie au charbon a été mis en service dans quatre centrales en 2021, y compris des unités de gazéification intégrée à cycle combiné (IGCC) dans les centrales de [Nakoso](#) et [Hirono](#), qui, selon les initiés du secteur, sont des unités à charbon «propre» car elles rejettent des niveaux plus faibles de polluants.

De plus, alors qu'il semblait que le pays n'avait plus aucun projet de nouvelle centrale au charbon à l'horizon, J-POWER a annoncé son intention d'ajouter des équipements pour gazéifier le charbon dans la deuxième des deux anciennes unités de 500 MW de sa [centrale de Matsushima](#). Comme l'a [souligné](#) Japan Beyond Coal, utiliser les technologies naissantes et incertaines utilisant le charbon comme excuse pour préserver la production d'électricité à partir du charbon ne fera qu'entraîner de nouvelles émissions de CO<sub>2</sub> à long terme. Néanmoins, le ministère japonais de l'environnement [n'est pas intervenu](#) pour stopper le projet dans son élan.

Selon une nouvelle [analyse](#) de TransitionZero, les principales stratégies climatiques promues par le gouvernement japonais – co-combustion de l'ammoniac, gazéification du

charbon et capture et stockage du carbone – ont un coût élevé et un potentiel de réduction du carbone limité dans le secteur de l'électricité. Dans le cadre de son [sixième plan stratégique pour l'énergie](#) approuvé en octobre 2021, le Japon prévoit que le charbon représentera 19 % du mix énergétique du pays pour la production d'électricité au cours de l'exercice 2030, le total des combustibles fossiles représentant 41 %. Toutefois, le gouvernement ne s'est pas engagé à fixer une date de sortie du charbon ni à organiser un calendrier de mise hors service des centrales au charbon du pays.

Les groupes de la société civile sont également [préoccupés](#) par les récentes réformes du système électrique japonais, car l'un des nouveaux marchés créés – le marché de capacité – [subventionne](#) de fait certaines sources d'énergie, notamment le charbon, au détriment des énergies renouvelables. Le marché de capacité de production a tenu sa première vente aux enchères en 2020 pour la production d'électricité disponible au cours de l'exercice 2024–25. En 2021, le Japon a organisé sa deuxième enchère visant la capacité disponible au cours de l'exercice 2025–26, avec des règles [modifiées](#). En [décembre 2021](#), l'organisation OCCTO (Organisation for Cross-regional Co-ordination of Transmission Operator) a publié des résultats montrant que sur les 165,34 GW mis aux enchères pour les quatre années à venir, un énorme 40,98 GW était constitué de charbon, dont 9,68 GW dans des centrales aux technologies de combustion inefficaces et obsolètes. Pour atteindre son objectif de mix énergétique d'ici à 2030 et de zéro émission nette d'ici à 2050, le Japon doit s'assurer que l'énergie du charbon ne bénéficie d'aucun avantage économique ou autre qui bloquerait le pays pour les années à venir.

En juin 2021, le Premier ministre japonais, Yoshihide Suga, s'est engagé à mettre fin, d'ici la fin de l'année, au soutien du gouvernement pour les projets à l'étranger de centrales au charbon, menés par des entreprises nationales, sans contrepartie. Cette mesure semblait enfin aligner le Japon sur les autres pays du G7. La pression monte à présent pour que le pays honore son engagement et mette fin aux projets au [Bangladesh](#) et en [Indonésie](#). Des militants se sont activement [engagés](#) dans un plaidoyer visant à faire cesser tout soutien japonais à la centrale de 1,2 à 2,4 GW de [Matarbari](#) au Bangladesh. En février 2022, la maison de commerce japonaise Sumitomo [a changé de](#)

[cap](#) et s'est retirée de la phase II du projet, ce qui amène à se [demander](#) si le gouvernement japonais ira de l'avant. En Indonésie, le projet d'expansion d'[Indramayu](#) pourrait également être financé par la JICA. Les deux projets ne

sont pas conformes aux directives pour les considérations environnementales et sociales de la JICA d'[avril 2010](#) ou de [janvier 2022](#).

## LES 27 ÉTATS MEMBRES DE L'UNION EUROPÉENNE + LE ROYAUME-UNI

Le charbon s'éteint dans les 27 États membres de l'Union européenne et au Royaume-Uni, qui abritent 5,6 % de la capacité mondiale de production de charbon en exploitation. 98,4 GW du parc en opération de la région ont été supprimés depuis 2010, et un nombre record de 12,9 GW sera retiré en 2021. Trois pays ont retiré plus de 1 GW en 2021 : l'Allemagne (5,8 GW), l'Espagne (1,7 GW) et le Portugal (1,9 GW). En fait, le Portugal s'est affranchi du charbon en novembre 2021, soit neuf ans avant l'échéance prévue de 2030, rejoignant ainsi la Belgique, l'Autriche et la Suède, les trois autres pays européens producteurs de charbon à avoir réussi leur transition. L'abandon rapide du charbon dans la région est [principalement dû](#) à la baisse du coût des énergies renouvelables, à l'adoption de nouvelles normes de contrôle de la pollution, à la hausse des coûts des émissions de dioxyde de carbone et à un militantisme persévérant.

Une seule nouvelle unité a été mise en service dans la région en 2021. À l'heure où la majeure partie de l'UE s'attache à gérer une transition énergétique rapide et juste, une unité de 496 MW alimentée au lignite a été mise en service à la [centrale PGE de Turów](#), en Pologne, en mai 2021. Elle est alimentée par [la mine de charbon controversée de Turów](#) et a déjà connu de multiples arrêts. En outre, la centrale de Pulawy, d'une capacité de 100 MW, en Pologne, et l'unité 5 de la [centrale de Ptolemaïda](#) d'une capacité de 660 MW, en Grèce, sont toujours en construction et pourraient être les dernières nouvelles unités au charbon de la région. Mais l'existence de cette dernière unité devrait être de courte durée, car la Public Power Corporation (PPC) [s'est engagée](#) à la convertir à un autre combustible d'ici 2025. Enfin, la Pologne a proposé un projet supplémentaire, [la centrale de 500 MW de Leczna](#), bien que des rapports non officiels suggèrent qu'elle pourrait ne pas être construite en raison de la politique climatique de l'UE et du déclin économique du charbon.

L'attention se porte également sur la capacité de production de la région non engagées dans les accords ou dont le retrait n'est pas prévu d'ici à 2030 : ces 63,6 GW représentent environ la moitié de la capacité de production et de mise en réserve de la région et sont répartis entre l'Allemagne (24,8 GW), la Pologne (22,9 GW), la République tchèque (6,3 GW), la Bulgarie (4,9 GW), la Roumanie (3,7 GW), la Slovénie (0,6 GW) et la Croatie (0,3 GW). Toutefois, en novembre 2021, le nouveau gouvernement allemand a accepté de s'efforcer d'avancer à 2030 l'objectif de sortie du charbon fixé par le pays pour 2038 et d'accélérer considérablement le déploiement des énergies renouvelables. La réalisation de cet objectif ramènerait le volume de production incompatible avec la réalisation des objectifs de l'accord de Paris à 38,8 GW, soit environ un tiers (31 %) du parc de charbon existant dans la région. D'autres pays en retard avancent dans la bonne direction. Par exemple, en janvier 2021, le nouveau gouvernement de la République tchèque a annoncé qu'il envisageait de mettre en œuvre une phase d'abandon progressif du charbon, avec 2033 comme date butoire. La Pologne détonne par rapport à ses voisins européens en maintenant que son industrie du charbon se poursuivra jusqu'en 2049 malgré ses importantes pertes financières actuelles.

En février 2022, l'invasion de l'Ukraine par la Russie a mis en évidence les vulnérabilités de la région de l'UE en raison de sa [dépendance](#) à l'égard des importations de charbon, de pétrole et de gaz en provenance de Russie. Le secteur du charbon, à court et à long terme, est susceptible de connaître d'importants changements en fonction de la réponse de l'UE aux récents développements géopolitiques. Comme l'a [souligné](#) Svitlana Krakovska, la chef de la délégation ukrainienne au Groupe intergouvernemental d'experts sur l'évolution du climat (GIEC), le changement climatique et les conflits ont les mêmes racines – les combustibles fossiles – et notre dépendance à leur égard.



## TURQUIE

Le nombre de centrales au charbon prévues en Turquie a continué à diminuer en 2021, avec 10,6 GW d'électricité au charbon prévus annulés en 2021, et 87 GW annulés depuis 2010. Les propositions de centrales au charbon ont été confrontées à une bataille difficile en raison de protestations publiques à grande échelle, de poursuites judiciaires remettant en cause leur autorisation et de la diminution des options de financement. Les centrales construites et mises en service en Turquie l'ont été grâce au financement public international du charbon, ce qui signifie que les propositions futures auront du mal à trouver des fonds étant donné les engagements pris par la Chine et le G20 de ne plus construire de nouvelles centrales au charbon.

La plupart des soutiens aux propositions de la Turquie proviennent d'entreprises et de banques chinoises. En janvier 2021, Energy China a annoncé qu'elle avait signé un contrat d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction (EPC) pour la [centrale de Kirazlıdere](#), tandis que la [centrale EMBA Hunutlu](#), financée par la Chine, devait commencer à fonctionner d'ici la fin de 2021, même si la mise en service n'a toujours pas été annoncée.

Pourtant, les perspectives de financement international pour de nouvelles centrales au charbon en Turquie semblent de plus en plus improbables. En septembre 2021, le président chinois Xi a déclaré que la Chine «ne construira plus de nouvelles centrales à charbon à l'étranger». En outre, lors du sommet sur le climat de Glasgow, tous les pays du G20 se sont engagés à ne plus financer de nouvelles centrales au charbon, suite à des annonces individuelles et antérieures des gouvernements du Japon et de la Corée du Sud. L'ensemble de ces annonces signifie que toutes les sources de financement public international du charbon qui étaient auparavant importantes ne sont plus disponibles.

En plus du financement qui se réduit comme une peau de chagrin, les propositions de projets en Turquie font aussi face à une forte résistance domestique. En 2021, les licences et les permis pour plusieurs projets au charbon en Turquie ont été annulés à cause de l'opposition du public et des procès intentés, et aussi du retrait de compagnies de ces projets, comme par exemple pour les

projets de centrales à charbon de [Çayırhan B](#), [Ayas](#), [Ağan](#) et [HEMA Amasra](#). L'annulation de Çayırhan B est à noter en particulier puisque c'était le premier exemple de projet d'investissement simplifié du ministère de l'Énergie. Le projet était conçu pour faciliter l'obtention de tous les permis nécessaires pour la construction d'une centrale à charbon et pour donner le projet clé en main à des compagnies privées pour la mise en oeuvre facile d'un investissement.

Tandis que les centrales en projet connaissent un futur incertain, de nombreuses centrales achevées sont aussi en difficultés. La centrale à financement tchèque de [Yunus Emre](#) est partiellement ouverte depuis 2016, a fonctionné brièvement durant 700 heures, et est fermée depuis à cause d'une erreur de conception entre le choix du brûleur et le type de charbon disponible dans la région – et ce bien que les concepteurs du projet fassent aussi l'objet de [poursuites](#) pour corruption relative à ce projet. En 2018 le Fond Turc de Dépôts et d'Assurances (TMSF) a repris la centrale et a [tenté](#) de la vendre en 2019, mais aucun acheteur n'a pu être identifié pour la centrale. Plusieurs autres centrales à charbon en Turquie ont été mises sous cloche pendant des mois en 2020–2021 à cause de systèmes obsolètes de contrôle de la pollution et des pénuries de charbon, mais ont été [récemment](#) remises en production sans une remise en état de leurs systèmes de filtration.

Juste avant les discussions sur le climat de la COP26 à Glasgow, le négociateur en chef pour la Turquie pour les sommets climatiques, Mehmet Emin Birpınar, a [déclaré](#) qu'il pensait qu'il n'y aurait pas de nouveaux investissements au charbon en Turquie à cause des facteurs économiques, alors que les énergies renouvelables deviennent meilleur marché tandis que la production au charbon devient plus coûteuse. Selon Birpınar, il n'y a pas eu de nouvelles demandes de permis pour des nouveaux projets au charbon dans les deux dernières années, et les projets ne pourraient pas voir le jour sans les financements internationaux.

## AUSTRALIE

Au sommet climatique de la COP26, le gouvernement australien a [refusé](#) de s'associer aux 40 pays qui se sont engagés à éliminer progressivement l'énergie au charbon, le ministre de l'énergie déclarant que l'Australie se concentrait sur le développement de technologies, pas la «destruction de l'industrie». À la fin de 2021, l'Australie comptait 25,1 GW de capacité de production électrique au charbon, dont seulement 7,1 GW, soit 28 %, sont prévus pour être démantelés d'ici à 2030, ce qui nous laisse très loin de l'objectif d'abandon du charbon d'ici à 2030 dans les nations industrialisées comme requis par l'IEA dans le scénario de limitation du changement de température à 1,5 degré Celsius.

L'Australie n'a pas raccordé de nouvelles centrales à charbon depuis 2009, et en 2021, la capacité de projets de génération au charbon mis de côté s'est accrue de 2,7 GW à 4,7 GW. Le seul projet actif dans le pays est celui de Shine Energy pour la centrale de 1 GW à [Collinsville](#), qui a reçu une bourse de 3,6 millions de A\$ pour une étude de faisabilité malgré le fait que Shine n'a jamais développé de projet de centrale au charbon. La compagnie en a récemment fait la [promotion](#) comme étant un projet «flexible» de stabilisation pour marquer le soutien à l'envol des énergies renouvelables. Ce retournement de point de vue s'aligne parfaitement avec la [prise de position](#) du gouvernement pour financer des projets d'énergie

fossile sous prétexte de stabiliser le réseau. De plus, Shine prétend sans fondement que le charbon peut être brûlé avec des «émissions nulles» grâce à des avancées dans des technologies qui sont pour l'instant ineffectives et non documentées.

Pendant le même temps, les propriétaires de centrales à charbon rencontrent des obstacles grandissants à l'opération de ces installations. En février 2022, Origin Energy a [annoncé](#) la fermeture en 2025 des 2,8 GW de la centrale de [Eraring](#), la plus grande d'Australie, sept ans plus tôt que prévu. D'après la compagnie, «les perspectives économiques des centrales de génération d'électricité au charbon sont soumises à des pressions croissantes et intenables à long terme des méthodes de production plus propres et ayant de meilleurs coûts de production, telles que le solaire, l'éolien et le stockage dans des batteries». Cette tendance fait grimper la capacité de production au charbon qui est en conformité avec le scénario de limitation de l'augmentation des températures à 1,5 degré Celsius de 28 % à 40 %. La compagnie d'électricité la plus grande et la plus ancienne, [AGL Energy](#), essayait aussi de se protéger contre une [OPA hostile](#) par un consortium proposant d'accélérer les fermetures prévues en 2033 et 2045 de ses centrales de [Bayswater](#) et [Loy Yang A](#), qui totalisent 4,8 GW de production, avec l'objectif de fermer en 2030.

## AFRIQUE ET MOYEN-ORIENT

La capacité de production d'électricité au charbon en développement en Afrique et au Moyen-Orient est tombée de 21,1 GW en 2020 à 16,1 GW en 2021, un déclin en un an de 23 %, et un déclin de 73 % depuis 2015, à ce moment elle était de 60,2 GW. Dans le même temps, seulement 2,4 GW de nouvelles capacités ont été mis ou remis en opération en 2021 dans des centrales au Sénégal, dans les Émirats arabes unis et en Afrique du Sud, ce qui amène la capacité des centrales à charbon en opération de 49,8 GW en 2015 à 56,7 GW en 2021.

Au Sénégal, la centrale controversée de [Sendou](#) (125 MW) a été remise en service après avoir fait face à des années de difficultés et d'opposition, mais le gouvernement a annoncé un plan de conversion pour cette centrale en octobre 2021.

De la même manière, dans les Émirats arabes unis, la seconde unité à combustibles mixtes de la centrale de [Hassyan](#) a été achevée en mai 2021, mais en février 2022, le complexe a été converti pour fonctionner seulement au gaz en accord avec les objectifs de Dubaï pour la neutralité carbone. Pour ce qui est des autres projets des EAU, en 2021, Utico a confirmé qu'elle se retirait du projet de la centrale [RAK](#) dite «propre avec capture du charbon», projet qui avait été signé avec Shanghai Electric en 2014, se concentrant sur un projet de [production](#) d'hydrogène à la place. Et en l'absence d'évolution sur les centrales en projet de [Ras al-Khaimah](#) et [Ajman](#), les Émirats arabes unis ont peut être vu leur première et dernière année de production électrique au charbon en 2020-21.

En Afrique du Sud, les 1,5 GW de capacité additionnelle au charbon ont été mis en opération après un long délai et les dépassements de budget des centrales de [Kusile](#) et [Medupi](#), amenant la capacité totale en opération de l'Afrique du Sud à 43,4 GW en 2021, représentant de manière choquante 76 % des capacités au charbon en opération en Afrique et au Moyen-Orient. De plus, 2 GW de projet de génération au charbon étaient supposés abandonnés en 2021 dans le pays, en incluant la centrale controversée de [Khanyisa](#) représentant de 300 à 600 MW. Un tribunal a jugé en mai 2021 que les autorisations environnementales avaient expiré en 2018, tandis que les licences pour l'eau pour la centrale étaient annulées en 2020 à cause d'une consultation inadéquate dans l'enquête publique.

Ces annulations ne laissent que quelques gigawatts de capacité au charbon en développement en Afrique du Sud, en incluant les 2,4 GW en construction à [Kusile](#). La plus grande part de la quantité restante consistait en un [projet](#) évalué à au moins 1,32 GW dans la Zone Particulière de Développement Économique proposée à Musina-Makhado (MMSEZ). La project va être [remplacé](#) par un projet à énergie plus propre après l'annonce en novembre 2021 par la Chine de ne plus financer le projet. Aussi en novembre 2021, l'Alliance Africaine pour le Climat, Vukani Environmental Justice Movement in Action, et groundWork ont déposé une [plainte](#) historique de droit constitutionnel attaquant les 1,5 GW de nouvelles capacités de production au charbon [proposés](#) dans la nouvelle prévision du Ministère de l'Énergie pour le charbon et le document directeur de 2019 [Integrated Resource Plan for Electricity \(IRP\)](#) : 750 MW en 2023 et encore 750 MW en 2027.

Le challenge pour décarboniser le secteur énergétique du pays est rendu encore plus ardu par les faiblesses de fiabilité qui minent le réseau de distribution, la situation financière difficile de la compagnie nationalisée Eskom, et la pression du gouvernement et de l'industrie pour passer à des infrastructures au gaz naturel. Le «Just Energy Transition Partnership» lancé en novembre 2021 à la COP26 représente [une opportunité sans précédent](#) et peut être un modèle pour d'autres pays : un budget initial de 8,5 milliards de US\$ de financements internationaux pourrait financer des interventions pour la transition énergétique, la décarbonisation de la production d'électricité et la diversification de l'économie dans des secteurs énergétiques d'avenir (y compris les véhicules électriques et l'hydrogène renouvelable).

Comme mentionné ci-dessus, il reste à savoir comment la décision de la Chine d'abandonner tout soutien financier pour des projets au charbon sera mise en œuvre pour savoir si elle aura un rôle majeur pour l'avancement ou l'arrêt de nombreux projets régionaux. Le Zimbabwe a la plus grande capacité charbon en développement en Afrique avec 5,9 GW, et la majorité est dépendante d'un financement chinois incertain. Par exemple, en juin 2021 – avant les annonces par la Chine – la Banque Industrielle et Commerciale de Chine (ICBC) a dit qu'elle ne participerait pas au financement du projet de la centrale de [Sengwa](#). Malgré ça, en septembre 2021, le sponsor du projet, RioZim a soutenu n'avoir reçu aucune communication en ce sens de ICBC concernant un retrait, et que

le projet continuait comme prévu. Il y a aussi de grandes incertitudes dans d'autres pays, comme au Mozambique, où Ncondezi Energy a signé un accord d'ingénierie, fourniture de matériel et construction (EPC) pour les 300 MW du projet de centrale de [Ncondezi](#) et de mine de charbon à Tete, Mozambique, avec la compagnie China Machinery Engineering Corporation en septembre 2021. En janvier 2022, ses cours d'action ont baissé de 15 % après que la compagnie ait annoncé qu'elle attendait des clarifications de la Chine avant d'avancer plus loin sur le projet.

Bien que la plupart des pays se détournent clairement du charbon, de nombreux engagements de longue date restent en place. Par exemple, en mai 2021, le Premier Ministre du Niger Ouhoumoudou Mahamadou a annoncé l'engagement du gouvernement pour augmenter le taux d'accès des ménages à l'électricité à 30 % d'ici à 2026, réitérant son intention de construire une centrale [Salkadamna](#) de 200 MW. En juin 2021, le Président de Tanzanie Samia Suluhu Hassan a aussi appelé à la réalisation du projet de 600 MW de la centrale de [Mchuchuma](#), ajoutant que le gouvernement n'hésitera pas à agir au cas où les investisseurs chinois se retireraient. Cependant, l'Afrique et le Moyen-Orient n'ont pas vu un seul projet nouveau proposé en 2021 pour le charbon en dehors de ceux qui étaient déjà en considération précédemment. Ce fait met en lumière que malgré la demande en augmentation dans la région, il semble qu'on s'éloigne du charbon comme source d'énergie.

Le projet le plus surprenant dans la région est au Moyen-Orient, en Iran, où la centrale de [Tabas](#) de 650 MW a été abandonnée et reprise plusieurs fois depuis des décennies. Fin 2021, le dirigeant de la compagnie iranienne Thermal Power Plants Holding Company (TPPH) a déclaré que la construction était sur «l'agenda», les unités étant

prévues en production d'ici 2024. Une mine de charbon a été [ouverte](#) en juillet 2021 pour alimenter ce qui serait la première centrale à charbon du pays si le projet voit le jour. Ce dirigeant officiel a aussi annoncé que l'Iran construirait [5 GW](#) de capacité de production électrique au charbon dans les années à venir pour répondre aux limitations saisonnières de gaz naturel et pour diversifier le mix énergétique.

Pendant ce temps, de nombreuses compagnies qui ont des projets en Afrique continuent à abandonner le charbon, ce qui met en péril le futur de nombreux projets. Par exemple, en 2021, la compagnie australienne Intra Energy Corporation – la compagnie derrière le projet de Ngaka en Tanzanie – a transféré les droits de ses intérêts dans le charbon en Tanzanie à une compagnie tanzanienne. De plus, la compagnie irlandaise Kibo Energy, qui détient des intérêts dans des centrales au [Mozambique, en Tanzanie](#) et au [Botswana](#), a annoncé qu'elle entendait se débarrasser de tous ses avoirs liés au charbon pour une inflexion de sa politique climatique internationale.

Comme mis en lumière par les conversions de centrales en activité au Sénégal et dans les Émirats arabes unis, certains pays passent aussi du charbon au gaz, comme dans d'autres parties du monde. En novembre 2021, le gouvernement de Côte d'Ivoire renonçait au seul projet charbon de son pays – les 700 MW à financement chinois de la centrale de [San Pedro Port](#) – en mentionnant qu'il poursuivrait un objectif au gaz à la place, malgré les appels à utiliser des énergies renouvelables. La communauté internationale peut soutenir les efforts de la région pour abandonner les énergies fossiles avec la mise en place de financements publics et privés et autres formes de soutien.

## AMÉRIQUE DU SUD

L'Amérique du Sud a 3 GW de capacité de production d'électricité au charbon en développement en 2021, une baisse de 30 % comparée à 2020 et un déclin sur le long terme de 70 % par rapport au 10,1 GW qui étaient en développement en 2015. Alors que les projets au charbon diminuent, les gouvernements conservateurs du Brésil et du Mexique font pression pour une augmentation de l'utilisation du charbon. Inversement, le Chili prévoit la sortie du charbon, la Colombie a abandonné ses projets de centrales au charbon, et le Panama ferme ses centrales vieilles et polluantes.

Au Brésil, le gouvernement du Président Jair Bolsonaro a [proposé](#) 3,9 milliards de US\$ de financement en août 2021 pour soutenir les mines de charbon du pays et pour «moderniser» les centrales à charbon. Peu de temps après, en janvier 2022, Bolsonaro a signé une loi étendant les subventions pour les centrales de [Jorge Lacerda](#) au-delà de leur date initiale d'expiration en 2027 et ce jusqu'en 2040, autorisant la centrale à vendre de l'électricité au-dessus du prix du marché. Malgré cela, [des ventes aux enchères récentes de capacité d'électricité](#) au Brésil ont toutes été remportées par des projets d'énergie renouvelable, même s'il y avait l'équivalent de 1,3 GW de production au charbon parmi les enchérisseurs. En 2021, la compagnie basée en France Engie a dit qu'elle prévoyait de vendre son projet de centrale [Pampa Sul](#) en accord avec l'annonce de sa transition vers la neutralité carbone.

Au Mexique, l'élection du Président Andrés Manuel López Obrador en 2018 a provoqué une dérive assumée dans les politiques fédérales vis-à-vis des énergies fossiles malgré l'engagement précédent du Mexique pour la décarbonisation. Cependant, en novembre 2021, un dirigeant de haut niveau de la compagnie d'électricité nationalisée du Mexique a indiqué que le Mexique n'avait aucun plan de construire de nouvelles centrales

au charbon, suggérant que les 1,4 GW de la centrale de [Coahuila](#) étaient abandonnés.

En 2019, le gouvernement du Chili a annoncé un plan de décarbonisation conçu pour fermer la totalité de la flotte de centrales au charbon d'ici à 2040, avec 18 des 28 centrales au charbon du pays fermant avant même 2025. En septembre 2021, le Chili est devenu membre de la coalition des gouvernements nationaux qui ont lancé le No New Coal Power Compact, qui exige que ses supporters arrêtent d'autoriser les permis de construire et les constructions de nouvelles centrales au charbon dès la fin de 2021.

En Colombie, les 1,125 GW de la centrale de [La Luna](#) et 300 MW de la centrale de [Termobijao](#) ne sont plus sur la liste des plans énergétiques futurs du gouvernement et semblent avoir été mis au placard. Pourtant, la Colombie reste un des leaders mondiaux de la production et de l'exportation du charbon, dépassant très largement tous les autres pays d'Amérique du Sud dans les deux catégories.

En juin 2021, le président du Panama a [annoncé](#) que les centrales les plus polluantes du pays (y compris les centrales au charbon de [Bahía las Minas](#) et [Cobre Panamá](#)) devraient être démantelées ou converties à l'utilisation d'un combustible plus propre d'ici à 2023. En septembre 2021, Celsia, l'actionnaire principal de Bahía las Minas, a [déclaré](#) que la centrale serait retirée de la production en 2023.

Dans l'ensemble, le montant des capacités au charbon en construction en Amérique du Sud est resté à zéro pour 2021, aucune nouvelle centrale au charbon n'étant entrée en production, ce qui suggère que la région a peut-être déjà vu l'inauguration de sa dernière nouvelle centrale au charbon malgré les efforts des gouvernements pro-charbon.

## APPENDICE A

## Capacité de Production d'Électricité au Charbon en Développement et en Activité par Pays (mégawatts)

Pays	Pré-construction	En Construction	En Développement Actif	Au placard	En Opération	Abandonné (2010–2021)
Albanie	0	0	0	0	0	800
Argentine	0	0	0	120	375	0
Australie	1,000	0	1,000	4,720	24,67	8,716
Autriche	0	0	0	0	0	800
Bangladesh	10,890	6,734	17,624	3,440	1,845	22,845
Belarus	0	0	0	0	0	1,400
Belgique	0	0	0	0	0	1,100
Bosnie-Herzégovine	3,530	0	3,530	550	2,073	1,020
Botswana	900	0	900	2,400	732	4,650
Bresil	1,666	0	1,666	600	3,177	4,390
Brunei	0	0	0	0	220	0
Bulgarie	0	0	0	0	4,829	2,660
Cambodge	700	1,015	1,715	0	705	4,880
Canada	0	0	0	0	5,680	1,500
Chili	0	0	0	0	4,941	9,527
Chine	158,446	92,319	250,765	36,266	1,064,401	622,262
Colombie	0	0	0	1,585	1,634	1,250
Croatie	0	0	0	0	210	1,300
République tchèque	0	0	0	0	7,406	1,380
République démocratique du Congo	0	0	0	500	0	0
Denmark	0	0	0	0	1,180	0
Djibouti	0	0	0	150	0	0
République dominicaine	0	0	0	0	1,064	2,040
Egypte	0	0	0	0	0	15,240
El Salvador	0	0	0	0	0	370
Eswatini	300	0	300	500	0	1,600
Éthiopie	90	0	90	0	0	0
Finlande	0	0	0	0	1,468	385
France	0	0	0	0	3,107	180
Georgie	0	0	0	300	0	0
Allemagne	0	0	0	0	38,356	20,413
Ghana	0	0	0	0	0	2,100
Grèce	0	660	660	0	1,925	1,250
Guadeloupe	0	0	0	0	102	0
Guatemala	0	0	0	0	1,010	300
Guinée	0	0	0	0	0	330

(Suite à la page suivante)

**Capacité de Production d'Électricité au Charbon en Développement et en Activité par Pays (mégawatts) – (suite de la page précédente)**

<b>Pays</b>	<b>Pré-construction</b>	<b>En Construction</b>	<b>En Développement Actif</b>	<b>Au placard</b>	<b>En Opération</b>	<b>Abandonné (2010–2021)</b>
Honduras	0	0	0	0	105	0
Hong Kong	0	0	0	0	6,110	0
Hongrie	0	0	0	0	944	3,520
Inde	23,893	31,340	55,233	20,450	231,947	587,231
Indonésie	10,840	15,419	26,259	11,220	40,162	32,770
Iran	0	650	650	0	0	0
Irlande	0	0	0	0	915	0
Israël	0	0	0	0	4,900	1,260
Italie	0	0	0	0	6,956	6,795
Côte d'Ivoire	0	0	0	0	0	700
Jamaïque	0	0	0	0	0	1,140
Japon	500	5,470	5,970	0	50,114	12,177
Kazakhstan	636	0	636	130	11,999	2,260
Kenya	1,050	0	1,050	960	0	730
Kosovo	0	0	0	0	1,290	830
Kyrgyzstan	0	0	0	600	910	0
Laos	6,126	0	6,126	600	1,878	700
Lituanie	0	0	0	0	0	435
Madagascar	60	0	60	0	120	0
Malawi	300	0	300	220	0	3,100
Malaisie	0	0	0	0	13,280	4,900
Mauritius	0	0	0	0	195	110
Mexique	1,400	0	1,400	0	5,378	1,850
Moldavie	0	0	0	0	1,610	0
Mongolie	7,080	50	7,130	950	960	2,010
Montenegro	0	0	0	0	225	1,664
Maroc	0	0	0	0	4,257	1,670
Mozambique	1,350	0	1,350	900	0	3,770
Myanmar	0	0	0	0	160	21,225
Namibie	0	0	0	0	120	550
Pays-Bas	0	0	0	0	4,152	1,311
Nouvelle Zélande	0	0	0	0	500	0
Niger	200	0	200	100	0	400
Nigeria	0	0	0	2,400	285	2,145
Corée du Nord	0	0	0	0	3,700	300
Macédoine (nord)	0	0	0	0	800	730
Oman	0	0	0	1,200	0	0

*(Suite à la page suivante)*

## Capacité de Production d'Électricité au Charbon en Développement et en Activité par Pays (mégawatts) – (suite de la page précédente)

Pays	Pré-construction	En Construction	En Développement Actif	Au placard	En Opération	Abandonné (2010–2021)
Pakistan	4,082	3,300	7,382	163	4,968	24,040
Panama	0	0	0	0	426	0
Papouasie-Nouvelle-Guinée	0	0	0	52	0	0
Pérou	0	0	0	0	135	135
Philippines	2,670	1,621	4,291	5,600	10,557	10,980
Pologne	500	100	600	0	30,180	22,383
Portugal	0	0	0	0	0	0
Roumanie	0	0	0	0	4,675	5,705
Russie	2,193	335	2,528	326	41,770	12,530
Sénégal	0	0	0	0	155	850
Serbie	1,350	350	1,700	0	4,405	1,445
Slovaquie	0	0	0	0	769	885
Slovénie	0	0	0	0	1,069	0
Afrique du Sud	1,470	2,400	3,870	600	43,409	14,330
Corée du Sud	0	4,180	4,180	0	38,114	7,500
Espagne	0	0	0	0	3,127	800
Sri Lanka	0	0	0	2,400	900	3,500
Soudan	0	0	0	0	0	600
Suède	0	0	0	0	0	0
Syrie	0	0	0	0	60	0
Taiwan	0	0	0	0	19,244	14,000
Tadjikistan	0	0	0	300	400	350
Tanzanie	600	0	600	690	0	1,075
Thaïlande	600	0	600	56	5,988	11,670
Turquie	10,020	1,465	11,485	995	18,773	86,993
Ukraine	660	0	660	0	19,525	2,060
Émirats arabes unis	0	1,200	1,200	1,200	1,200	3,070
Royaume Uni	0	0	0	0	6,328	9,968
États-Unis	300	0	300	0	226,978	28,168
Ouzbékistan	0	0	0	150	2,493	300
Venezuela	0	0	0	0	0	2,800
Vietnam	20,130	6,840	26,970	3,540	22,717	44,915
Zambie	0	0	0	0	330	2,240
Zimbabwe	4,570	990	5,560	350	950	7,240
<b>Total</b>	<b>280,102</b>	<b>176,438</b>	<b>456,540</b>	<b>107,283</b>	<b>2,074,732</b>	<b>1,751,502</b>



## APPENDICE B

Les pays ci-dessous sont triés selon leur capacité totale en pré-construction pour une production d'électricité au charbon, de la plus petite à la plus haute. Les capacités prises en compte excluent celles qui sont mises au placard

ou abandonnées (voir les [définitions](#) du Global Coal Plant Tracker). Les six pays avec les plus hautes capacités en pré-construction représentent 84 % de la capacité totale en pré-construction.

### 34 Pays ont des capacités de production d'électricité au charbon en pré-construction à la date de janvier 2022 (mégawatts)

Pays	Membre du PPCA ?	Permis accordé	En phase d'étude	Projet annoncé	OCDE / UE
Madagascar	No	0	60	0	hors OCDE
Éthiopie	Yes	0	0	90	hors OCDE
Niger	No	0	0	200	hors OCDE
États-Unis	No	0	0	300	OCDE / UE
Eswatini	No	0	300	0	hors OCDE
Malawi	No	0	300	0	hors OCDE
Pologne	No	0	500	0	OCDE / UE
Japon	No	0	500	0	OCDE / UE
Tanzanie	No	0	0	600	hors OCDE
Thaïlande	No	0	600	0	hors OCDE
Kazakhstan	No	0	636	0	hors OCDE
Ukraine	Yes	0	660	0	hors OCDE
Cambodge	No	700	0	0	hors OCDE
Botswana	No	450	150	300	hors OCDE
Australie	No	0	1,000	0	OCDE / UE
Kenya	No	0	1,050	0	hors OCDE
Mozambique	No	0	300	1,050	hors OCDE
Serbie	No	0	350	1,000	hors OCDE
Mexique	Yes	0	0	1,400	OCDE / UE
Afrique du Sud	No	0	1,470	0	hors OCDE
Brésil	No	940	726	0	hors OCDE
Russie	No	0	450	1,743	hors OCDE
Philippines	No	1,470	1,200	0	hors OCDE
Bosnie-Herzégovine	No	450	1,250	1,830	hors OCDE
Pakistan	No	1,290	2,752	40	hors OCDE
Zimbabwe	No	1,120	750	2,700	hors OCDE
Laos	No	2,000	0	4,126	hors OCDE
Mongolie	No	450	5,980	650	hors OCDE
<b>6 Pays Plus Haute Capacité En Pré-Construction (84 % Du Total Global)</b>					
Turquie	No	3,420	4,100	2,500	OCDE / UE
Indonésie	No	2,020	6,840	1,980	hors OCDE
Bangladesh	No	0	4,540	6,350	hors OCDE
Vietnam	No	5,060	12,070	3,000	hors OCDE
Inde	No	12,630	8,343	2,920	hors OCDE
Chine	No	36,795	46,737	74,914	Chine

## APPENDICE C : MÉTHODOLOGIE D'ANALYSE DU CLIMAT

L'âge moyen utilisé pour prévoir la date d'arrêt des centrales dans le scénario Business-as-usual (le monde continue comme avant) est basé sur l'âge moyen des centrales qui sont effectivement arrêtées, ou l'âge du 90ème percentile des centrales en opération, selon celui qui est le plus élevé. Pour les nouveaux projets dont la date de mise en service n'est pas encore publiée, nous avons étalé les mises en service sur les 10 ans à venir, en faisant des différences selon la phase actuelle du projet.

Les pays qui ont déjà atteint leur maximum de production au charbon ont été supposés comme travaillant dès maintenant au désengagement du charbon. Dans les pays où l'on est encore en train de construire de nouvelles capacités au charbon, l'hypothèse est que les capacités commenceront à baisser 5 ans après la date d'achèvement du projet le plus lointain.

Les objectifs de neutralité carbone sont pris de manière conservatrice en supposant qu'il y aura une diminution progressive du charbon (sans que celui-ci soit bridé) d'ici à l'année de prévision.

Pour la Chine, l'objectif de neutralité carbone en 2060 prend en compte 180 GW de capacité au charbon d'ici à 2050, ceci est basé sur la feuille de route de [Tsinghua ICCSD](#). L'hypothèse est que la capacité de production d'électricité au charbon atteindra son maximum en 2030, pour un volume de 1 260 GW, basé sur une [prévision](#) du Conseil Chinois pour l'Électricité.

L'objectif des États-Unis d'atteindre une production d'énergie propre d'ici à 2035 est interprété comme un abandon progressif du charbon (sans qu'il soit bridé) se terminant à cette date.

Le scénario de 1,5 degré Celsius de réchauffement planétaire est une version mise à jour du [scénario](#) publié par Global Energy Monitor et Greenpeace en 2018, en suivant les mêmes budgets d'émission et la même méthodologie, mais en utilisant des durées de vie pour les centrales à charbon révisées pour prendre en compte les changements sur le statut des centrales. Le scénario fait l'hypothèse d'une diminution rapide des coefficients d'utilisation des centrales en activité, ce qui signifie que les émissions baissent beaucoup plus rapidement que les capacités réelles.