



iea

International
Energy Agency

Électricité 2024

Analyse et prévisions jusqu'en 2026

AGENCE INTERNATIONALE DE L'ÉNERGIE

L'AIE analyse l'ensemble des enjeux énergétiques, qu'il s'agisse de l'offre et de la demande en pétrole, gaz et charbon, des technologies liées aux énergies renouvelables, des marchés de l'électricité, de l'efficacité énergétique, de l'accès à l'énergie, de la gestion de la demande et bien plus encore. Par ses travaux, l'AIE promeut des politiques visant à renforcer la fiabilité, l'accessibilité et la durabilité de l'énergie dans ses 31 pays membres, 13 pays associés et au-delà.

La présente publication, ainsi que toute carte qui y figure, ne préjugent en rien du statut ou de la souveraineté de tout territoire, de la délimitation des frontières internationales ou du nom de tout territoire, ville ou zone.

Pays membres de l'AIE :

Australie
Autriche
Belgique
Canada
République tchèque
Danemark
Estonie
Finlande
France
Allemagne
Grèce
Hongrie
Irlande
Italie
Japon
Corée
Lituanie
Luxembourg
Mexique
Pays-Bas
Nouvelle-Zélande
Norvège
Pologne
Portugal
République slovaque
Espagne
Suède
Suisse
République de Türkiye
Royaume-Uni
États-Unis

L'Union européenne

La Commission
participe également
aux travaux de l'AIE

Pays partenaires de l'AIE :

Argentine
Brésil
Chine
Égypte
Inde
Indonésie
Kenya
Maroc
Sénégal
Singapour
Afrique du Sud
Thaïlande
Ukraine

Résumé

L'électricité occupe une place centrale dans le fonctionnement des sociétés et des économies modernes, et son rôle ne cesse de croître à mesure que les technologies alimentées par l'électricité — comme les véhicules électriques et les pompes à chaleur — gagnent en popularité. Aujourd'hui, la production d'électricité constitue la principale source d'émissions mondiales de dioxyde de carbone (CO₂), mais ce secteur est également à l'avant-garde de la transition vers la neutralité carbone grâce à l'essor rapide des énergies renouvelables telles que le solaire et l'éolien. Garantir un accès fiable et abordable à l'électricité pour tous tout en réduisant les émissions mondiales de CO₂ reste l'un des défis majeurs de la transition énergétique.

Face à ces évolutions, la publication Électricité 2024 de l'Agence internationale de l'énergie est incontournable. Elle propose une analyse approfondie et complète des politiques récentes et des dynamiques du marché, et présente des prévisions jusqu'en 2026 sur la demande, l'offre et les émissions de CO₂. Le rapport du secteur électrique de l'AIE, publié régulièrement depuis 2020, éclaire l'évolution du mix de production. Cette année, l'édition propose également une analyse détaillée des facteurs ayant mené à la baisse récente de la demande d'électricité en Europe, de l'impact des centres de données sur la consommation électrique, ainsi que des dernières avancées du secteur nucléaire mondial.

Remerciements, contributeurs et crédits

Cette étude a été réalisée par la Division des marchés du gaz, du charbon et de l'électricité (GCP) de l'Agence internationale de l'énergie (AIE). Sa conception et sa direction ont été assurées par Eren Çam, analyste énergie spécialisé dans l'électricité.

Les principaux auteurs de ce rapport sont : Eren Çam, Zoe Hungerford, Niklas Schoch, Francys Pinto Miranda et Carlos David Yáñez de León.

Keisuke Sadamori, directeur de la Direction des marchés et de la sécurité énergétiques (EMS) de l'AIE, ainsi que Dennis Hesseling, responsable du GCP, ont apporté leur expertise et leurs recommandations. D'autres membres de la direction de l'AIE, notamment Laura Cozzi et Tim Gould, ont également fourni des conseils précieux. Par ailleurs, l'expertise et les contributions de Carlos Fernández Álvarez, analyste principal en énergie, sont vivement reconnues.

Le rapport a également bénéficié des analyses, données et contributions de Syrine El Abed, Nadim Abillama, Jenny Birkeland, Javier Jorquera Copier, Keith Everhart, Carole Etienne, Stavroula Evangelopoulou, Takeshi Furukawa, Gaia Guadagnini, Astha Gupta, Craig Hart, Julian Keutz, Jinpyung Kim, Pablo Hevia-Koch, Rena Kuwahata, Arne Lilienkamp, Rita Madeira, Gergely Molnár, John Moloney, Yu Nagatomi, Ranya Oualid, Camille Paillard, Isaac Portugal, Brendan Reidenbach, Frederick Ritter.

De nombreux collaborateurs de l'AIE ont enrichi ce rapport par leurs commentaires, suggestions et retours, notamment Heymi Bahar, Alessandro Blasi, Toril Bosoni, Stéphanie Bouckaert, Elizabeth Connelly, Ciarán Healy, Paul Hugues, Tae-Yoon Kim, Martin Küppers, Yannick Monschauer, Apostolos Petropoulos, Uwe Remme, Max Schönfisch, Leonie Staas, Gianluca Tonolo, Anthony Vautrin, Brent Wanner et Jacques Warichet.

Les auteurs tiennent également à remercier chaleureusement Diane Munro pour sa relecture experte du manuscrit, ainsi que l'équipe Communication et Digital de l'AIE, en particulier Jethro Mullen, Julia Horowitz et Astrid Dumond. Nos remerciements vont aussi à Einar Einarsson pour son précieux soutien lors de la mise en place de l'examen par les pairs.

De nombreux spécialistes extérieurs à l'AIE ont relu ce rapport et apporté des contributions et commentaires précieux. Parmi eux :

Michel Berthélemy (NEA), Sarah Keay-Bright (ESO), Bram Claeys (RAP), Brent Dixon (INL), Ganesh Doluweera (CER), Fernando Dominguez (EU DSO Entity),

Carlos Finat (KAEL), Peter Fraser (consultant indépendant), Rafael Muruais Garcia (ACER EUROPA), Rafaila Grigoriou (VaasaETT), Edwin Haesen (ENTSOE), Jan Horst Keppler (NEA), Donghoon Kim (SK), Wikus Kruger (Université du Cap), Francisco Laverón (Iberdrola), King Lee (WNA), Stefan Lorenczik (Frontier Economics), Akos Losz (Université Columbia), Christoph Maurer (Consentec), Tatiana Mitrova (Université Columbia), Enrique De Las Morenas Moneo (ENEL), Emmanuel Neau (EDF), Noor Miza Razali (Tenaga Nasional Berhad), Ana Lia Rojas (ACERA Chili), Samir Chandra Saxena (POSOCO), María Sicilia (ENAGAS), Marcio Szechtman (CIGRE), Kunie Taie (IEEJ), Arjon Valencia (IEMOP), Johannes Wagner (Guidehouse), Matthew Wittenstein (ESCAP) et Rina Bohle Zeller (Vestas).

Sommaire

Résumé exécutif	8
Tendances mondiales.....	15
Demande : la consommation mondiale d'électricité progresse fortement jusqu'en 2026.....	15
Les économies émergentes, moteurs de la croissance mondiale de la demande d'électricité.....	15
La Chine enregistre la plus forte hausse de la demande d'électricité, tandis que l'Inde affiche la croissance la plus rapide	17
L'Asie du Sud-Est et l'Inde progressent dans la consommation d'électricité par habitant, mais l'Afrique reste à la traîne ...	19
Focus : Naviguer dans les incertitudes de la reprise de la demande d'électricité dans l'UE.....	20
La demande mondiale d'électricité des centres de données pourrait doubler d'ici 2026	31
Autoconsommation en hausse dans les systèmes décentralisés et défis de collecte des données.....	37
Approvisionnement : L'électricité propre couvre tous les besoins supplémentaires jusqu'en 2026	40
Les énergies renouvelables dépassent le charbon comme première source d'électricité mondiale en 2025	40
Le charbon limité par les renouvelables en Chine, mais pas dans le reste de l'Asie	42
À la une : La production nucléaire atteindra un nouveau record en 2025	44
La production hydroélectrique a diminué en 2023 dans de nombreuses régions, impactée par les conditions météorologiques...	55
La chaîne d'approvisionnement des turbines à gaz est concentrée de manière différente selon les régions	56
Émissions : Le CO₂ du secteur électrique entame une baisse structurelle	61
La Chine concentre la moitié de la baisse des émissions mondiales de la production d'électricité d'ici 2026	61
La Chine, les États-Unis et l'Union européenne en tête de la baisse des émissions du secteur énergétique	62
L'intensité carbone du secteur électrique devrait chuter à un rythme inédit.....	63
Prix : Les tarifs de gros de l'électricité reculent après des niveaux records	65
Dans de nombreuses régions, les prix de l'électricité restent supérieurs à ceux d'avant la pandémie	65
Quel est le coût de l'électricité pour les industries à forte consommation d'énergie dans le monde ?	69
Prix de l'électricité pour les ménages et accessibilité financière.....	73
Fiabilité : La surveillance de la sécurité électrique demeure essentielle	76
Des mesures et marchés spécifiques pour l'inertie du système deviennent courants	76
Des phénomènes météorologiques extrêmes ont provoqué d'importantes coupures d'électricité en 2023	78
Des problèmes d'approvisionnement et de réseau ont entraîné de grandes pannes, principalement dans les pays émergents et en développement ..	80
Comprendre le rôle humain dans les interruptions et coupures électriques.....	82
Focus régional	88
Asie-Pacifique.....	88
Amériques.....	110
Europe.....	121
Eurasie	138
Moyen-Orient	142

Afrique..... 148

Annexes.....159

Tableaux récapitulatifs 159

Classements régionaux et par pays 164

Abréviations et acronymes..... 166

Unités de mesure 168

Résumé exécutif

La demande mondiale d'électricité a augmenté modérément en 2023, mais devrait accélérer d'ici 2026

La baisse de la consommation d'électricité dans les économies avancées a freiné la croissance de la demande mondiale d'énergie en 2023. À l'échelle mondiale, la demande d'électricité a progressé de 2,2 % en 2023, soit un rythme inférieur à celui de 2,4 % observé en 2022. Alors que la Chine, l'Inde et de nombreux pays d'Asie du Sud-Est ont connu une forte hausse de leur demande en électricité en 2023, les économies avancées ont enregistré des baisses significatives, conséquence d'un contexte macroéconomique peu dynamique et d'une inflation élevée, qui ont pesé sur l'activité industrielle et manufacturière.

La demande mondiale d'électricité devrait croître à un rythme plus soutenu au cours des trois prochaines années, avec une progression moyenne de 3,4 % par an jusqu'en 2026. Cette évolution sera portée par une amélioration des perspectives économiques, favorisant une hausse plus rapide de la demande électrique, aussi bien dans les économies avancées qu'émergentes. En particulier, dans les économies avancées et en Chine, la demande sera soutenue par la poursuite de l'électrification des secteurs résidentiel et des transports, ainsi que par la forte croissance des centres de données. La part de l'électricité dans la consommation finale d'énergie est estimée à 20 % en 2023, contre 18 % en 2015. Bien qu'il s'agisse d'un progrès, une accélération de l'électrification reste nécessaire pour atteindre les objectifs mondiaux de décarbonation. Selon le scénario « Zéro émission nette d'ici 2050 » de l'AIE, trajectoire alignée sur une limitation du réchauffement climatique à 1,5 °C, la part de l'électricité dans la consommation finale d'énergie devrait approcher 30 % en 2030.

La consommation d'électricité des centres de données, de l'intelligence artificielle (IA) et du secteur des cryptomonnaies pourrait doubler d'ici 2026. Les centres de données sont de puissants moteurs de la croissance de la demande d'électricité dans de nombreuses régions. Après avoir consommé environ 460 térawattheures (TWh) dans le monde en 2022, leur consommation totale pourrait dépasser 1 000 TWh en 2026, un chiffre proche de la consommation électrique annuelle du Japon. L'adoption de nouvelles réglementations et les progrès technologiques, notamment en matière d'efficacité énergétique, seront essentiels pour limiter cette forte hausse de la demande.

Les économies émergentes et en développement sont les véritables moteurs de la croissance mondiale de la demande d'électricité

Près de 85 % de la hausse supplémentaire de la demande mondiale d'électricité d'ici 2026 proviendra de pays autres que les économies avancées, la Chine jouant un rôle prépondérant, même alors que son économie connaît d'importantes évolutions structurelles. En 2023, la Chine

La demande d'électricité a progressé de 6,4 %, tirée par les secteurs des services et de l'industrie. Comme la croissance économique du pays devrait ralentir et s'éloigner de l'industrie lourde, le rythme d'augmentation de la demande d'électricité en Chine devrait s'atténuer, atteignant 5,1 % en 2024, 4,9 % en 2025 et 4,7 % en 2026 selon nos prévisions. Malgré cela, la hausse totale de la demande chinoise en électricité d'ici 2026, soit environ 1 400 TWh, représente plus de la moitié de la consommation annuelle actuelle d'électricité de l'Union européenne. La consommation d'électricité par habitant en Chine dépassait déjà celle de l'Union européenne fin 2022 et devrait continuer à croître. L'essor rapide de la production de modules photovoltaïques et de véhicules électriques, ainsi que le traitement des matériaux connexes, viendront soutenir la progression continue de la demande d'électricité en Chine à mesure que l'économie évolue.

La Chine représente le volume le plus important de la croissance mondiale de la demande d'électricité, mais c'est l'Inde qui affiche le rythme de progression le plus rapide parmi les grandes économies jusqu'en 2026. Après une hausse de 7 % de la demande d'électricité en Inde en 2023, nous anticipons une croissance annuelle moyenne supérieure à 6 % jusqu'en 2026, soutenue par une forte activité économique et un nombre croissant de climatiseurs. Au cours des trois prochaines années, l'Inde ajoutera à sa demande d'électricité l'équivalent de la consommation actuelle du Royaume-Uni. Si les énergies renouvelables devraient couvrir près de la moitié de cette croissance, un tiers proviendra de la production d'électricité à base de charbon. Nous prévoyons également que l'Asie du Sud-Est connaîtra une progression robuste de la demande d'électricité, avec une hausse annuelle moyenne de 5 % jusqu'en 2026, portée par une dynamique économique soutenue.

Alors que la consommation d'électricité par habitant connaît une forte progression en Inde et en Asie du Sud-Est, elle demeure pratiquement inchangée en Afrique depuis plus de trente ans. Ces dernières années, la consommation par habitant en Afrique a même reculé, la population ayant augmenté plus vite que l'offre d'électricité. Selon nos prévisions, elle ne devrait retrouver son niveau de 2010-2015 qu'au plus tôt d'ici la fin 2026. Il y a trente ans, un Africain consommait en moyenne plus d'électricité qu'un habitant de l'Inde ou de l'Asie du Sud-Est. Mais la croissance soutenue de la demande et de l'offre d'électricité dans ces deux régions, accompagnée d'un essor économique remarquable, a profondément transformé la situation. En 2023, la consommation d'électricité par habitant en Afrique représentait seulement la moitié de celle observée en Inde, et était inférieure de 70% à celle de l'Asie du Sud-Est. Pour la période 2024-2026, nous prévoyons que la demande totale d'électricité en Afrique augmentera en moyenne de 4% par an, soit le double du rythme constaté entre 2017 et 2023. Les deux tiers de cette hausse devraient être couverts par les énergies renouvelables, le reste provenant principalement du gaz naturel.

La demande d'électricité aux États-Unis a reculé de 1,6% en 2023, après une hausse de 2,6% en 2022, mais elle devrait se redresser sur la période 2024-2026. Cette baisse s'explique principalement par des conditions météorologiques plus clémentes en 2023 par rapport à 2022, auxquelles s'ajoute un ralentissement du secteur manufacturier. Nos prévisions annoncent une

augmentation modérée de la demande, estimée à 2,5 % en 2024, en supposant un retour à des conditions météorologiques moyennes. Celle-ci serait suivie d'une croissance moyenne de 1 % entre 2025 et 2026, portée par l'électrification et le développement du secteur des centres de données, lequel devrait représenter plus d'un tiers de la demande supplémentaire d'ici 2026.

Peu de chances d'un redressement rapide pour les industries à forte intensité énergétique dans l'Union européenne

La demande d'électricité dans l'Union européenne a diminué pour la deuxième année consécutive en 2023, malgré une baisse des prix de l'énergie après leurs sommets historiques. Après un recul de 3,1 % en 2022, la demande a encore baissé de 3,2 % en 2023, la ramenant ainsi à un niveau inédit depuis vingt ans. Comme en 2022, la faiblesse de la consommation industrielle a joué un rôle clé dans cette baisse de demande, les prix de l'énergie ayant reculé mais restant supérieurs à ceux d'avant la pandémie. En 2023, on a également observé des signes de diminution durable de la demande, notamment dans les secteurs très énergivores comme la chimie et la métallurgie de base. Ces secteurs resteront vulnérables aux fluctuations des prix de l'énergie sur la période étudiée.

La consommation d'électricité dans l'UE ne devrait pas retrouver son niveau de 2021 avant, au plus tôt, 2026. La demande électrique du secteur industriel européen aurait encore reculé de 6 % en 2023, après une baisse similaire en 2022. En supposant une reprise progressive de l'industrie à mesure que les prix de l'énergie se stabilisent, la croissance de la demande électrique de l'UE est estimée à 2,3 % en moyenne sur la période 2024-2026. Les véhicules électriques, les pompes à chaleur et les centres de données resteront des moteurs majeurs de cette croissance, représentant ensemble la moitié des gains attendus en matière de demande globale.

En 2023, le prix de l'électricité pour les industries énergivores de l'Union européenne était presque deux fois supérieur à celui constaté aux États-Unis et en Chine. Malgré une baisse estimée à 50 % des prix dans l'UE en 2023 par rapport à 2022, les industries très consommatrices d'énergie ont continué à faire face à des tarifs beaucoup plus élevés qu'aux États-Unis ou en Chine, dans le contexte de la guerre en Ukraine. L'écart de prix, déjà présent avant la crise énergétique, s'est encore creusé. De ce fait, la compétitivité de ces industries en Europe devrait rester sous pression. Les décideurs politiques examinent actuellement de nouvelles initiatives et instruments financiers pour permettre à l'UE de rivaliser avec les grands acteurs industriels mondiaux. L'ampleur et l'efficacité de ces mesures seront déterminantes pour l'avenir du secteur industriel énergivore européen.

L'offre d'électricité décarbonée devrait répondre à l'ensemble de la croissance de la demande mondiale d'ici 2026

Une production d'électricité jamais vue provenant de sources à faibles émissions – incluant le nucléaire et les énergies renouvelables comme le solaire, l'éolien et l'hydroélectricité – devrait couvrir toute la croissance de la demande mondiale au cours des trois prochaines années. Les sources à faibles émissions, qui réduiront la part des combustibles fossiles dans la production d'électricité à l'échelle mondiale, devraient représenter près de la moitié de la production mondiale d'ici 2026, contre 39 % en 2023. Sur les trois prochaines années, la production issue de ces sources progressera à un rythme deux fois supérieur à celui observé entre 2018 et 2023 – un changement majeur, sachant que le secteur électrique reste le premier émetteur de dioxyde de carbone (CO₂) aujourd'hui.

D'ici début 2025, les énergies renouvelables devraient représenter plus d'un tiers de la production mondiale d'électricité, dépassant ainsi le charbon. La part des renouvelables dans la production électrique devrait passer de 30 % en 2023 à 37 % en 2026, portée principalement par le développement du solaire photovoltaïque, dont le coût ne cesse de diminuer. Durant cette période, les renouvelables devraient compenser largement la croissance de la demande dans les économies avancées comme les États-Unis et l'Union européenne, remplaçant les sources fossiles. Parallèlement, en Chine, la forte progression des énergies renouvelables devrait couvrir l'ensemble de la demande supplémentaire d'électricité, même si la météo et le ralentissement potentiel de la croissance restent des facteurs d'incertitude. Pour accompagner l'essor des capacités renouvelables, il sera essentiel d'accélérer les investissements dans les réseaux et la flexibilité du système afin d'assurer une intégration optimale.

L'expansion rapide des énergies renouvelables, soutenue par la hausse de la production nucléaire, devrait progressivement remplacer la production mondiale d'électricité à partir du charbon, dont le recul moyen annuel est estimé à 1,7 % d'ici 2026. Cela fait suite à une hausse de 1,6 % de la production à base de charbon en 2023, liée aux épisodes de sécheresse en Inde et en Chine qui ont réduit l'hydroélectricité et accru le recours au charbon, compensant largement les baisses observées aux États-Unis et en Europe. L'avenir mondial du charbon dépendra principalement de l'évolution du marché en Chine, qui concentre plus de la moitié de la production mondiale. Actuellement, la production chinoise à partir du charbon amorce une lente diminution structurelle sous l'effet du dynamisme des renouvelables, de l'essor du nucléaire et d'une croissance économique plus modérée. Malgré la mise en service de nouvelles centrales pour renforcer la sécurité énergétique, leur taux d'utilisation devrait continuer de baisser, les centrales étant exploitées de façon plus flexible en complément des renouvelables. Cependant, la production charbonnière chinoise restera fortement influencée par le rythme du rééquilibrage économique, les conditions de l'hydroélectricité et les obstacles à l'intégration des renouvelables dans le réseau national.

La production d'électricité à partir de gaz naturel devrait connaître une légère hausse au cours de la période de prévision. En 2023, la forte baisse de la production électrique issue du gaz dans l'Union européenne a été largement compensée par des augmentations significatives aux États-Unis, où le gaz naturel, de plus en plus utilisé à la place du charbon, a atteint sa part la plus élevée dans la production d'électricité. À l'échelle mondiale, la production à base de gaz n'a progressé que de moins de 1 % en 2023. D'ici 2026, nous anticipons une croissance annuelle moyenne d'environ 1 %. Alors que la production au gaz en Europe devrait continuer de diminuer, la hausse mondiale sera portée par des progrès notables en Asie, au Moyen-Orient et en Afrique, soutenus par une demande croissante d'électricité dans ces régions et par l'arrivée de nouvelles capacités de gaz naturel liquéfié (GNL) à partir de 2025.

La production d'électricité d'origine nucléaire devrait atteindre un nouveau sommet historique d'ici 2025

D'ici 2025, la production nucléaire mondiale devrait dépasser son précédent record établi en 2021. Même si certains pays abandonnent progressivement le nucléaire ou ferment leurs centrales plus tôt que prévu, la production nucléaire mondiale devrait augmenter d'environ 3 % par an en moyenne jusqu'en 2026, grâce à l'achèvement des travaux de maintenance en France, à la relance de plusieurs centrales au Japon et à la mise en service de nouveaux réacteurs dans divers marchés tels que la Chine, l'Inde, la Corée et l'Europe. De nombreux pays considèrent désormais l'énergie nucléaire comme un pilier fondamental de leur stratégie énergétique, afin de renforcer la sécurité d'approvisionnement tout en limitant les émissions de gaz à effet de serre. Lors de la conférence sur le climat COP28, qui s'est tenue en décembre 2023, plus de 20 pays ont signé une déclaration commune visant à tripler la capacité nucléaire d'ici 2050. Atteindre cet objectif nécessitera de relever le défi majeur de réduire les risques liés à la construction et au financement du secteur nucléaire. L'intérêt pour la technologie des petits réacteurs modulaires (SMR) ne cesse de croître. Son développement et sa mise en œuvre restent encore modestes et rencontrent certains obstacles, mais la recherche et développement commence réellement à s'intensifier.

L'Asie demeure le principal moteur de la croissance nucléaire, avec une part de la production mondiale qui devrait atteindre 30 % en 2026. L'Asie devrait dépasser l'Amérique du Nord en termes de capacité nucléaire installée d'ici la fin 2026, grâce à la mise en service d'un grand nombre de centrales actuellement en construction. Plus de la moitié des nouveaux réacteurs qui devraient entrer en activité au cours de la période étudiée se trouvent en Chine et en Inde. La Chine a connu une progression particulièrement marquée au cours des dix dernières années, avec près de 37 gigawatts (GW) de nouvelles capacités, soit presque les deux tiers de sa capacité nucléaire actuelle. Cela a permis à la part de la Chine dans la production nucléaire mondiale de passer de 5 % en 2014 à environ 16 % en 2023. La Chine a également lancé l'exploitation commerciale de son premier réacteur de quatrième génération en décembre 2023, illustrant encore l'avancée du pays dans le domaine du nucléaire.

Les émissions liées à la production d'électricité amorcent un déclin structurel, accéléré par l'intensification de la décarbonation

Les émissions mondiales de CO₂ provenant de la production d'électricité devraient diminuer de plus de 2 % en 2024, après une hausse de 1 % en 2023. Cette tendance devrait se poursuivre avec de légères baisses prévues pour 2025 et 2026. La forte progression de la production d'électricité à base de charbon

en 2023 – notamment en Chine et en Inde dans un contexte de baisse de la production hydraulique a contribué – à l'augmentation des émissions mondiales de CO₂ du secteur électrique. Avec l'essor rapide de l'électricité d'origine propre, la part des énergies fossiles dans la production mondiale devrait passer de 61 % en 2023 à 54 % en 2026, franchissant pour la première fois la barre des 60 % depuis 1971 selon les données de l'AIE. Bien que des conditions météorologiques extrêmes, des chocs économiques ou des changements de politiques publiques puissent provoquer une hausse ponctuelle des émissions certaines années, la tendance générale à la baisse devrait se maintenir grâce au développement des énergies renouvelables et du nucléaire, qui continuent de remplacer progressivement les sources fossiles.

L'intensité carbone de la production mondiale d'électricité devrait diminuer à un rythme deux fois plus rapide qu'avant la pandémie. ² La baisse moyenne prévue de 4 % de l'intensité CO₂ entre 2023 et 2026 est le double de la réduction de 2 % observée entre 2015 et 2019. L'Union européenne devrait enregistrer le progrès le plus significatif, avec une baisse moyenne de 13 % par an, suivie par la Chine à 6 % et les États-Unis à 5 %. Cette diminution de l'intensité carbone dans la production d'électricité signifie que les économies d'émissions issues de l'électrification des transports, du chauffage et de l'industrie seront encore plus marquées.

Les prix de gros de l'électricité restent supérieurs aux niveaux d'avant la pandémie dans de nombreux pays

En 2023, les prix de gros de l'électricité ont reculé dans de nombreux pays par rapport aux sommets atteints en 2022. Cette baisse s'est accompagnée d'un recul des prix des matières premières énergétiques telles que le gaz naturel et le charbon, mais des différences régionales subsistent. En Europe, le prix moyen de gros de l'électricité a chuté de plus de 50 % en 2023 par rapport aux niveaux records de 2022. Pourtant, les prix européens restent environ deux fois supérieurs à ceux de 2019, alors qu'aux États-Unis, ils n'étaient que 15 % plus élevés qu'en 2019. L'incertitude autour du redémarrage du nucléaire français et de l'évolution du prix du gaz naturel continue de soutenir des prix à terme élevés en Europe pour les hivers à venir. Les pays nordiques, dominés par l'hydroélectricité, demeurent le seul marché européen où les prix de gros sont comparables à ceux des États-Unis et de l'Australie. En 2023, les prix de gros au Japon et en Inde sont aussi restés au-dessus de ceux de 2019.

L'impact croissant des conditions météorologiques sur les réseaux électriques souligne l'importance d'investir dans la sécurité de l'approvisionnement en électricité

La production hydroélectrique mondiale a reculé en 2023, affectée par des phénomènes météorologiques tels que les sécheresses, des précipitations inférieures à la moyenne et des fontes précoces de neige dans de nombreuses régions. Le Canada, la Chine, la Colombie, le Costa Rica, l'Inde, le Mexique, la Türkiye, les États-Unis, le Vietnam ainsi que d'autres pays ont tous enregistré une baisse de la production hydroélectrique. Le facteur de charge mondial de l'hydroélectricité, indicateur clé du taux d'utilisation, est tombé en dessous de 40 %, son plus bas niveau depuis au moins trente ans. Dans certains pays, cette diminution de la production a entraîné des pénuries d'énergie, une dépendance accrue au charbon et au gaz, ainsi que des inquiétudes sur la stabilité de l'approvisionnement électrique. Cette tendance met en lumière la vulnérabilité de l'hydroélectricité face aux variations climatiques, ainsi que le risque pour les pays qui en dépendent fortement. Diversifier les sources d'énergie, développer les interconnexions régionales et mettre en place des stratégies pour rendre la production plus résiliente face aux aléas météorologiques deviendront des priorités croissantes.

En 2023, des phénomènes météorologiques extrêmes ont provoqué d'importantes coupures d'électricité aux États-Unis et en Inde. Ces événements ont mis en évidence l'urgence de renforcer la résilience des systèmes électriques, car l'impact de la météo sur l'offre et la demande d'électricité ne cesse de croître. Une capacité de production insuffisante, des difficultés d'approvisionnement en combustibles et des problèmes techniques liés au réseau ont également continué de causer des pénuries majeures dans bon nombre de régions. La plupart de ces interruptions ont été constatées dans des économies émergentes comme le Pakistan, le Kenya et le Nigeria, particulièrement touchées par le manque d'électricité, des infrastructures défaillantes et des réseaux sous tension face à une demande accrue. Le développement et le renforcement des réseaux électriques seraient non seulement garants d'une fourniture fiable, mais aussi essentiels pour intégrer les énergies renouvelables. L'amélioration de la collecte de données, la digitalisation et une plus grande transparence autour des coupures sont également indispensables pour mieux comprendre les causes des incidents et concevoir des mesures préventives efficaces.

Des mesures opérationnelles spécifiques et de nouveaux marchés dédiés à la stabilité des systèmes électriques deviennent de plus en plus courants. Les pays où la part des énergies renouvelables variables est élevée mettent en place des dispositifs pour garantir la stabilité de la fréquence du réseau. Certaines régions adoptent des exigences minimales en matière d'inertie du système, propriété généralement assurée par des générateurs conventionnels à rotor, qui renforcent la résilience du réseau lors de perturbations. Par ailleurs, des pays tels que le Royaume-Uni, l'Irlande et l'Australie introduisent des marchés et des solutions comme la réponse rapide en fréquence et des services similaires, permettant de stabiliser rapidement le système après un incident. Les systèmes de stockage par batteries apportent ce type de service, contribuant à la stabilité du réseau et à sa flexibilité, et jouent ainsi un rôle clé dans l'intégration des énergies renouvelables.

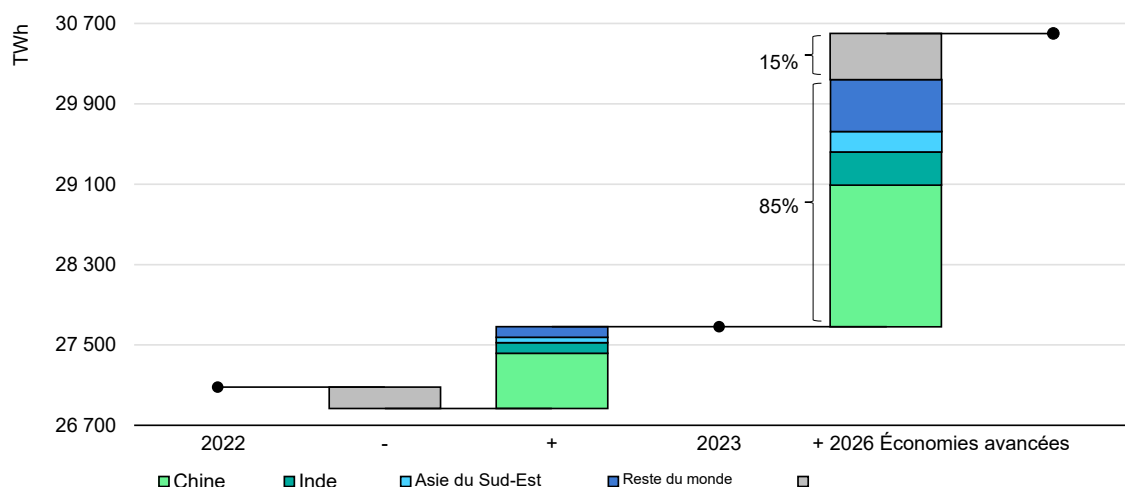
Tendances mondiales

Demande : la consommation mondiale d'électricité affiche une forte progression jusqu'en 2026

Les économies émergentes stimulent la croissance de la demande mondiale d'électricité

La demande mondiale d'électricité a augmenté de 2,2 % en 2023, un rythme plutôt modéré par rapport à 2,4 % en 2022. Cependant, selon nos prévisions pour la période 2024-2026, la croissance devrait s'accélérer et atteindre 3,4 %, les marchés émergents continuant à porter la demande, comme ce fut le cas en 2023. Les effets étendus de la crise énergétique se sont poursuivis tout au long de l'année, avec une inflation élevée, des taux d'intérêt importants et un endettement fort qui ont pesé sur les économies mondiales. Malgré tout, les pays émergents ont enregistré une forte hausse de la demande d'électricité. À l'inverse, la plupart des économies avancées ont connu une baisse, en raison de la faiblesse du contexte macroéconomique et du secteur industriel, malgré la poursuite de l'électrification. Des températures plus douces que l'année précédente ont également réduit la consommation d'électricité dans certaines régions, notamment aux États-Unis.

Évolution annuelle de la demande d'électricité par région, 2022-2026



IEA. CC BY 4.0.

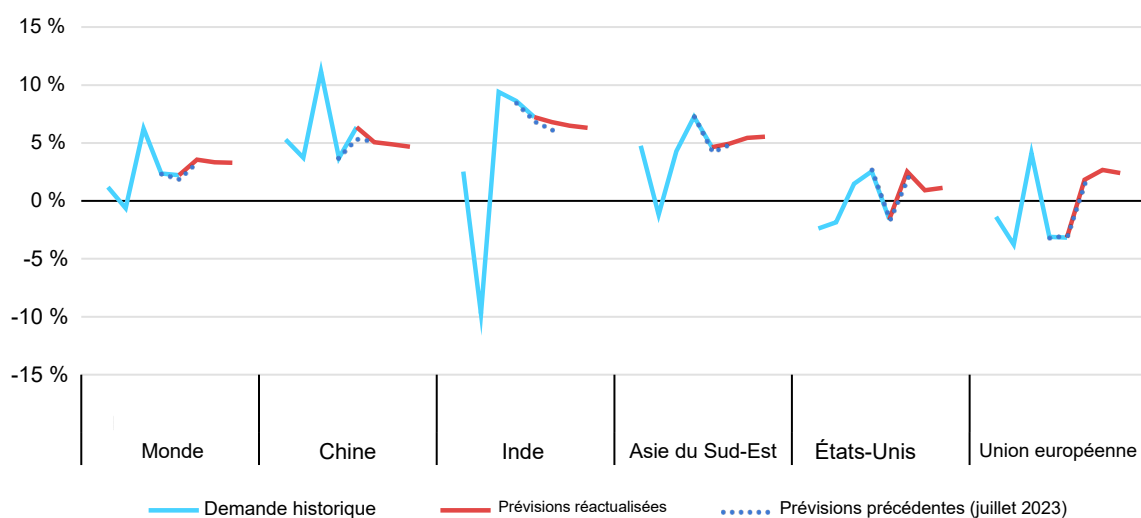
Remarque : Le groupe des économies avancées dans ce graphique n'inclut pas le Mexique ni la Türkiye.

La forte croissance des économies émergentes, associée à la reprise attendue du secteur industriel et à l'électrification continue des secteurs résidentiel et des transports dans de nombreuses régions du monde, seront les principaux moteurs de l'augmentation de la demande d'électricité selon nos prévisions. Un nouveau facteur important de la hausse de la consommation provient des centres de données très énergivores, de l'intelligence artificielle (IA) et des cryptomonnaies, dont la demande pourrait doubler d'ici 2026.

Près de 85 % de l'augmentation de la demande d'électricité d'ici 2026 proviendra de l'extérieur des économies avancées, principalement de la République populaire de Chine (ci-après, « Chine »), de l'Inde et de l'Asie du Sud-Est. Selon les prévisions d'octobre 2023 du Fonds monétaire international (FMI), la reprise économique des économies avancées sera progressive, avec une croissance du PIB prévue à 1,5 % en 2023, puis 1,4 % en 2024, et une moyenne annuelle de 1,8 % sur 2025 et 2026. À l'inverse, pour les économies émergentes, le FMI table sur une croissance soutenue, autour de 4 % par an en moyenne, voire 4,1 % pour la période 2024-2026, en phase avec l'estimation de 4 % pour 2023.

La part de l'électricité dans la consommation finale d'énergie est estimée à 20 % en 2023, contre 18 % en 2015. Malgré ces progrès, il est nécessaire d'accélérer considérablement l'électrification des usages pour atteindre les objectifs de décarbonation. Dans le scénario « Zéro émission nette d'ici 2050 » de l'AIE (scénario NZE), une trajectoire compatible avec la limitation du réchauffement à 1,5 °C, la part de l'électricité dans la consommation finale approche les 30 % d'ici 2030.

Variation annuelle en pourcentage de la demande d'électricité dans certaines régions, 2019-2026

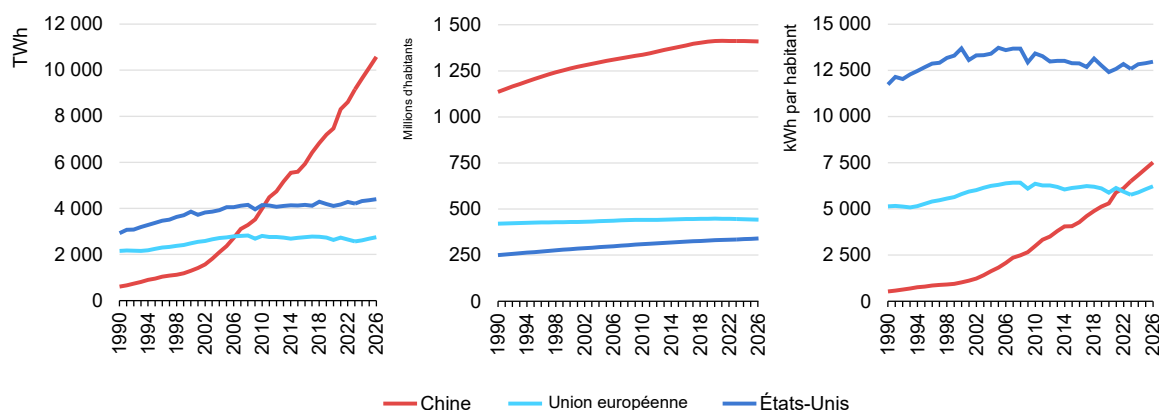


AIE. CC BY 4.0.

La Chine enregistre la plus forte progression de la demande d'électricité, tandis que l'Inde affiche le rythme de croissance le plus rapide

La demande d'électricité a suivi des trajectoires contrastées en 2023 : les économies avancées ont connu des baisses significatives, alors que les marchés émergents, notamment la Chine et l'Inde, ont affiché de solides hausses sous l'effet du dynamisme économique. La Chine a enregistré une croissance de 6,4 % de la demande d'électricité en 2023, contre une hausse de 3,7 % en 2022. Après l'assouplissement des mesures sanitaires strictes fin 2022, la progression de la demande est passée d'environ 3 % à plus de 5 % sur un an au premier semestre 2023, poursuivant sa hausse au second semestre pour clôturer l'année au-delà de 6 %. Malgré un ralentissement dans des secteurs liés à la construction comme le verre et le ciment, l'essor de la consommation électrique chinoise a été tiré par les services et divers secteurs industriels, dont la fabrication de modules photovoltaïques, de véhicules électriques et la transformation de matériaux associés. L'économie montre des signes de rééquilibrage et devrait croître à un rythme plus modéré dans les prochaines années. Ainsi, la demande d'électricité devrait progresser de 5,1 % en 2024, avant de ralentir à 4,9 % en 2025 puis 4,7 % en 2026. Même avec cette modération, l'augmentation prévue de la demande en Chine, estimée à 1 400 TWh d'ici 2026, représente toujours plus de la moitié de la consommation annuelle totale de l'Union européenne. La consommation d'électricité par habitant en Chine dépassait déjà celle de l'Union européenne fin 2022. Cependant, la consommation moyenne des ménages chinois reste inférieure à celle des foyers européens.

La demande d'électricité en Inde a progressé de 7 % en 2023, après une hausse de 8,6 % l'année précédente. L'expansion économique soutenue et la forte demande en climatisation ont constitué les moteurs principaux de cette croissance. Après deux années consécutives de fortes augmentations, la consommation d'électricité indienne a dépassé celle du Japon et de la Corée réunis à la fin 2023. Portée par une économie qui accélère et une électrification croissante, la demande d'électricité en Inde devrait augmenter en moyenne de 6,5 % par an sur la période 2024-2026. Si la Chine reste le principal contributeur en volume, l'Inde affiche le rythme de croissance le plus rapide parmi les grandes économies à l'horizon 2026. En conséquence, la hausse de la demande d'électricité en Inde au cours des trois prochaines années sera équivalente à celle du Royaume-Uni.

Demande totale d'électricité (gauche), population (centre) et consommation électrique par habitant (droite) en Chine, dans l'Union européenne et aux États-Unis, 1990-2026

AIE. CC BY 4.0.

Remarques : Les chiffres pour 2024-2026 sont des valeurs prévisionnelles. Les données historiques et les prévisions de population proviennent de [la Banque mondiale](#) (2022).

Aux États-Unis, deuxième plus grand consommateur mondial derrière la Chine, la demande d'électricité a baissé de 1,6 % en 2023 après une hausse de 2,6 % en 2022. Cette diminution s'explique principalement par une météo plus clémente en 2023 qu'en 2022. Le ralentissement du secteur manufacturier a également joué un rôle, mais dans une moindre mesure que les conditions météorologiques. Si des records de chaleur ont été atteints au Texas, augmentant le besoin de climatisation, l'été dans son ensemble est resté plus doux qu'en 2022. L'hiver a aussi été plus modéré, enregistrant le plus faible nombre de jours de chauffage depuis 2012. On prévoit une reprise modérée de la demande à hauteur de 2,5 % en 2024, à condition que la météo reste « normale », suivie d'une croissance annuelle moyenne de 1 % en 2025-2026, portée par la poursuite de l'électrification et l'essor des centres de données. Plus d'un tiers de la hausse de la demande électrique américaine d'ici 2026 devrait provenir de l'expansion des centres de données.

Au Japon, la demande d'électricité a chuté de 3,7 % en 2023, après avoir augmenté de 1 % en 2022. Malgré des températures élevées ayant stimulé la climatisation durant l'été, le ralentissement du secteur manufacturier ainsi que des mesures continues d'économie d'énergie ont fortement pesé sur la consommation d'électricité. Toutefois, sur fond de reprise progressive attendue du secteur manufacturier en 2024 et d'accélération de l'électrification des transports et du chauffage sur la période de prévision, une légère reprise de la demande de 1,2 % est anticipée en 2024, suivie d'une croissance annuelle moyenne de 0,2 % en 2025-2026.

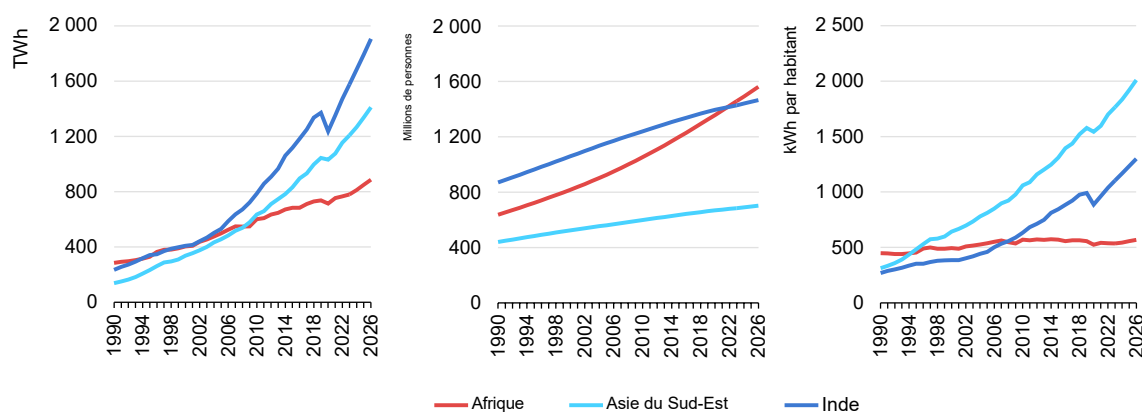
Dans l'Union européenne, après une baisse de 3,1 % en 2022, la demande d'électricité a reculé de 3,2 % supplémentaires en 2023. On prévoit un retour à la croissance en 2024 de 1,8 %, sous réserve d'une reprise partielle du secteur industriel, liée à des prix de l'énergie plus modérés et à une électrification accrue des transports et du chauffage. La demande électrique de l'UE devrait croître en moyenne de 2,5 % par an sur la période.

Période 2025-2026, soutenue par de meilleures perspectives économiques. Toutefois, après la forte baisse de la demande enregistrée dans l'Union européenne l'an dernier, des incertitudes demeurent sur le caractère temporaire ou structurel de ce recul.

L'Asie du Sud-Est et l'Inde progressent sur la consommation d'électricité par habitant, tandis que l'Afrique reste à la traîne

En 1990, la consommation moyenne d'électricité par personne en Afrique dépassait celle de l'Asie du Sud-Est de 40 % et celle de l'Inde de 65 %. Cependant, ces dernières décennies ont vu une forte hausse de la demande et de l'offre d'électricité en Inde et en Asie du Sud-Est, accompagnée d'un développement économique rapide et d'une plus grande prospérité. L'Asie du Sud-Est a dépassé l'Afrique en consommation d'électricité par habitant en 1995, puis l'Inde a fait de même en 2008. À l'inverse, la consommation par habitant en Afrique est restée stable depuis plus de trente ans, avec des chiffres pour 2023 montrant qu'elle est deux fois inférieure à celle de l'Inde et 70 % en dessous de celle de l'Asie du Sud-Est. En 2023, la consommation moyenne par habitant sur le continent africain est estimée à 530 kWh, tandis que l'Afrique subsaharienne, hors Afrique du Sud, atteint environ 190 kWh. Nous estimons que la consommation par habitant en Afrique retrouvera tout au plus d'ici fin 2026 ses niveaux de 2010-2015.

Demande totale d'électricité (gauche), population (centre) et consommation électrique par habitant (droite) en Afrique, Asie du Sud-Est et Inde, 1990-2026



IEA. CC BY 4.0.

Remarques : Les chiffres pour 2024-2026 sont des prévisions. Les données historiques et les prévisions de population proviennent de la [Banque mondiale](#) (2022).

La population africaine devrait croître rapidement, représentant un cinquième de la population mondiale d'ici 2030. Cela souligne le formidable potentiel et le besoin d'accroître l'offre d'électricité dans cette région. Notre prévision pour l'Afrique sur la période 2024-2026 anticipe une croissance annuelle moyenne de la demande totale d'électricité de 4 %, soit plus du double du rythme observé de 2015 à 2023. Environ 60 % de cette

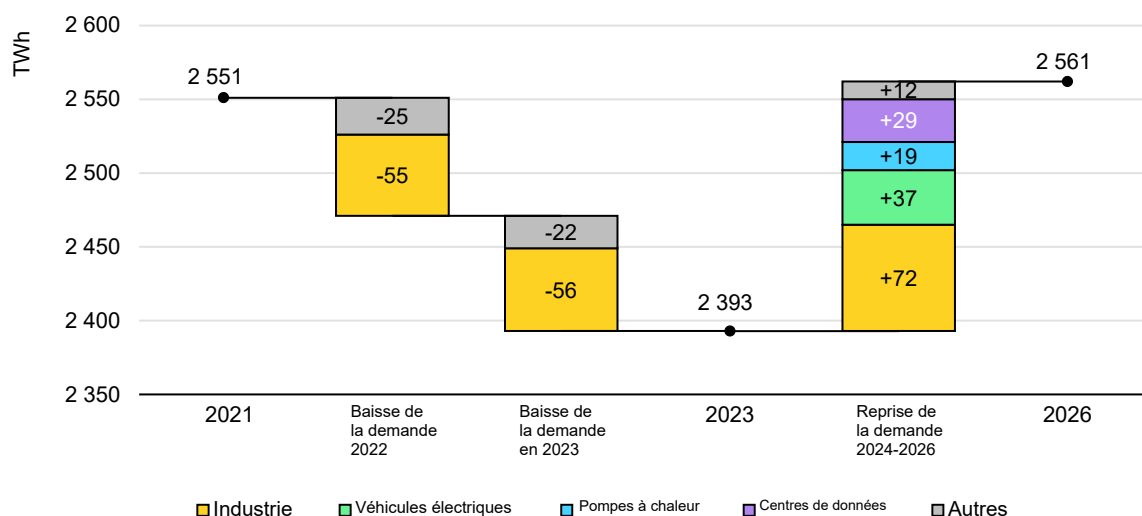
La hausse de la demande sera couverte par l'expansion des énergies renouvelables, le reste principalement par le gaz naturel. En Afrique, la production d'énergie renouvelable a progressé en moyenne de 5 % entre 2015 et 2023. Nous prévoyons une croissance moyenne de 10 % jusqu'en 2026, alors que le rythme d'installation s'accélère. Néanmoins, pour atteindre les objectifs régionaux en matière de développement énergétique et de climat, [les investissements énergétiques](#) devront plus que doubler d'ici 2030, dépassant les 90 milliards USD aujourd'hui, dont près des deux tiers seront consacrés à l'énergie propre.

En 2023, 600 millions de personnes, soit plus de 40 % de la population africaine [n'avaient pas accès à l'électricité](#), principalement en Afrique subsaharienne. Une solution courante pour l'accès à l'électricité en Afrique est l'utilisation de générateurs à essence ou diesel hors réseau, qui offrent un coût initial faible comparé à une connexion au réseau. Cependant, leurs frais d'exploitation ont fortement augmenté, surtout depuis 2021 avec la flambée des prix du pétrole. Par ailleurs, depuis 2015, [l'adoption](#) des systèmes solaires domestiques modulaires décentralisés (SHS) progresse de façon continue. Des pays comme le Ghana et le Kenya ont multiplié leur capacité SHS par plus de vingt entre 2015 et 2019. Les fournisseurs de SHS ont permis la mise en place de ces solutions grâce à des incitations financières, telles que le modèle de paiement à l'usage.

À la une : Naviguer dans les incertitudes de la reprise de la demande d'électricité dans l'UE

Après deux baisses consécutives d'ampleur historique en 2022 (-3,1 %) et en 2023 (-3,2 %), la demande d'électricité dans l'Union européenne a chuté à un niveau inédit depuis vingt ans, principalement en raison d'une moindre consommation industrielle sur fond de difficultés économiques. Notre analyse indique qu'avec une reprise progressive de l'industrie, la demande d'électricité européenne pourrait retrouver son niveau de 2021 au plus tôt en 2026, avec un taux de croissance annuel moyen de 2,3 %. Selon les prévisions du FMI publiées en octobre 2023, la croissance du PIB de la zone euro s'établirait à 1,2 % en 2024, signalant un léger redressement après le net ralentissement de 2023 (0,7 %), qui faisait suite à une croissance soutenue de 3,3 % en 2022. Ainsi, l'économie européenne devrait accélérer sur 2025-2026 avec une progression annuelle moyenne d'environ 1,8 %.

Outre la reprise graduelle de l'économie, la demande d'électricité jusqu'en 2026 sera fortement stimulée par les véhicules électriques, les pompes à chaleur et les centres de données, qui devraient représenter à eux seuls la moitié de la progression totale. On estime que 9 millions de nouveaux véhicules électriques à batterie et 11 millions de nouvelles pompes à chaleur seront déployés d'ici 2026 dans l'Union européenne, contribuant largement à cette croissance plus soutenue. Par ailleurs, nous anticipons que la consommation électrique des centres de données dans l'UE sera en 2026 supérieure de 30 % à celle de 2023, du fait de la mise en service de nouvelles installations à la faveur de la digitalisation accrue et de l'essor de l'IA. À elles seules, l'Irlande et le Danemark concentreront 20 % de la hausse attendue de la demande d'électricité des centres de données d'ici 2026.

Moteurs estimés de l'évolution de la demande d'électricité dans l'Union européenne, 2021-2026

IEA. CC BY 4.0.

Remarques : « Autres » regroupe les effets combinés des variations de la demande d'électricité dans les foyers, les services et divers secteurs, y compris les hausses dues aux véhicules électriques, aux pompes à chaleur et aux centres de données en 2022 et 2023. Pour 2024-2026, ces facteurs sont montrés séparément. En 2022, l'impact net de la météo sur la demande est estimé à une baisse de 13 TWh. En 2023, l'impact météo net aurait représenté une réduction de 7 TWh.

L'industrie a été le principal moteur de la baisse de la demande d'électricité dans l'UE en 2022 et 2023

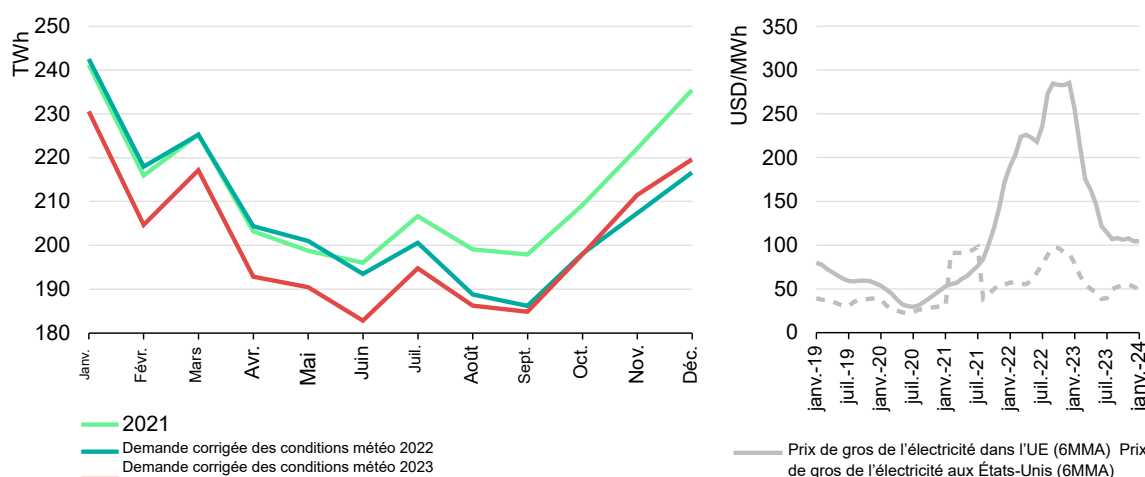
Malgré la baisse des prix de l'énergie par rapport à leurs niveaux historiques, la demande d'électricité dans l'UE a continué de diminuer en 2023. Le recul de la demande industrielle a été une fois de plus le facteur déterminant. Après une diminution de 5,8 % en 2022, on estime que la consommation électrique du secteur industriel européen a encore diminué de 6 % en 2023, les industries les plus consommatrices d'énergie ayant été les plus touchées. Même si des différences régionales existent, le prix moyen de gros de l'électricité en Europe en 2023 restait plus de deux fois supérieur à celui de 2019 (voir le [chapitre sur les prix](#) pour plus d'analyses). Cette situation, associée à une croissance économique ralentie, une demande des consommateurs plus faible, une baisse des exportations et des stocks accumulés en 2021 et 2022, a encore pesé sur la demande industrielle d'électricité dans l'UE.

L'effet d'une météo plus clémente sur la consommation d'électricité a également contribué à la baisse de la demande, mais dans une moindre mesure. En général, les températures hivernales ont été plus élevées et les étés plus frais qu'en 2022, ce qui a réduit le besoin de chauffage et de climatisation. Environ 0,3 point de pourcentage de la baisse de 3,2 % de la demande d'électricité dans l'UE est imputable à la météo, ce qui signifie que la diminution annuelle aurait été de 2,9 % sans cet effet climatique.

La moyenne mobile sur six mois du prix de gros de l'électricité dans l'UE a reculé de près de 45 % au second semestre 2023 par rapport au premier, se stabilisant autour de

EUR 100/MWh au quatrième trimestre. De plus, la baisse annuelle de la demande totale d'électricité s'est interrompue à partir de septembre, avec une légère reprise observée en novembre et décembre, après avoir reculé chaque mois par rapport à 2022 jusqu'à cette période.

Demande mensuelle d'électricité dans l'UE, 2021-2023 (à gauche), et prix moyens de gros de l'électricité dans l'Union européenne et aux États-Unis, 2019-2023 (à droite),



AIE. CC BY 4.0.

Remarques : Sur le graphique de gauche, la demande de 2022 et 2023 est corrigée des effets météorologiques par rapport à l'année de référence 2021. Cela montre ce qu'aurait été la demande en 2022 et 2023 si la météo avait été identique à celle de 2021. Le profil de demande de 2021 correspond à la demande nette observée. Sur le graphique de droite, les prix moyens de gros affichés sont des moyennes mobiles sur 6 mois (6MMA).

Source : Analyse de l'AIE basée sur les données de [Eurostat](#) (2023) et [EIA](#) (2023).

Si les prix de l'énergie restent relativement modérés et que la conjoncture économique s'améliore sur la période de prévision, la demande d'électricité du secteur industriel devrait commencer à se redresser progressivement à partir de 2024. Toutefois, une partie de la demande d'électricité a d'ores et déjà disparu de façon durable, en particulier dans les industries chimiques et métallurgiques à forte intensité énergétique, et une grande incertitude demeure quant à la part des baisses observées depuis deux ans qui sera temporaire ou définitive.

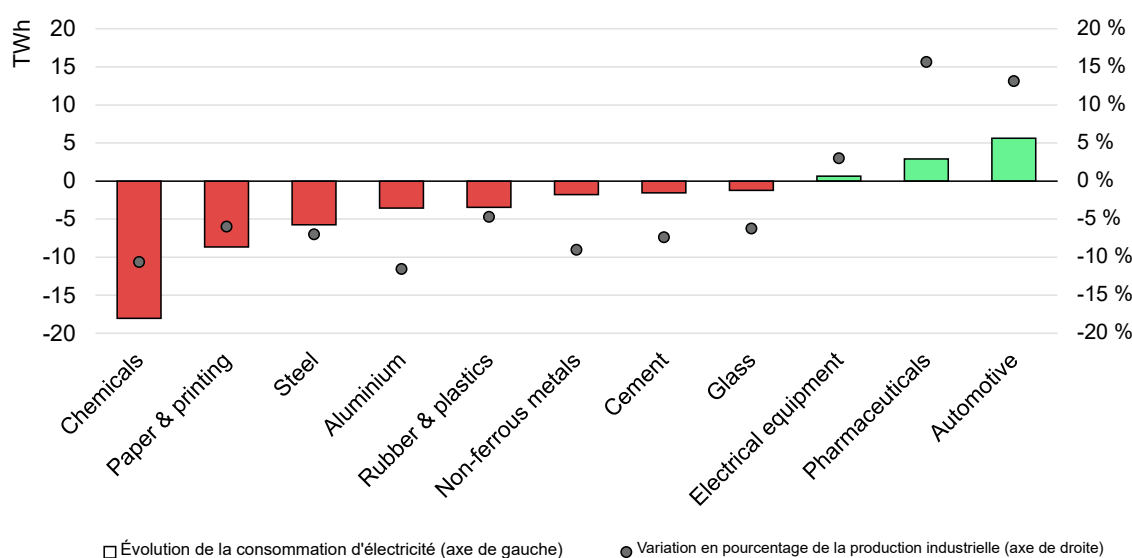
Des signes indiquent une baisse durable de la demande d'électricité

Globalement, la production et donc la demande d'électricité des industries très consommatrices d'énergie, telles que l'aluminium, l'acier, le papier et la chimie, étaient inférieures en 2023 par rapport à l'année précédente. Certaines réductions de production annoncées en 2022 par ces secteurs à la suite de la flambée des prix ont été temporaires, plusieurs sites ayant redémarré ou intensifié leurs activités à la baisse des prix en 2023. Cependant, de nombreux autres sites sont restés à l'arrêt. Relancer une installation fermée représente souvent un coût important. Par exemple, rouvrir une

La construction d'une fonderie d'aluminium peut atteindre [EUR 400 millions](#) (USD 394 millions). Il est donc probable que certaines fermetures temporaires aboutissent à des arrêts définitifs.

Le secteur chimique a été fortement impacté par la hausse des coûts énergétiques, avec un risque accru de fermetures définitives en raison de la perte de compétitivité alors que la Chine domine la croissance. Des acteurs comme Yara, Dow, INEOS, Grupa Azoty, et bien d'autres ont réduit la production de produits chimiques tels que le polyéthylène, l'ammoniac, l'urée, les nitrates et les engrais NPK (azote, phosphore, potassium). De grands groupes comme BASF ont [fermé des usines](#) partiellement à cause des coûts énergétiques élevés. Cela inclut la fermeture d'installations de caprolactame, d'ammoniac, de cyclohexanol, de cyclohexanone, de carbonate de sodium, de toluène diisocyanate et d'autres unités sur son site de Ludwigshafen, ainsi que des usines d'engrais. Ce site consomme près de [6 TWh](#) d'électricité par an, et prévoit de [réduire ses émissions de 5 %](#). Si l'on suppose une baisse similaire de la consommation d'énergie, cela représenterait une diminution permanente de la demande électrique de 0,3 TWh.

Évolution annuelle estimée de la production industrielle et de la consommation d'électricité dans certains secteurs de l'Union européenne en 2023

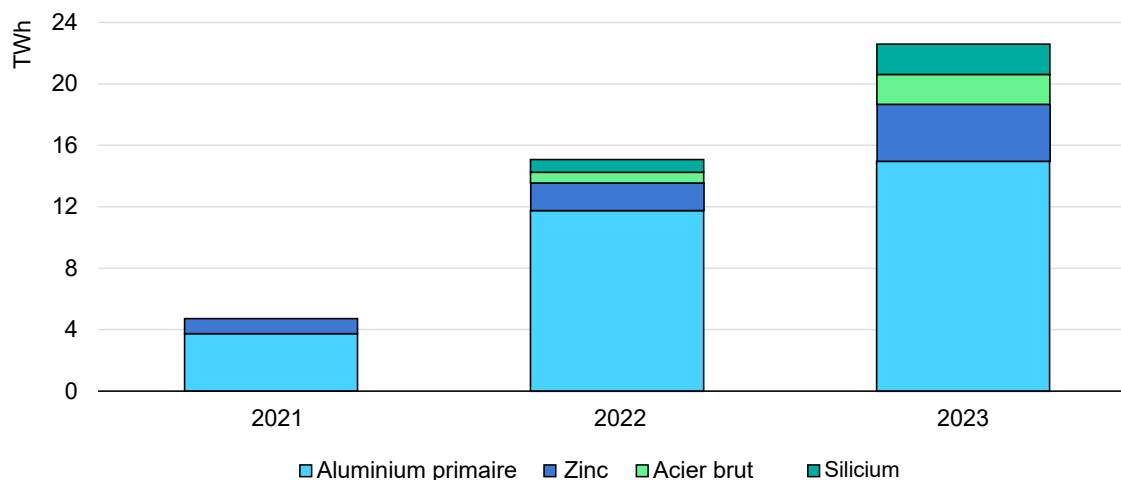


IEA. CC BY 4.0.

Source : Analyse de l'IEA basée sur les données de [Eurostat](#), [Worldsteel](#), [International Aluminium Institute](#) et [CEFIC](#).

L'industrie européenne des métaux primaires a été particulièrement touchée par la forte augmentation des prix de l'électricité, du fait de la nature énergivore de ses procédés. Par exemple, pour l'aluminium primaire, le coût de l'électricité représente environ 40 % du coût total de production. En tenant compte des réductions et fermetures annoncées jusqu'à fin 2023, notre analyse estime que la baisse annuelle de la demande électrique dans l'UE, cumulant les fermetures depuis 2020, atteint près de 23 TWh pour les secteurs des métaux primaires tels que l'aluminium, le zinc, l'acier et le silicium.

Pertes cumulées estimées de la demande annuelle d'électricité dans certaines industries métallurgiques de première transformation au sein de l'Union européenne, par rapport à 2020



AIE. CC BY 4.0.

Remarques : Les estimations reposent sur les annonces de fermetures définitives ou prolongées d'usines et de réductions de production. Les chiffres doivent être compris comme une destruction structurelle de la demande liée aux pertes de production par rapport à 2020. Les variations effectives de la demande l'année de la fermeture peuvent différer selon la date exacte de fermeture. La demande d'électricité du silicium inclut les métaux de silicium, le manganèse-silicium, le polysilicium et les alliages à base de silicium.

Source : Analyse de l'AIE à partir de données d'entreprises, de statistiques nationales et de sources médiatiques.

Environ 30 % de la capacité de production d'aluminium primaire dans l'UE est à l'arrêt depuis 2021, les réductions et fermetures s'étant traduites par une perte d'environ 1,1 Mt de capacité annuelle à fin 2023. Cela équivaut à une baisse estimée de près de 15 TWh de demande annuelle d'électricité. En 2023, plusieurs entreprises ont suivi les réductions temporaires de production par des arrêts définitifs. La réduction temporaire chez [Slovalco](#) en Slovaquie est devenue définitive en 2023. En Allemagne, [Speira](#), qui avait réduit sa production de moitié en 2022, a annoncé en 2023 l'arrêt de la production sur son site de Rheinwerk (Allemagne). De même, [Talum](#) en Slovénie a annoncé en 2023 l'arrêt de la production d'aluminium primaire, après avoir réduit sa production à 20 % de sa capacité en 2022. D'autres producteurs d'aluminium primaire, tels que [Alcoa](#), [Aldel](#), [Alro](#) et [Trimet](#) ont également réduit leur production.

Certaines entreprises ont également relancé leur production ou prévoient de le faire. [Liberty Aluminium](#) a remis en marche la production d'aluminium primaire à pleine capacité dans son usine de Dunkerque (France) début 2023, après une réduction de 20 % en 2022. Alcoa a quant à elle annoncé la reprise de ses activités en 2024, après avoir interrompu la production d'aluminium primaire à San Ciprian (Espagne) fin 2021 en raison de la hausse des coûts énergétiques. Un accord a été trouvé pour redémarrer la production grâce à un contrat d'approvisionnement à long terme en électricité éolienne (PPA) couvrant [75 %](#) de sa capacité de production.

On observe également en Europe une évolution vers la production d'aluminium recyclé, moins gourmande en énergie. En avril 2023, Speira a finalisé l'[acquisition](#) de Real Alloy Europe, annoncée en

En février 2022, la capacité de recyclage de l'aluminium a doublé avec l'ajout de 350 kt. Alro, en Roumanie, a augmenté son potentiel de recyclage d'aluminium après la mise en service de sa nouvelle [installation de recyclage](#) offrant une capacité annuelle de 60 kt en septembre 2023.

Trois usines de fusion de zinc ont fermé leurs portes en [Allemagne](#), [Italie](#) et aux [Pays-Bas](#), soit un total de 580 kt de capacité de production, et deux autres usines en [Belgique](#) et en [France](#) ont réduit leur production de 50 % chacune. Ces baisses de production de zinc représentent une diminution estimée de la demande annuelle d'électricité de près de 4 TWh. Les arrêts et baisses de régime de la production de silicium et d'alliages à base de silicium dans les usines de Ferroglobe en [Espagne](#) et en [France](#) contribuent également à une baisse estimée de la demande annuelle d'électricité de près de 2 TWh. Le secteur de l'acier a perdu près de 4 Mt de capacité, soit environ 2 TWh de demande d'électricité, avec la fermeture totale de l'aciérie [Lech](#) en [Allemagne](#) et la mise à l'arrêt des hauts-fourneaux d'[ArcelorMittal](#) en France.

Avec la hausse des prix de l'énergie, la flexibilité opérationnelle devient un atout central pour les industries grandes consommatrices d'énergie. [ArcelorMittal](#) a su réagir à l'augmentation des coûts de l'électricité en adaptant la gestion de ses installations : arrêt des activités lors des pics de prix, puis reprise une fois le pic passé. D'autres producteurs comme Salzgitter ont préféré maintenir les opérations à leur aciérie de Peine en [profitant de la flexibilité](#) de leurs installations pour déplacer la production sur des plages horaires à moindre coût, limitant ainsi partiellement l'impact négatif de la hausse des prix de l'énergie.

Des prix élevés de l'énergie représentent également un défi pour les petites et moyennes entreprises

De nombreuses industries européennes à forte consommation d'énergie bénéficient souvent d'exemptions sur certaines taxes et redevances liées à l'électricité, ainsi que d'une compensation partielle pour les coûts indirects issus du système européen d'échange de quotas d'émissions (EU-ETS). En revanche, les petites et moyennes entreprises doivent généralement composer avec des prix de l'électricité plus élevés. Selon une enquête réalisée en Allemagne, au plus fort de la crise de 2022, de nombreuses entreprises de taille moyenne ont indiqué que la flambée des coûts énergétiques représentait une menace pour leur survie. Le taux de faillite des sociétés industrielles dans l'Union européenne a continué d'augmenter en 2023. Même si les créations d'entreprises dans le secteur industriel ont progressé régulièrement entre le premier trimestre 2022 et le deuxième trimestre 2023, avec une croissance moyenne de 4,4 % par trimestre, le nombre de sociétés industrielles déclarant faillite a augmenté à un rythme encore plus soutenu, atteignant 10 % sur la même période.

Des coûts énergétiques élevés sont particulièrement problématiques pour les petites et moyennes entreprises lorsqu'elles sont confrontées à la concurrence internationale, car les prix plus élevés de l'énergie au sein de l'UE réduisent leur compétitivité. D'après une étude menée en 2023 par la Chambre de commerce et d'industrie allemande, un tiers des

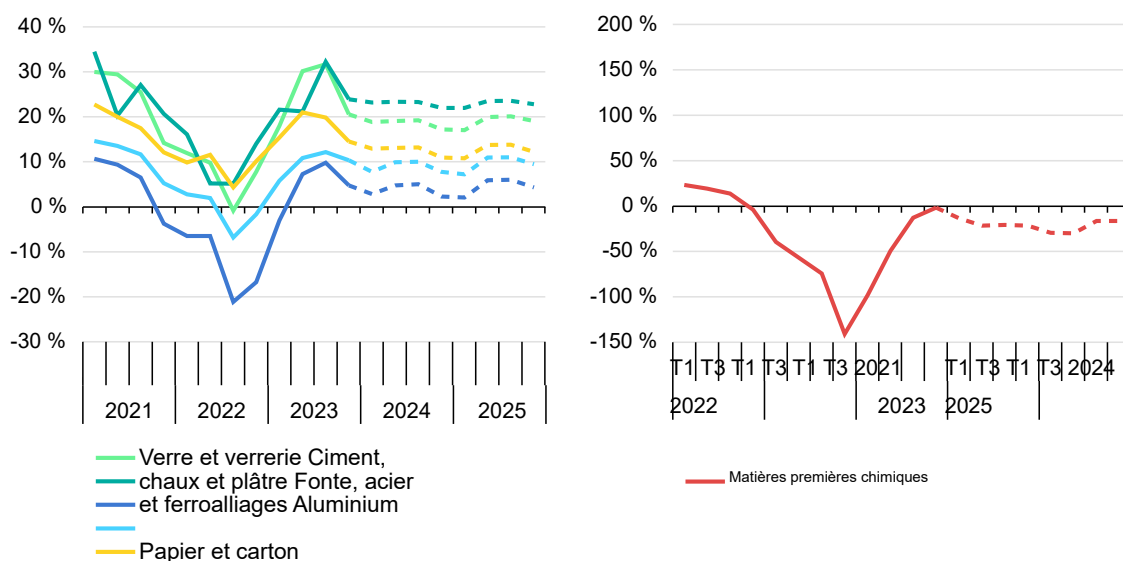
Les entreprises nationales envisageant d'investir à l'étranger ont évoqué le coût élevé de l'énergie comme un frein. Par exemple, le fabricant de Les douceurs de Noël [Lambertz envisage de retirer](#) sa production en Allemagne, affirmant que ses clients internationaux ne sont apparemment pas en mesure de supporter la hausse des prix. Le fabricant de verre Heinz-Glass, qui fournit des flacons à l'industrie internationale du parfum, a récemment [reporté indéfiniment](#) ses projets pour augmenter ses capacités de production, invoquant des inquiétudes concernant le coût élevé de l'énergie à venir.

En dehors des secteurs à forte intensité énergétique, de nombreuses petites entreprises ont également été durement touchées par l'explosion des factures d'électricité, souvent sans la réserve financière dont disposent généralement les grands groupes. Parmi les plus impactées figurent par exemple les [boulangeries](#), qui ont dû adapter leurs activités pour économiser de l'énergie ou se sont résolues à [déposer le bilan](#) face à la pression de la hausse du prix de l'électricité. De nombreux pays, comme la [France](#), [l'Allemagne](#), [la Pologne](#) ou encore [l'Espagne](#), ont mis en place des mesures pour limiter l'impact négatif sur les entreprises locales. À l'échelle européenne, [des interventions d'urgence](#) ont inclus un plafond de revenus pour les producteurs inframarginaux à 180 EUR/MWh ainsi qu'une redistribution des profits excédentaires dans les secteurs du pétrole, du gaz, du charbon et du raffinage.

Les industries européennes des métaux et de la chimie resteront probablement vulnérables face aux chocs sur les prix de l'énergie

Le niveau de vulnérabilité des filières de matières premières à forte consommation énergétique face à la hausse des prix de l'énergie varie fortement. Si certains secteurs peuvent supporter des coûts énergétiques élevés, d'autres restent très dépendants d'une énergie bon marché. Notre analyse révèle que les industries chimiques, sidérurgiques et de l'aluminium sont particulièrement exposées à l'augmentation de ces coûts. Malgré une stabilisation des prix en 2023, les industries du métal et de la chimie demeurent fragiles, avec des marges qui devraient rester basses jusqu'en 2025. Même si d'autres secteurs affichent des perspectives plus encourageantes, l'incertitude croissante et la crainte de futures hausses risquent encore de peser sur la compétitivité industrielle en Europe.

Valeur ajoutée nette estimée par trimestre des principales industries en Allemagne, 2021-2025



IEA. CC BY 4.0.

Remarques : Les matières premières chimiques comprennent les produits chimiques organiques et inorganiques de base, les engrais et produits azotés, le caoutchouc et les plastiques primaires, les gaz industriels, ainsi que les pigments et colorants. L'analyse s'appuie sur des données d'entreprises allemandes de 2019 pour établir les marges bénéficiaires initiales, agrégées par secteur. Ces dernières sont extrapolées à l'aide des indices EUROSTAT pour le volume de production et des indices des prix à la production au niveau sectoriel. En supposant une intensité énergétique de production constante dans le temps, les données historiques et les prix à terme des vecteurs énergétiques sont utilisés pour simuler l'évolution des marges. Concernant la répercussion future des coûts, les prix à terme des biens produits sont utilisés lorsqu'ils sont disponibles (par exemple pour l'acier et l'aluminium). L'analyse exclut également toute compensation ex-post, subvention ou autre intervention publique. Les prix sont calculés sur la base d'une moyenne mobile de trois mois.

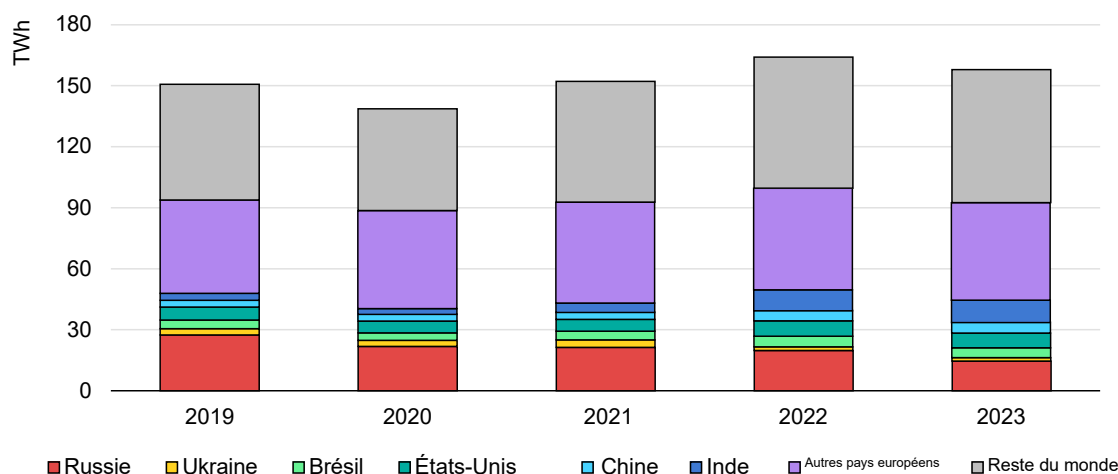
Source : Analyse de l'AIE basée sur les données de [Eurostat](#) et [Destatis](#).

Quelle quantité d'électricité l'Union européenne importe-t-elle sous forme de biens à forte intensité énergétique ?

La baisse de la production de biens à forte intensité énergétique dans l'Union européenne, en raison des prix élevés de l'énergie, a entraîné une hausse des importations dans ces secteurs, un phénomène particulièrement marqué en 2022. Cela soulève la question de savoir quelle part de l'électricité non consommée au sein de l'UE est délocalisée vers d'autres régions, puis réimportée indirectement sous forme de biens énergivores.

Notre analyse révèle qu'en 2022, plus de 160 TWh d'électricité — soit 6 % de la demande européenne — ont été indirectement importés sous forme de produits à forte intensité énergétique (chimiques, aluminium primaire, acier brut, pâte à papier et ciment). Après une hausse estimée à 8 % sur un an en 2022, les importations indirectes d'électricité sous forme de ces biens devraient reculer de 4 % en 2023, en raison du ralentissement industriel de l'UE, d'une demande plus faible et de stocks élevés. Cependant, les volumes attendus pour 2023 restent 4 % supérieurs à ceux de 2021. Ainsi, sur 2022 et 2023 cumulés, 18 TWh d'électricité supplémentaires ont été importés par rapport à 2021 dans les biens énergivores étudiés, principalement en raison de la hausse des importations d'aluminium primaire.

Importations indirectes d'électricité sous forme de biens à forte intensité énergétique (produits chimiques, aluminium primaire, acier brut, pâte à papier et ciment) vers l'Union européenne par pays d'origine, 2019-2023



AIE. CC BY 4.0.

Remarques : Les importations indirectes d'électricité de certains biens à forte intensité énergétique comprennent les produits chimiques, l'aluminium primaire, l'acier brut, la pâte à papier et le ciment. Ces importations sont estimées en fonction de l'électricité nécessaire à la fabrication des produits importés dans l'Union européenne, selon l'intensité électrique de la production dans l'UE. Les valeurs pour 2023 sont basées sur les données des trois premiers trimestres et l'analyse des tendances récentes du marché.

Source : Analyse de l'AIE à partir des données de [commerce de l'UE depuis 1999 selon la CTC](#) et Eurostat (2023).

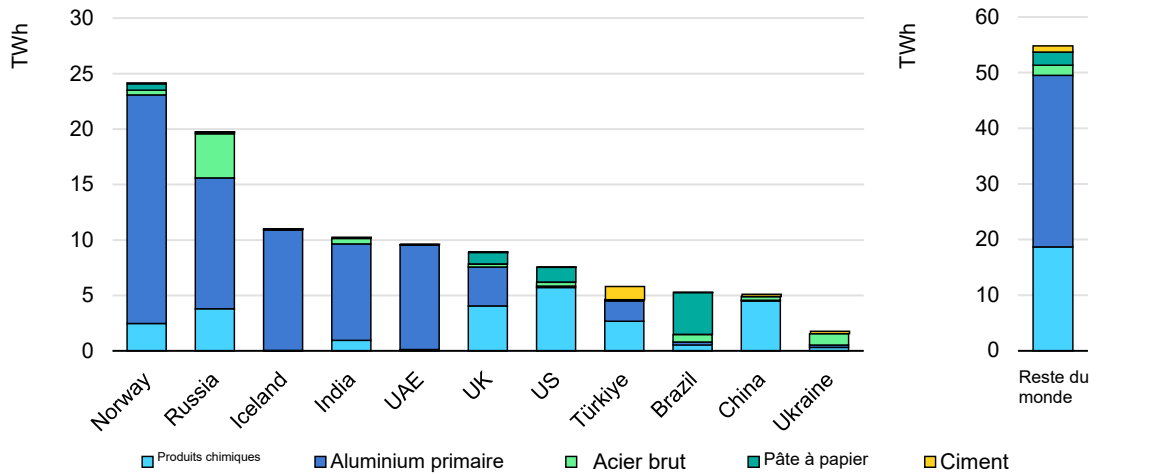
Les plus fortes hausses cumulées d'importations de biens énergivores depuis 2021 concernent l'aluminium primaire. Sur la période 2022-2023, les importations indirectes d'électricité ont augmenté de 20 TWh par rapport à 2021. Près de la moitié de cette hausse provient de l'Inde, suivie des Émirats arabes unis. Le secteur des produits chimiques a également progressé en 2022, avec environ 2 TWh d'électricité indirecte importés en plus, principalement des États-Unis et de la Chine. Mais en 2023, les importations de produits chimiques ont reculé dans un contexte d'activité économique ralentie, annulant ainsi la hausse précédente. Les importations de pâte à papier et de ciment ont également augmenté en 2022, mais ces progressions ont été plus que compensées par des baisses marquées en 2023.

L'origine de ces biens énergivores a également évolué. Par exemple, pour compenser la perte d'importations d'acier brut en provenance d'Ukraine après l'invasion russe, les importations en provenance de Chine, du Brésil, de l'Inde et d'autres pays ont augmenté en 2022.

La Russie, touchée par les sanctions, a vu ses exportations vers l'Union européenne dans les industries énergivores chuter fortement. Sa part dans les importations indirectes d'électricité issues de ces biens énergivores est estimée à 18 % en 2019, 14 % en 2021, puis 9 % en 2023. Malgré une entrée en vigueur progressive des sanctions tout au long de 2023, la Russie restait l'une des principales sources de

Importations indirectes d'électricité vers l'Union européenne sous forme de produits à forte intensité énergétique en 2023, principalement en raison de volumes importants d'acier, suivis de l'aluminium primaire et des produits chimiques.

Estimation des importations indirectes d'électricité sous forme de produits à forte intensité énergétique vers l'Union européenne, par secteur et pays d'origine, 2022



IEA. CC BY 4.0.

Remarque : Les importations indirectes d'électricité sous forme de produits à forte intensité énergétique sont calculées en fonction de l'électricité nécessaire à la fabrication du produit importé dans l'Union européenne, selon l'intensité électrique des valeurs de production de l'UE. Source : analyse de l'AIE basée sur les données d'Eurostat (2023), [Commerce de l'UE depuis 1999 par SITC](#).

La part de la Russie dans les importations de ces biens à forte intensité énergétique devrait continuer de baisser à l'avenir, en raison de l'application stricte des sanctions. Cependant, certains produits comme l'aluminium primaire ne sont actuellement pas concernés par ces mesures. Bien que certains produits d'aluminium soient sanctionnés individuellement, l'aluminium primaire reste exempt, étant considéré comme [matière première stratégique](#) par l'Union européenne. Par ailleurs, l'aluminium russe demeure fortement intégré dans les chaînes d'approvisionnement européennes. Toutefois, des voix s'élèvent au sein du secteur européen de l'aluminium pour réclamer [des sanctions européennes contre l'aluminium russe](#).

Sanctions de l'UE sur la Russie concernant les biens à forte intensité énergétique

Secteur	Date d'adoption	Sanction
Acier	15 mars 2022	L'Union européenne a adopté le règlement (UE) du Conseil 2022/428 instaurant une interdiction d'importation sur les produits en fer et en acier provenant de Russie (produits laminés à plat, barres, tiges, fils, tubes, canalisations, etc.)
	23 juin 2023	Dans le cadre du onzième paquet de sanctions de l'UE , les importateurs de fer et d'acier doivent prouver que les matières utilisées dans leurs produits ne proviennent pas de Russie. Toutefois, ces sanctions sont mises en œuvre progressivement, avec une entrée en vigueur prévue en septembre 2023.

Secteur	Date d'adoption	Sanction
Ciment	8 avril 2022	Les importations de ciment en provenance de Russie sont interdites dans le cadre d'un cinquième ensemble de sanctions économiques et individuelles
Papier pâte à papier	6 octobre 2022	Les importations de plastiques, de papier et de pâte à papier en provenance de Russie sont interdites dans le cadre d'un huitième train de sanctions économiques et individuelles sanctions.
Produits chimiques	6 octobre 2022	Les importations de produits chimiques tels que les pétrochimiques de base, les produits chimiques inorganiques, les intermédiaires, les plastiques, les engrais et les spécialités sont désormais interdites. Cela inclut le méthanol, les phosphates, la potasse, le NPK, les nitrates, l'acide chlorhydrique, l'acide nitrique l'acide phosphorique, l'acide sulfurique et d'autres substances.
Aluminium	8 avril 2022	Les importations de produits en aluminium laminé à plat d'une épaisseur supérieure à 0,2 mm tels que les plaques, feuilles ou bandes en provenance de Russie sont interdites dans le cadre du cinquième train de sanctions.
	18 décembre 2023	Dans le cadre du douzième paquet de sanctions de l'UE, les importations de fils d'aluminium , feuilles, tubes et tuyaux en provenance de Russie ont été interdites.

Politique carbone et industries européennes à forte intensité énergétique

Outre la compétitivité globale influencée par les prix de l'énergie, la politique carbone de l'UE jouera également un rôle déterminant dans l'avenir des industries à forte intensité énergétique en Europe. L'EU-ETS, principalement axé sur des politiques tarifaires, sera prochainement complété par le Mécanisme d'Ajustement Carbone aux Frontières (CBAM), élément central de la stratégie climatique européenne. Le prix des quotas a augmenté ces dernières années, dépassant pour la première fois [100 €^{t CO₂}](#) en février 2023, avant de redescendre et de se stabiliser autour de 85 €^{t CO₂} au second semestre. Par ailleurs, la poursuite de la décarbonation allègera la charge au fur et à mesure des investissements visant à réduire l'intensité carbone de la production. D'autres pays hors UE affichent des prix du carbone nettement inférieurs et/ou préfèrent des dispositifs de soutien (comme les États-Unis avec l'Inflation Reduction Act de 2022), ou n'ont pas de politiques efficaces pour limiter les émissions de CO₂.

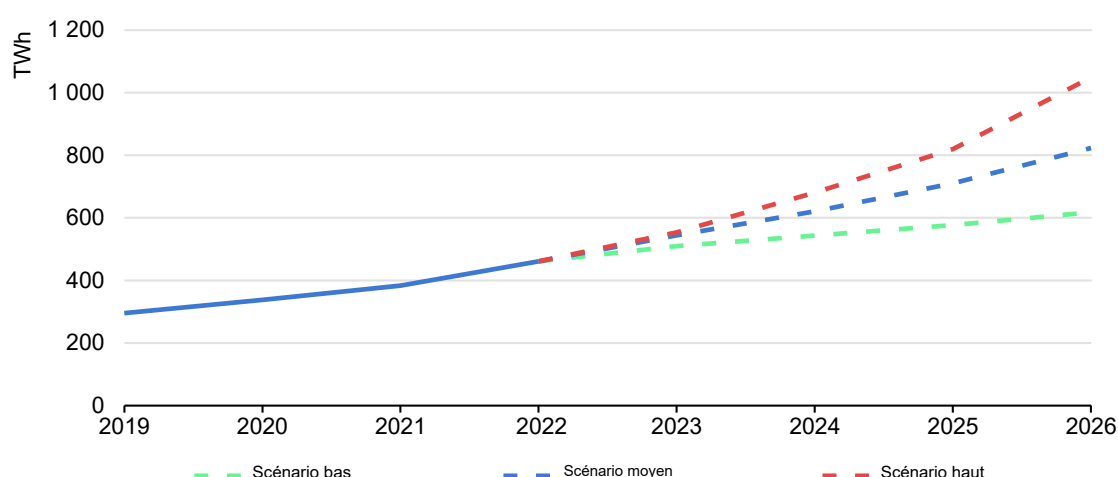
Par ailleurs, l'Union européenne adopte diverses mesures pour limiter les effets négatifs potentiels sur la compétitivité et l'évasion carbone de l'industrie. Après plusieurs années d'attribution de quotas gratuits aux secteurs énergivores, le CBAM sera progressivement instauré et appliquera un prix au carbone contenu dans les importations européennes des secteurs clés tels que le ciment, l'aluminium, l'acier ou les engrais. Cela permettra de renforcer la compétitivité sur le marché intérieur et de [protéger contre la pression des importations](#). Cependant, les entreprises européennes fortement exportatrices resteront confrontées à la concurrence internationale, où les politiques carbone peuvent être moins strictes. Pour atténuer partiellement cet effet, des dispositifs de compensation sur l'électricité autorisent les États membres à accorder temporairement des aides jusqu'en 2030, afin de compenser la hausse des coûts électriques liée à l'EU-ETS (voir le [chapitre consacré aux prix](#) pour plus d'informations.)

La demande mondiale d'électricité des data centers pourrait doubler d'ici 2026

Nous estimons qu'en 2022, les centres de données, les cryptomonnaies et l'intelligence artificielle (IA) ont consommé environ 460 TWh d'électricité dans le monde, soit près de 2 % de la demande mondiale totale. Les data centers sont essentiels à l'infrastructure numérique, tout comme le réseau électrique qui les alimente. L'augmentation constante du volume de données numériques nécessite l'expansion et la transformation des centres de données pour leur traitement et stockage. La consommation électrique des data centers provient principalement de deux pôles, l'informatique représentant [40 % de la demande énergétique](#) d'un centre. Les besoins en refroidissement, essentiels pour la performance, comptent aussi pour environ 40 %. Les 20 % restants proviennent d'autres équipements informatiques associés.

Les perspectives d'évolution du secteur des data centers sont complexes, avec des progrès technologiques et des services numériques en constante mutation. Selon la vitesse de déploiement, l'éventail des gains d'efficacité et les tendances de l'IA et des cryptomonnaies, nous prévoyons une consommation mondiale d'électricité pour les centres de données, les cryptomonnaies et l'intelligence artificielle comprise entre 620 et 1 050 TWh en 2026, notre scénario central étant légèrement supérieur à 800 TWh – contre 460 TWh en 2022. Cela représente une hausse de 160 à 590 TWh d'ici 2026 par rapport à 2022, soit l'équivalent de la consommation supplémentaire d'un pays comme la Suède, voire l'Allemagne.

Demande mondiale d'électricité des data centers, IA et cryptomonnaies, 2019-2026



IEA. CC BY 4.0.

Remarques : Inclut les centres de données traditionnels, ceux dédiés à l'IA, et la consommation liée aux cryptomonnaies ; n'inclut pas la demande des réseaux de transmission de données. Le scénario central a été utilisé dans les prévisions générales de ce rapport. Les scénarios bas et haut reflètent les incertitudes du rythme de développement et des gains d'efficacité, dans un contexte d'innovations technologiques futures.

Sources : Joule (2023), [de Vries, L'empreinte énergétique croissante de l'IA](#); [Indices CCRI \(carbon-ratings.com\)](#); The Guardian, [L'intelligence artificielle au service de la réduction de la consommation énergétique des centres de données](#); [Les besoins en refroidissement des centres de données](#); [The Conversation, L'impact de la consommation d'électricité des centres de données en 2022](#); [Mette danoise de l'énergie, Perspectives énergétiques et climatiques du Danemark 2018](#).

Les centres de données, moteurs majeurs de la croissance de la demande d'électricité dans de nombreuses régions

On compte aujourd'hui plus de 8 000 centres de données à travers le monde, dont environ 33 % situés aux États-Unis, 16 % en Europe et près de 10 % en Chine. La consommation d'électricité des data centers américains devrait augmenter rapidement dans les prochaines années, passant d'environ 200 TWh en 2022 (~4 % de la demande totale du pays) à près de 260 TWh en 2026, soit 6 % de la demande nationale. Cette hausse sera portée par l'essor des réseaux 5G, des services cloud et [des incitations fiscales compétitives des États](#).

L'Institut de Recherche Énergétique de State Grid en Chine prévoit que la demande d'électricité du secteur des [centres de données](#) du pays devrait doubler pour atteindre 400 TWh d'ici 2030, comparé à 2020. Nous prévoyons que la consommation d'électricité des centres de données en Chine avoisinera les 300 TWh à l'horizon 2026. Les réglementations sont en cours d'adaptation pour favoriser des pratiques durables dans les centres de données actuels et futurs, en cohérence avec les stratégies de décarbonation. L'expansion rapide des réseaux 5G et de l'Internet des objets (IoT) devrait constituer une source majeure de croissance du secteur.

Au sein de l'Union européenne, la consommation d'électricité des centres de données est estimée à un peu moins de 100 TWh en 2022, soit près de 4 % de la demande totale de l'UE. Environ [1 240 centres de données](#) étaient en activité en Europe en 2022, la majorité se concentrant dans les pôles financiers de Francfort, Londres, Amsterdam, Paris et Dublin. Avec de nombreux projets supplémentaires prévus [dans les années à venir](#), ainsi que de nouvelles installations attendues, nous anticipons que la consommation d'électricité du secteur des centres de données dans l'Union européenne approchera les 150 TWh d'ici 2026.

Près d'un tiers de la demande d'électricité en Irlande pourrait provenir des centres de données d'ici 2026

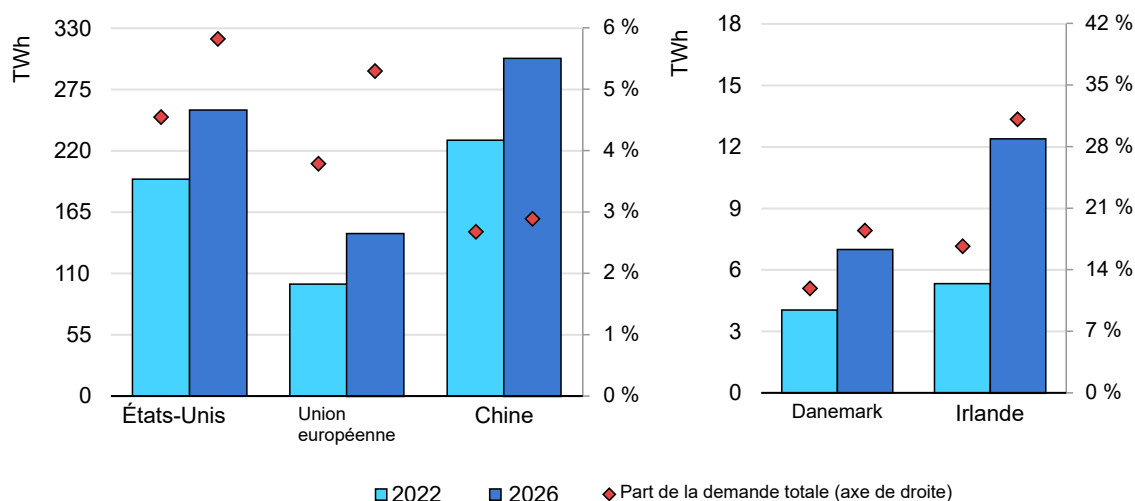
En Europe, le marché des centres de données en Irlande connaît une croissance rapide, portée par une hausse de leur consommation électrique ainsi que de nouvelles politiques et initiatives. La demande d'électricité des [centres de données](#) en Irlande s'élevait à 5,3 TWh en 2022, soit 17 % de la consommation totale du pays. Cela équivaut à la consommation d'électricité des immeubles résidentiels urbains. Si cette tendance se poursuit, dans un scénario haut, les centres de données irlandais pourraient doubler leur consommation d'ici 2026. Avec la montée en puissance des applications d'IA, le secteur pourrait alors représenter jusqu'à 32 % de la demande nationale d'électricité cette année-là, à condition que la majorité des projets approuvés soient raccordés au réseau. Cette projection suppose que des gains d'efficacité continuent également dans les autres secteurs.

Le [parc de centres de données](#) irlandais, actuellement composé de 82 sites, devrait croître de 65 % dans les prochaines années, avec 14 centres en construction et 40 autres ayant reçu le feu vert pour démarrer

la phase de construction. L'Irlande propose l'un des [taux d'imposition sur les sociétés les plus bas](#) de l'Union européenne (12,5 %), ce qui favorise le développement du secteur dans le pays. À titre de comparaison, le taux moyen d'imposition des sociétés des pays de l'OCDE en Europe s'établit à 21,5 %.

L'essor rapide du secteur des centres de données et la forte demande en électricité peuvent représenter des défis pour le réseau électrique. Afin de garantir la stabilité et la fiabilité du système, la Commission irlandaise de régulation de l'énergie a publié fin 2021 sa décision sur les [nouvelles exigences](#) applicables aux demandes de raccordement au réseau des centres de données existants ou à venir. Trois critères d'évaluation déterminent l'octroi du raccordement : premièrement, la localisation du centre de données par rapport aux zones sous tension du réseau électrique ; deuxièmement, sa capacité à fournir sur site une production d'électricité pilotable et/ou un stockage au moins équivalent à sa consommation ; troisièmement, sa capacité à moduler sa demande et à la réduire sur sollicitation de l'opérateur du réseau. Pour ce dernier point, les exploitants de centres de données proposant des serveurs à la location devront adapter leurs contrats pour intégrer cette réglementation. Ces exigences illustrent la volonté des autorités locales de privilégier les opérateurs capables d'optimiser l'utilisation du réseau électrique et d'intégrer des énergies renouvelables, en ligne avec les objectifs de décarbonation.

Consommation d'électricité estimée des centres de données et part dans la demande totale d'électricité dans certaines régions en 2022 et 2026



IEA. CC BY 4.0.

Sources : AIE, [Centres de données et réseaux de transmission de données](#) ; Lawrence Berkeley National Laboratory, [United States Data Center Energy Usage Report](#) ; Office central des statistiques d'Irlande, [Consommation d'électricité mesurée des centres de données 2022](#) ; Agence danoise de l'énergie, [Perspectives énergétiques et climatiques du Danemark 2018](#) ; Conseil d'État de Chine, [Centres de données écologiques en lumière](#) ; Commission européenne, [Technologies cloud économes en énergie et politiques pour un marché cloud respectueux de l'environnement](#) ; Joule (2023), Alex de Vries, [L'empreinte énergétique croissante de l'intelligence artificielle](#) ; et Crypto Carbon Ratings Institute, [Indices](#).

Le Danemark accueille actuellement [34 centres de données](#), dont la moitié à Copenhague. À l'instar de l'Irlande, la demande totale d'électricité du Danemark devrait augmenter principalement en raison du développement du secteur des centres de données, qui devrait consommer [6 TWh d'ici 2026](#), soit près de 20 % de la consommation nationale. Le Danemark est aussi le centre d'une nouvelle initiative paneuropéenne, le [Net Zero Innovation Hub for Data Centers](#). Ce hub favorise la collaboration entre fournisseurs, opérateurs et pouvoirs publics pour accélérer l'innovation et la décarbonation du secteur tout en répondant aux exigences réglementaires croissantes.

Les centres de données dans les pays nordiques – comme la Suède, la Norvège et la Finlande – profitent de coûts d'électricité moins élevés. Cela s'explique par une demande de refroidissement plus faible grâce à leur climat froid, mais aussi par des [prix de l'électricité plus bas](#) que dans d'autres grands pôles de centres de données, tels que l'Allemagne, la France ou les Pays-Bas. La Suède est le principal acteur de la région avec [60 centres de données](#), dont la moitié à Stockholm. En août 2023, un projet de [centre de données alimenté par le nucléaire](#) a été annoncé sur la côte est de la Suède, utilisant la technologie des petits réacteurs modulaires (SMR), avec une mise en service prévue pour 2030. Compte tenu des objectifs de décarbonation, la Suède et la Norvège pourraient renforcer leur présence sur le marché, car presque toute leur électricité provient déjà de sources bas carbone.

Aux [États-Unis](#), les principaux pôles de centres de données se trouvent en Californie, au Texas et en Virginie. En Virginie, l'économie a été marquée en 2021 par l'essor de ce secteur, qui a attiré 62 % de tous les nouveaux investissements de l'[État](#) et créé plus de 5 000 nouveaux emplois. Le nord de la Virginie constitue le marché le plus important du pays, générant chaque année 1 milliard USD de recettes fiscales locales. La dynamique de croissance se poursuit, portée par des géants comme [Amazon](#), qui prévoit un investissement de 35 milliards USD d'ici 2040. De nouvelles lois [viennent renforcer](#) l'encadrement du développement des centres de données, avec des règles sur le zonage, des évaluations environnementales et des directives sur l'utilisation de l'eau. Dans le nord-est des États-Unis, l'organisation régionale de transport [PJM](#) anticipe une hausse continue de la demande en électricité liée à ces centres, avec un pic de consommation estivale passant de 151 GW en 2024 à 178 GW d'ici 2034.

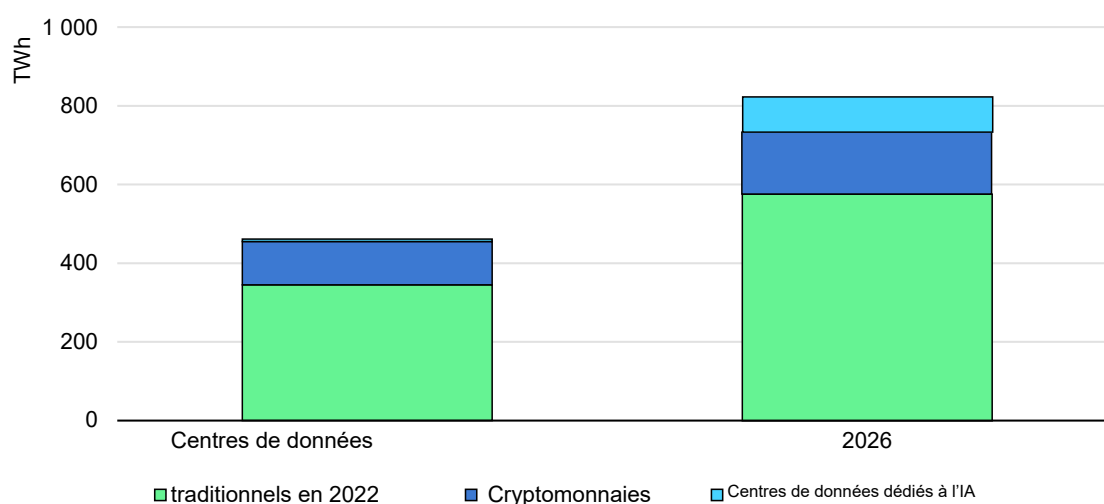
L'intelligence artificielle et les cryptomonnaies stimulent également la hausse de la demande en électricité

Les tendances du marché, comme la rapide intégration de l'IA dans le développement logiciel de multiples secteurs, contribuent à accroître la consommation électrique globale des centres de données. Des outils de recherche tels que Google pourraient voir leur demande énergétique multipliée par dix si l'IA y était pleinement déployée. À titre de comparaison, une recherche Google classique consomme en moyenne 0,3 Wh d'électricité, tandis que pour [ChatGPT d'OpenAI](#)

(2,9 Wh par requête), et avec 9 milliards de recherches quotidiennes, cela représenterait près de 10 TWh d'électricité supplémentaire par an.

[Consommation électrique de l'IA](#) peut être estimée plus précisément selon le nombre de serveurs IA qui devraient être vendus à l'avenir et leur puissance nominale. À l'heure actuelle, le marché des serveurs IA est largement dominé par l'entreprise technologique NVIDIA, qui détient environ 95 % des parts de marché. En 2023, NVIDIA a expédié 100 000 unités consommant en moyenne 7,3 TWh d'électricité par an. D'ici 2026, l'industrie de l'IA devrait croître de façon exponentielle, consommant au moins dix fois plus d'énergie qu'en 2023.

Demande estimée en électricité des centres de données classiques, des centres de données dédiés à l'IA et des cryptomonnaies, 2022 et 2026, scénario de base



IEA. CC BY 4.0.

Remarque : La consommation électrique des centres de données ne prend pas en compte celle des centres de réseaux de données.

Sources : Prévisions de l'AIE basées sur les données et projections de [Centres de données et réseaux de transmission](#) ; Joule (2023), Alex de Vries, [L'empreinte énergétique croissante de l'intelligence artificielle](#) ; Crypto Carbon Ratings Institute, [Indices](#) ; Bureau central des statistiques d'Irlande, [Consommation électrique mesurée des centres de données en 2022](#) ; et Agence danoise de l'énergie, [Perspectives énergétiques et climatiques du Danemark 2018](#).

En 2022, les cryptomonnaies ont consommé environ 110 TWh d'électricité, soit 0,4 % de la demande mondiale annuelle, l'équivalent de la consommation totale des Pays-Bas. Dans notre scénario de référence, nous prévoyons que la consommation des cryptomonnaies dépassera 160 TWh d'ici 2026, soit une hausse de plus de 40 %. Cependant, des incertitudes subsistent concernant la rapidité de l'adoption des cryptomonnaies et les progrès d'efficacité technologique. Ethereum, la deuxième plus grande cryptomonnaie en capitalisation boursière, [a réduit](#) sa consommation électrique de 99 % en 2022 grâce à un changement de mécanisme de minage. À l'inverse, on estime que Bitcoin a consommé [120 TWh](#) en 2023, ce qui porte la demande totale d'électricité des cryptomonnaies à [130 TWh](#). [Les défis](#) pour réduire la consommation d'électricité persistent, car les économies d'énergie peuvent être compensées par des hausses de consommation ailleurs.

des activités énergivores, comme d'autres cryptomonnaies, même si certaines deviennent plus performantes.

Des progrès en matière d'efficacité et des réglementations seront essentiels pour limiter la consommation d'énergie des centres de données

La [nouvelle directive sur l'efficacité énergétique](#) de la Commission européenne comprend des règles s'appliquant au secteur européen des centres de données, visant à renforcer la transparence et la responsabilité afin d'optimiser la gestion de la demande en électricité. Dès 2024, les exploitants devront rendre compte de la consommation d'énergie et des émissions de leurs centres de données. Les grands centres devront aussi, lorsque cela est techniquement et économiquement possible, récupérer la chaleur perdue, tout en visant la neutralité carbone d'ici 2030. Un règlement de l'UE, en vigueur depuis 2020, fixe déjà des standards d'efficacité pour permettre un meilleur contrôle de leur impact environnemental. Une initiative européenne d'autorégulation lancée en 2021, appelée le [Pacte pour des centres de données climatiquement neutres](#), fixe des objectifs pour atteindre la neutralité carbone du secteur d'ici 2030. Plus de 60 opérateurs majeurs, dont Equinix, Digital Realty et Cyrus One, ont déjà signé ce pacte.

Aux États-Unis, la [loi sur l'énergie de 2020](#) impose au gouvernement fédéral de mener des études sur l'utilisation de l'énergie et de l'eau dans les centres de données, de créer des indicateurs d'efficacité adaptés et de promouvoir les bonnes pratiques, tout en publiant des rapports sur la consommation passée. Le Département de l'Énergie (DOE) encourage la production nationale de semi-conducteurs et finance le développement de [semi-conducteurs plus performants](#) au cours des deux prochaines décennies. Ces semi-conducteurs plus efficaces réduisent les besoins de refroidissement et contribuent ainsi à la décarbonation du secteur. Au niveau local, des régulateurs en [Virginie](#) et en [Oregon](#) ont déjà mis en place des exigences pour de meilleures pratiques durables et la réduction des émissions de carbone.

Les autorités chinoises exigeront que tous les centres de données acquis par des organismes publics améliorent leur efficacité énergétique et soient [entièrement alimentés](#) par des énergies renouvelables d'ici 2032, avec une obligation de 5 % d'énergie verte dès 2023.

De nouveaux axes de recherche peuvent contribuer à optimiser l'efficacité et à réduire la consommation d'énergie dans les centres de données

Les [principaux facteurs](#) qui influent sur la demande en électricité des centres de données sont les systèmes de refroidissement et les serveurs eux-mêmes, chacun représentant généralement 40 % de la consommation totale. Les 20 % restants sont utilisés par l'alimentation électrique, les dispositifs de stockage et les équipements de communication. L'adoption de [systèmes de refroidissement à haute efficacité](#) pourrait permettre de réduire la consommation électrique des centres de données de 10 %. D'autres [travaux sur le refroidissement](#) montrent qu'il est possible d'atteindre une réduction de 20 % de la consommation

atteints grâce à un refroidissement direct par eau sur puce et à l'utilisation de fluides spécifiques à faible viscosité pour les autres composants. Le recours à l'intelligence artificielle peut également contribuer à réduire la

consommation électrique des serveurs en optimisant leur capacité d'adaptation à divers scénarios d'utilisation. Google a par exemple annoncé que son IA DeepMind avait permis de diminuer la consommation d'électricité liée au [refroidissement de ses centres de données de 40 %](#).

À long terme, le remplacement des supercalculateurs par des ordinateurs quantiques pourrait faire baisser la demande d'électricité du secteur, à condition d'accompagner cette transition de systèmes de refroidissement performants. Les ordinateurs quantiques offrent une puissance de calcul supérieure et plus rapide que les supercalculateurs tout en [consommant moins d'énergie](#), mais nécessitent un refroidissement proche du zéro absolu (-273 °C), tandis que [les supercalculateurs](#) peuvent fonctionner à 21 °C.

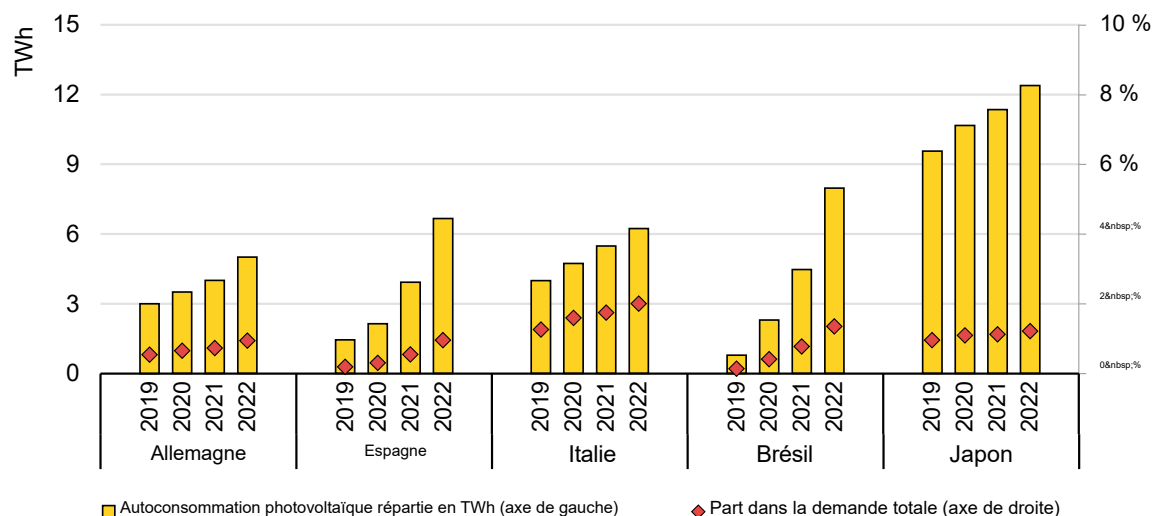
Les centres de données évoluent vers des modèles plus durables et efficaces, avec notamment la transition vers [des centres de données hyperscale](#), capables de gérer des opérations à grande échelle sans hausse significative de la consommation électrique. Cette évolution est également intéressante sur le plan économique, le marché mondial des centres de données hyperscale devant doubler d'ici 2026 par rapport à 2023 pour atteindre [212 milliards USD](#).

Un autre domaine de recherche prometteur pour décarboner le fonctionnement des centres de données consiste à moduler la demande d'électricité dans le temps et selon la localisation. Les avancées logicielles permettent aux opérateurs de déplacer temporairement les charges électriques grâce à des [modèles sensibles à l'empreinte carbone](#) qui réaffectent les tâches informatiques dans des régions moins carbonées à des moments clés. Cette approche s'est également révélée avantageuse en termes de coûts, permettant de réduire la facture énergétique jusqu'à 34 % en privilégiant de l'énergie à faibles émissions 24h/24. Les résultats, combinés à d'autres mesures d'efficacité énergétique et à la production d'énergie bas carbone sur site, montrent que les centres de données peuvent atteindre 64 % d'électricité sans carbone dans leur consommation totale, selon le [rapport environnemental 2023 de Google](#).

La montée de l'autoconsommation dans les systèmes décentralisés et les défis de la collecte de données

Dans le cadre de la transition énergétique, la production décentralisée s'intensifie un peu partout dans le monde. Cela se traduit notamment par la hausse des installations solaires photovoltaïques sur les toits et l'augmentation de l'autoconsommation derrière le compteur. En 2022, l'autoconsommation issue de la production solaire décentralisée représentait environ 2 % de la demande totale d'électricité en Italie. En Allemagne, Espagne, Brésil et Japon, cette part était estimée autour de 1 % la même année. Toutefois, on observe une accélération notable en Espagne et au Brésil.

Estimation de l'autoconsommation électrique dans les systèmes décentralisés et part dans la demande totale d'électricité dans certains pays, 2019-2022



AIE. CC BY 4.0.

Source : estimations de l'AIE à partir de données provenant de diverses sources ; Agence fédérale des réseaux (Allemagne), [Bundesnetzagentur](#) ; Ministère fédéral de l'Économie et de la Protection du climat (Allemagne), [BMWK](#) ; Strom-Report, [Photovoltaïque en Allemagne](#) ; APPA (Espagne), [Rapport annuel sur l'autoconsommation](#) ; AIE, [Programme Systèmes Photovoltaïques](#) ; Terna, [\(Italie\)](#) ; EPE (Brésil), [Production décentralisée au Brésil](#).

L'autoconsommation est amenée à croître, à mesure que de nouvelles ressources décentralisées sont déployées dans le cadre de la transition énergétique. La disponibilité accrue de données sur la production décentralisée et l'autoconsommation est essentielle pour affiner les prévisions de demande, anticiper les pics de consommation et optimiser la planification du réseau. Selon l'accompagnement de l'autoconsommation par des systèmes de stockage domestiques, une dépendance accrue à l'autoconsommation peut également influencer l'estimation de la flexibilité nécessaire à l'équilibrage du système. Ainsi, au-delà des projections et de la planification, la collecte complète de données sur la production et la consommation décentralisées apporte un éclairage précieux sur les solutions locales de flexibilité pour répondre aux défis d'intermittence dans un réseau de plus en plus alimenté par les énergies renouvelables.

Une meilleure circulation des données entre les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) et de transport (GRT) favorise un suivi plus précis de l'autoconsommation. Concernant les données individuelles de consommation, leur collecte doit garantir un certain niveau de confidentialité. Des politiques de protection de la vie privée ont été mises en place et évoluent constamment pour s'adapter aux nouveaux enjeux. Il reste cependant essentiel que ces politiques ne deviennent pas un frein à l'exploitation des données. [De nouvelles règles européennes](#) adoptées en juin 2023, par exemple, vont dans ce sens. Ces modifications visent à améliorer l'interopérabilité entre clients, fournisseurs et tiers autorisés souhaitant accéder aux données de comptage intelligent tout en protégeant

consommateurs. Les nouvelles règles permettent aux parties prenantes d'accéder aux données historiques des compteurs intelligents à partir de 2019, y compris des informations quasi instantanées.

Déploiement des compteurs intelligents en cours pour une collecte de données optimisée

Les investissements mondiaux dans les compteurs intelligents ont doublé en 2022 par rapport à 2015, et le nombre total de compteurs intelligents a dépassé 1 milliard à l'échelle mondiale. La Chine représente plus de la moitié de ce total, suivie par l'Union européenne avec 16 %, puis les États-Unis avec 13 %. Le taux d'équipement en compteurs intelligents varie fortement selon les pays et les régions : 80 % des foyers américains en sont équipés. En Europe, environ 70 % des consommateurs disposent d'un compteur intelligent, et cette proportion devrait atteindre 77 % d'ici 2024. En Amérique latine, près de 10 % des consommateurs d'électricité utilisent des compteurs intelligents, dont 70 % au Brésil et au Mexique. L'Inde prévoit de remplacer 250 millions de compteurs conventionnels d'ici 2026 et comptait près de 8 millions de compteurs intelligents en 2023. Dans plusieurs régions, le déploiement a pris du retard en raison de contraintes budgétaires, de procédures complexes et de préoccupations générales des consommateurs concernant la confidentialité des données.

Les compteurs intelligents offrent non seulement une collecte de données plus précise et plus détaillée, utile notamment pour mieux évaluer l'autoconsommation, mais ils permettent aussi de réaliser d'importantes économies. Par exemple, rien qu'en 2018, avec un coût d'installation compris entre EUR 180 et 200, les compteurs intelligents installés dans l'Union européenne auraient permis des économies annuelles moyennes de EUR 280 par point de comptage parmi les États membres, grâce à des bénéfices directs et indirects pour les consommateurs. Les avantages directs sont liés à l'évolution des habitudes de consommation, influencées par l'accès aux données détaillées fournies par les compteurs intelligents. De plus, l'information en temps réel sur les tarifs dynamiques encourage les utilisateurs à consommer l'énergie aux moments les plus avantageux. Les bénéfices indirects découlent de l'amélioration de l'exploitation par les fournisseurs, notamment via la gestion à distance du système de comptage.

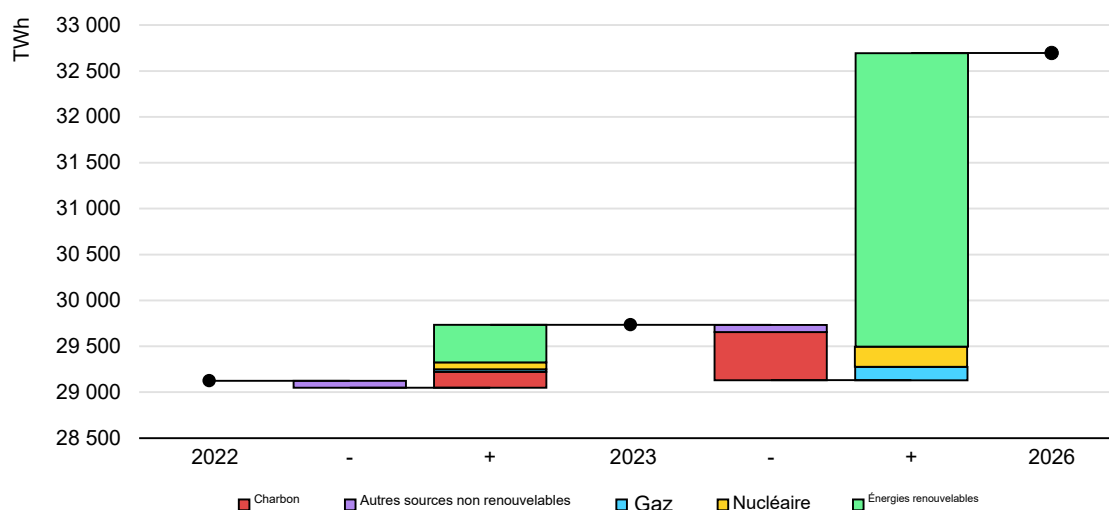
Approvisionnement : une électricité propre pour répondre à toute la demande supplémentaire jusqu'en 2026

Les énergies renouvelables dépassent le charbon comme première source d'électricité mondiale en 2025

La période de prévisions jusqu'en 2026 s'articule autour de trois tournants majeurs concernant l'électricité à faible émission de carbone. Premièrement, les renouvelables devraient fournir plus d'un tiers de l'électricité mondiale en 2025, reléguant le charbon au second plan. Deuxièmement, la part combinée des énergies bas carbone – renouvelables et nucléaire – devrait atteindre 46 % de la production mondiale d'ici fin 2026, frôlant la moitié, contre 39 % en 2023. Enfin, à l'échelle mondiale, la croissance de la demande supplémentaire sera couverte intégralement par la production d'électricité bas carbone d'ici 2026.

En 2023, la croissance de la production renouvelable est restée modérée, avec une hausse de 5 % contre 8 % en 2022, et en dessous de la moyenne 2016-2022 de 6,5 %. Ce ralentissement s'explique principalement par une faible production hydraulique dans plusieurs régions touchées par la sécheresse, particulièrement en Chine. Si l'on suppose un retour à des conditions hydrauliques normales, nous anticipons une reprise plus marquée, avec une envolée de 14 % en 2024 par rapport à 2023, année affectée par la sécheresse, puis une progression annuelle moyenne de 9 % sur 2025-2026.

Évolution de la production mondiale d'électricité, 2022-2026

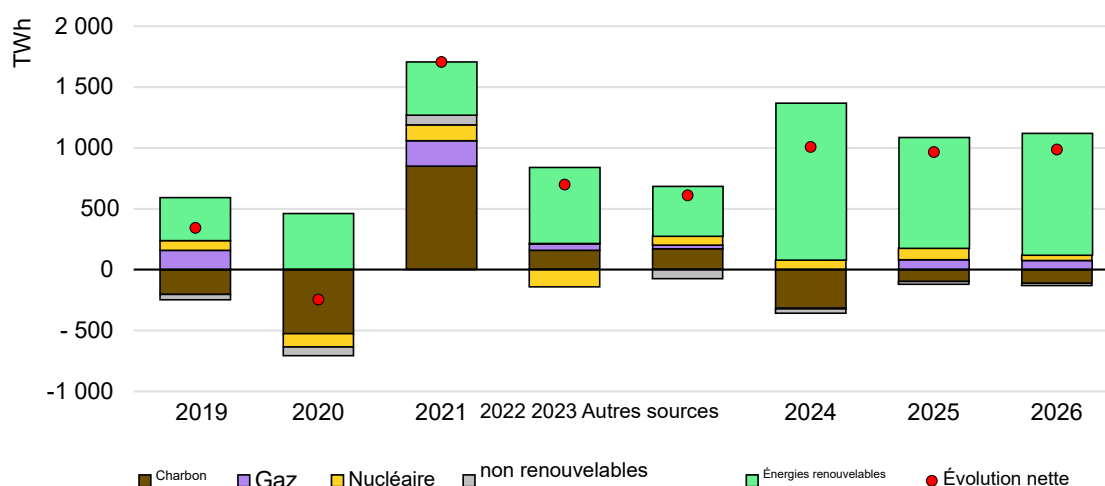


IEA. CC BY 4.0.

Note : Les autres sources non renouvelables incluent le pétrole, les déchets et d'autres énergies non renouvelables.

La production nucléaire mondiale devrait atteindre un nouveau sommet historique en 2025, dépassant le précédent record de 2021. Après une hausse de 2,7 % en 2023, nous prévoyons une croissance moyenne de la production nucléaire d'environ 3 % entre 2024 et 2026. Cette progression est soutenue par le redressement continu du parc nucléaire français, les redémarrages au Japon et la mise en service de nouvelles centrales dans de nombreuses régions du globe, dont la moitié en Chine et en Inde.

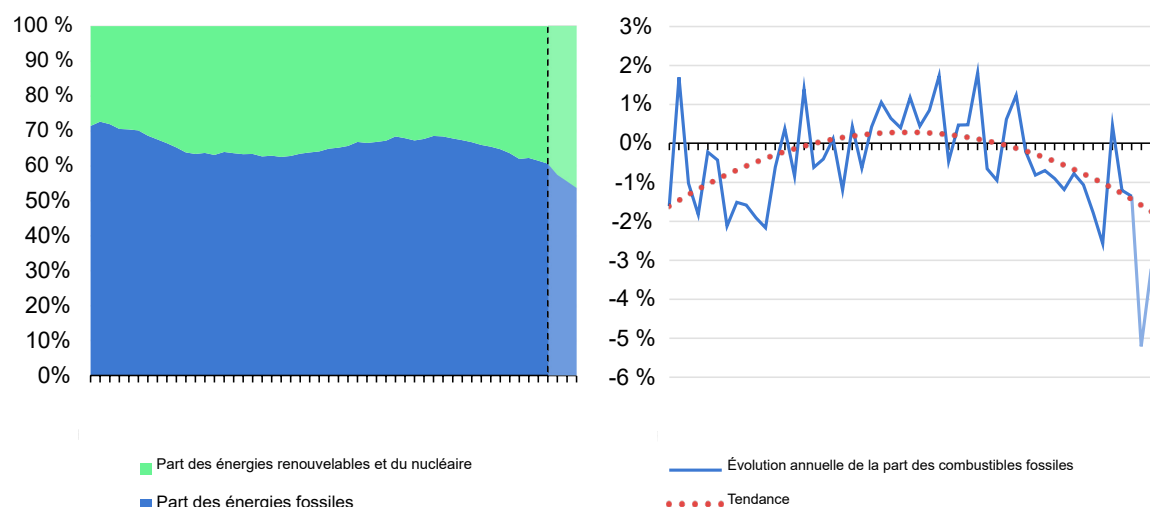
Évolution annuelle mondiale de la production d'électricité par source, 2019-2026



AIE. CC BY 4.0.

Remarques : Les autres sources non renouvelables incluent le pétrole, les déchets et d'autres énergies non renouvelables. Les chiffres pour 2024-2026 sont des estimations.

Sur la période de prévision, la part du charbon dans la production mondiale d'électricité devrait passer sous la barre du tiers, contre 36 % en 2023, marquant une nouvelle étape importante. La production à base de charbon aurait atteint un pic en 2023 avec une croissance annuelle de 1,6 %, avant de reculer de 3 % en 2024, à condition que l'hydroélectricité se redresse après les faibles niveaux dus à la sécheresse de 2023. Une baisse structurelle lente d'environ 1 % par an est ensuite attendue sur 2025-2026 si les conditions météorologiques restent normales. À l'inverse, après une hausse de 0,5 % en 2023, la production mondiale à partir de gaz devrait continuer à progresser à un rythme annuel inférieur à 1 % jusqu'en 2026, soutenue par le passage du charbon au gaz dans plusieurs régions et l'arrivée de nouvelles capacités de GNL dès 2025. À mesure que l'offre d'électricité décarbonée progresse rapidement, la part des combustibles fossiles dans la production mondiale devrait reculer de 61 % en 2023 à 54 % en 2026. Ce sera la première fois que la part des énergies fossiles passera sous la barre des 60 % et déclinera à un rythme jamais observé dans les archives de l'AIE depuis plus de cinquante ans.

Évolution de la part des sources à faibles émissions par rapport aux combustibles fossiles dans la production mondiale d'électricité (gauche), et variation annuelle de la part des combustibles fossiles (droite), 1975-2026

AIE. CC BY 4.0.

Le charbon limité par les énergies renouvelables en Chine, mais pas dans le reste de l'Asie

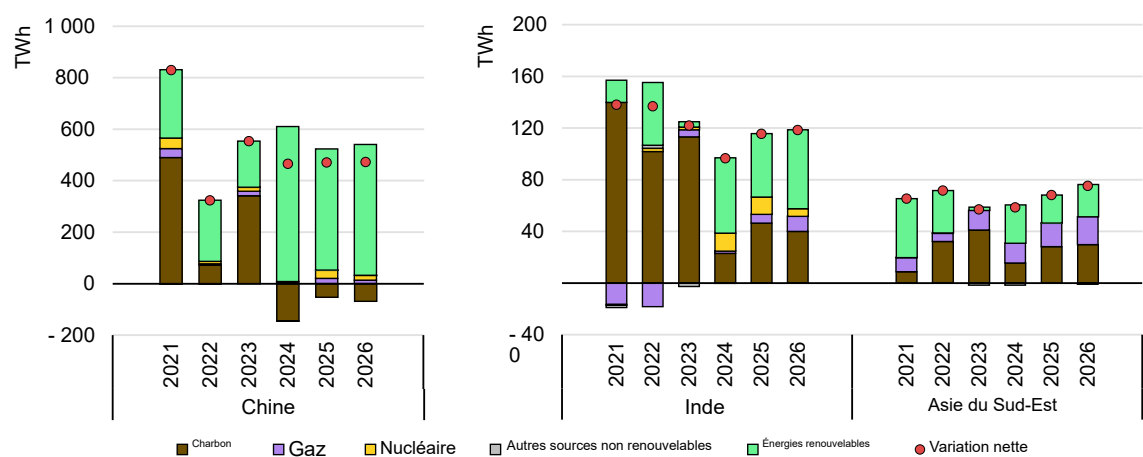
Comme le souligne le rapport [Renewables 2023](#) de l'AIE, la Chine a mis en service en 2023 autant de capacité solaire photovoltaïque que le reste du monde en 2022, et a également augmenté sa capacité éolienne de 66 % sur un an. Cette dynamique d'expansion des renouvelables devrait entraîner une hausse d'environ 20 % de leur production en 2024, sous réserve d'un retour à la normale de l'hydroélectricité, puis une moyenne de 13 % par an en 2025-2026, couvrant l'intégralité de la croissance supplémentaire de la demande chinoise et réduisant la production issue du charbon. Il convient de noter que les conditions météorologiques, comme la baisse de l'hydroélectricité due aux sécheresses observées récemment, peuvent entraîner ponctuellement une augmentation du recours au charbon dans certains cas. Toutefois, la tendance globale reste à une offre de charbon contenue et remplacée durablement par une progression forte des énergies renouvelables (EnR).

Face à l'essor rapide de la demande électrique en Inde, la production d'électricité à base de charbon devrait croître en moyenne de 2,5 % par an entre 2024 et 2026. Parallèlement, les renouvelables accéléreront, avec un rythme moyen de progression annuel de 13 % sur la période.

L'Asie du Sud-Est est une autre région où de nouvelles capacités au charbon entrent en service dans un contexte de forte croissance de la demande. La production d'électricité issue du charbon devrait y augmenter en moyenne d'environ 4 % par an jusqu'en 2026. Les énergies renouvelables progresseraient à un rythme plus soutenu, autour de 7 % par an, et les centrales à gaz de 5 % environ.

Au Japon, la production d'électricité à base de charbon devrait diminuer en moyenne de 3 % par an, tout comme en Corée sur la période considérée, grâce à la hausse du nucléaire et des énergies renouvelables. Dans d'autres régions d'Asie, comme le Bangladesh et le Pakistan, de nouvelles centrales à charbon entrent en service, avec des croissances annuelles moyennes prévues de 18 % et 6 % respectivement entre 2024 et 2026.

Évolution annuelle de la production d'électricité par source en Asie, 2021-2026



AIE. CC BY 4.0.

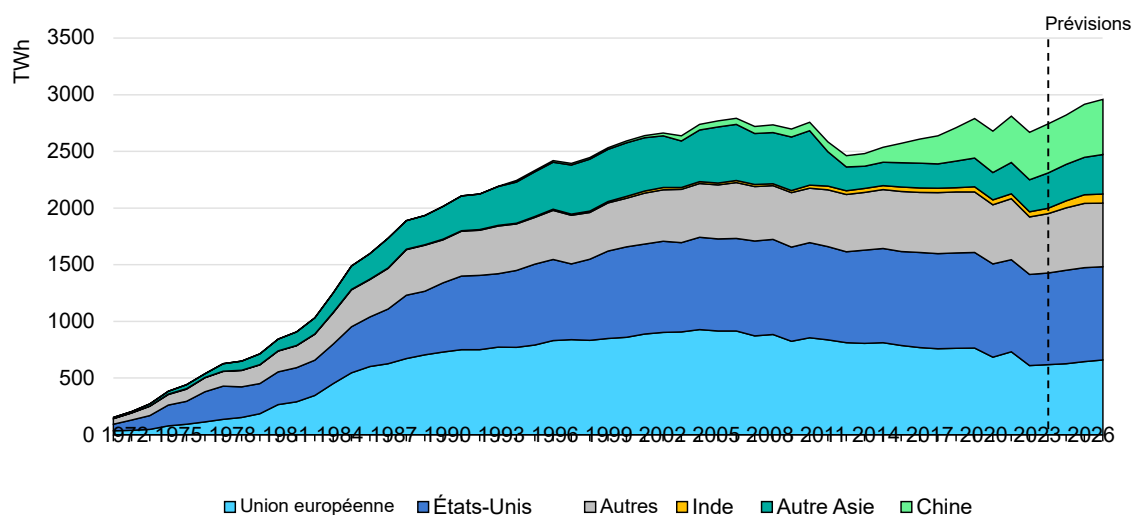
Note : Les autres énergies non renouvelables incluent le pétrole, les déchets et d'autres sources d'énergie non renouvelables.

À la une : La production nucléaire atteindra un nouveau record d'ici 2025

Entre 2024 et 2026, 29 GW supplémentaires de capacité nucléaire devraient être mis en service dans le monde, dont plus de la moitié en Chine et en Inde. Avec l'entrée en activité de nouveaux sites dans plusieurs régions, la relance du nucléaire en France et les redémarrages attendus au Japon, nous prévoyons que la production nucléaire mondiale sera près de 10 % supérieure en 2026 par rapport à 2023. En 2025, la production mondiale d'électricité d'origine nucléaire aura dépassé son précédent record établi en 2021.

En 2022 et 2023, de nombreux pays ont placé l'introduction ou l'expansion du nucléaire au cœur de leurs stratégies pour atteindre leurs objectifs climatiques, provoquant un regain d'intérêt mondial pour l'énergie nucléaire. La feuille de route actualisée de l'AIE pour la neutralité carbone [Net Zero Roadmap](#) prévoit que l'énergie nucléaire plus que doublera d'ici 2050, complétant le déploiement des renouvelables et [allégeant la pression](#) sur l'approvisionnement en minerais stratégiques. Tandis qu'une minorité de pays européens envisagent de sortir du nucléaire, de nombreuses économies émergentes et avancées planifient d'en développer ou d'en accroître la production. Compte tenu du nombre de centrales en construction et de nouveaux projets, la croissance du nucléaire reste principalement concentrée en Asie.

Évolution de la production nucléaire par région, 1972-2026



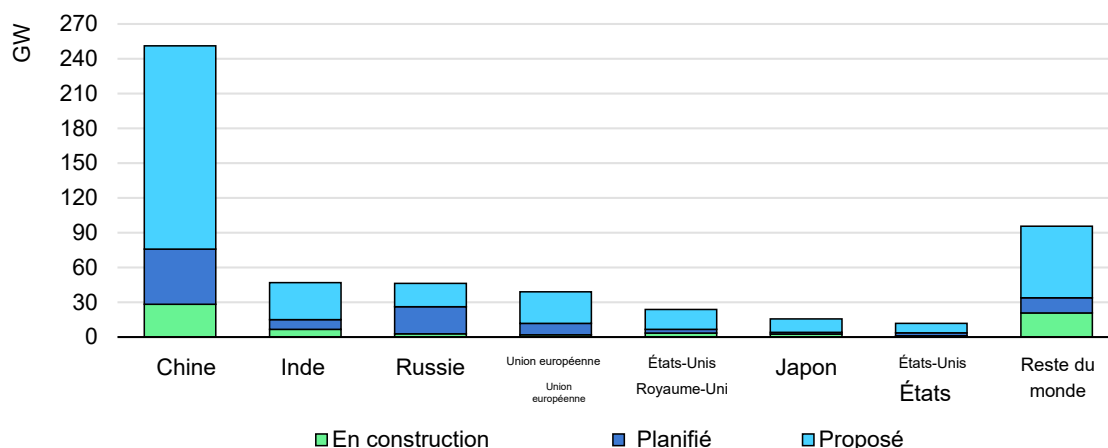
AIE. CC BY 4.0

Remarque : La prévision pour 2026 repose sur les projets actuellement en construction et dont la mise en service est attendue d'ici la fin de la période.

Lors de la COP28, plus de 20 pays ont adopté une déclaration commune visant à tripler la capacité nucléaire d'ici 2050. Au niveau mondial, cela représenterait une augmentation de 740 GW de nucléaire

pour atteindre le stock actuel de 370 GW. L'Association nucléaire mondiale [estime](#) qu'en novembre 2023, 68 GW étaient en construction, 109 GW supplémentaires étaient planifiés et 353 GW proposés. Même si tous les projets en cours, planifiés et proposés se concrétisent, il faudrait encore construire 210 GW pour atteindre l'objectif annoncé d'ici 2050.

Capacité nucléaire en construction, planifiée ou proposée en novembre 2023



AIE. CC BY 4.0

Remarques : Nous utilisons les définitions données par l'Association nucléaire mondiale. Les projets planifiés sont ceux qui ont reçu une approbation et dont le financement est garanti. Leur mise en service devrait intervenir dans les 15 ans. Les projets proposés ont un site et une capacité identifiés, mais leur calendrier et leur validation restent incertains.

Source : Analyse de l'AIE basée sur les données de la [World Nuclear Association](#).

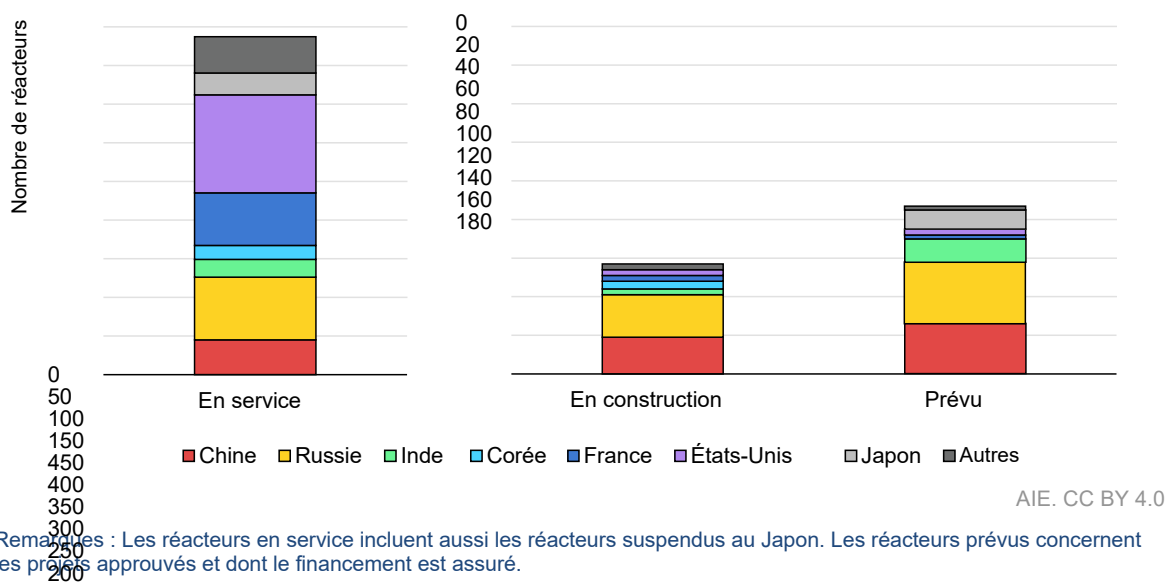
L'Asie, moteur de la croissance nucléaire

La part de l'Asie dans la production nucléaire mondiale devrait atteindre 30 % en 2026. Selon les réacteurs en construction dont la mise en service est prévue d'ici 2026, l'Asie dépassera l'Amérique du Nord en termes de capacité installée. La Chine a connu une croissance marquée du secteur, avec une augmentation de capacité d'environ 37 GW en dix ans. Ainsi, la part de la Chine dans la production nucléaire mondiale est passée de 5 % en 2014 à environ 16 % en 2023.

La Chine reste en tête de l'expansion nucléaire mondiale, avec 27 GW en construction actuellement. Dans son 14^e plan quinquennal, elle vise une capacité totale installée de [70 GW d'ici 2025](#). L'engagement à long terme du pays envers le nucléaire se confirme à travers sa stratégie d'autonomie croissante pour le cycle du combustible. Actuellement, la Chine extrait sur son territoire de quoi couvrir environ 15 % de ses besoins annuels en uranium. Avec des ressources nationales annoncées de 107 kt d'uranium, la Chine projette de s'approvisionner à un tiers sur son sol et via des participations dans des mines en Afrique.

Au vu de ces évolutions, [le leadership technologique](#) dans le nucléaire s'oriente désormais vers la Chine et la Russie. 70 % des réacteurs actuellement en construction sont fournis par des entreprises chinoises ou russes. De plus, la Chine a lancé en décembre 2023 l'exploitation commerciale de son premier [réacteur de quatrième génération](#) sur le site de Shidaowan, une unité de 200 MW dotée d'un réacteur à gaz à haute température et conception modulaire. Dix unités similaires sont prévues à terme sur ce site.

Fournisseurs de technologie pour les réacteurs actuellement en service (gauche) et pour les réacteurs en construction ou en projet (droite)



En Asie, la hausse des capacités installées est marquée par l'annonce de l'Inde qui, en 2022, a dévoilé son projet de [tripler sa capacité nucléaire](#) d'ici 2032, ce qui représente presque 13 GW supplémentaires, dont 6 GW déjà en construction. Au Bangladesh, où la Russie apporte un soutien financier et technique important, la première centrale nucléaire du pays est en chantier sur le site de Rooppur. L'installation a récemment reçu sa [première livraison de combustible](#) et doit officiellement démarrer sa production commerciale en 2024.

Le Japon s'apprête à [relancer progressivement](#) son secteur nucléaire, alors que l'opinion publique devient favorable au [redémarrage des réacteurs](#) pour la première fois depuis l'accident de Fukushima. Les plans actuels prévoient une montée en puissance progressive entre 2024 et 2026, avec pour [objectif à terme](#) que le nucléaire représente 20 % du mix énergétique d'ici 2030. Plus concrètement, le réacteur [Shimane 2](#) doit redémarrer en août 2024, tandis que la mise aux normes de sécurité de [Onagawa 2](#) est également prévue pour 2024. D'autres redémarrages, comme [Tokai 2](#) et [Shika 2](#), prévus pour 2025 et 2026, ont été reportés mais restent prioritaires dans la stratégie japonaise pour atteindre ses [objectifs de réduction des émissions](#).

Un regain d'intérêt pour le nucléaire en Europe et dans les Amériques, mais des retards importants dans les projets en cours suscitent des inquiétudes

En Europe, le contexte politique autour du développement de l'énergie nucléaire évolue. L'Allemagne a supprimé ses capacités nucléaires et l'Espagne vise toujours une [sortie progressive](#) à partir de 2027. Onze États membres de l'Union européenne ont lancé une [alliance](#) en février 2023 pour coopérer sur l'énergie nucléaire sous la direction de la France, qui comptait 14 membres lors de [sa troisième réunion](#) en mai 2023. L'objectif de cette alliance est [d'ajouter 50 GW](#) de capacité nucléaire d'ici 2050, soit une augmentation de 50 % de la puissance installée dans l'Union européenne. L'alliance souhaite également que le nucléaire soit [considéré à égalité avec les énergies renouvelables](#) dans les politiques européennes de l'énergie et du climat. Ainsi, en décembre 2023, le Conseil de l'UE a suivi le Parlement européen en votant pour [inclure l'énergie nucléaire](#) comme élément stratégique pour atteindre la neutralité climatique.

En 2022, la France a révélé son intention de construire six nouveaux [Réacteurs Européens à Pressurisation \(EPR\)](#). Avant le débat parlementaire sur la nouvelle stratégie énergétique en janvier 2024, la ministre française de l'Énergie [a réaffirmé la volonté d'engager](#) huit réacteurs supplémentaires, pour une capacité totale de 13 GW, dont la construction est prévue après 2026. Parallèlement, un vaste programme vise à prolonger l'exploitation du parc existant, dont l'âge moyen atteint 37 ans. Les Pays-Bas, revenant sur une précédente décision de sortie, ont reconnu l'énergie nucléaire comme [stratégique](#) pour leurs objectifs climatiques et ont annoncé en 2023 l'ouverture de négociations pour la construction de [deux nouveaux réacteurs](#) d'ici 2035. Ces nouvelles installations devraient couvrir 10 % des besoins électriques néerlandais. La Suède a également [adopté une nouvelle réglementation](#) en 2023, autorisant la construction de centrales nucléaires additionnelles. Le gouvernement suédois a confirmé son [engagement](#) en annonçant en novembre 2023 la construction de deux nouveaux réacteurs classiques d'ici 2035 et dix autres, dont des SMR, avant 2045. De plus, le Parlement suédois a adopté une législation permettant, en principe, la construction de plus de dix réacteurs à l'horizon 2045. La Belgique, sans envisager de nouvelles capacités, a [annoncé qu'un accord](#) avait été trouvé concernant [l'extension de la durée de vie](#) de dix ans de ses deux plus récents réacteurs, Doel 4 et Tihange 3. Leur capacité combinée de 2 GW représente 35 % du parc nucléaire actuel belge.

De plus, la Finlande a annoncé en 2023 la prolongation de la durée de vie de sa centrale de [Loviisa, et a mis en service commercial son plus grand réacteur, Olkiluoto 3](#). La Slovaquie a annoncé vingt années supplémentaires d'exploitation pour le réacteur existant de la centrale de [Krško](#), et a réaffirmé son intention d'ajouter un [second bloc](#). La Bulgarie met en œuvre sa nouvelle stratégie nucléaire et prévoit d'ajouter [quatre nouveaux réacteurs](#) d'ici 2053, avec la construction de [2,3 GW](#) de capacité supplémentaire sur le site de Kozloduy. La Pologne poursuit son programme nucléaire avec pour objectif une capacité de 6 à 9 GW d'ici 2040. L'autorisation de construire son premier

La centrale nucléaire en [Poméranie](#) a reçu son autorisation en juillet 2023 et le chantier doit démarrer en 2026. Le [second réacteur](#) a récemment été validé en novembre 2023 ; les deux unités devraient fournir 22 TWh par an à partir de 2035.

L'Ukraine poursuit ses efforts pour développer sa capacité nucléaire sans dépendre de la Russie. En juin 2022, le fournisseur d'énergie ukrainien [Energoatom](#) a signé un accord portant sur l'augmentation du nombre de réacteurs prévus par Westinghouse, passant de cinq à neuf. Par ailleurs, en janvier 2023, le [Conseil des ministres a validé](#) les plans pour la construction de deux nouveaux réacteurs, Khmelnytsky 5 et 6, dont la connexion au réseau est prévue respectivement pour 2030 et 2032.

Orientations politiques sur l'énergie nucléaire dans certains pays

Entrée en service	Premières réflexions	Sortie du nucléaire
Bangladesh, Égypte, Pologne, Turquie, Ouganda	Albanie, Algérie, Azerbaïdjan, Estonie, Éthiopie, Ghana, Indonésie, Jordanie, Kazakhstan, Kenya, Laos, Lettonie, Lituanie, Maroc, Nigéria, Philippines, Rwanda, Arabie Saoudite, Serbie, Sri Lanka, Soudan, Thaïlande, Ouzbékistan	Belgique (après prolongation de durée de vie de deux réacteurs au sein du parc existant), Allemagne, Espagne

Expansion	Maintien du niveau actuel
Brésil, Bulgarie, Canada, Chine, Tchéquie, Hongrie, Inde, Pays-Bas, Pakistan, Roumanie, Russie, Slovaquie, Slovénie, Corée du Sud, Suède, Émirats arabes unis, Ukraine, Royaume-Uni, Argentine	Bélarus, Finlande, France, Iran, Japon, Suisse

AIE. CC BY 4.0

Sources : Association nucléaire mondiale et articles de presse.

Aux États-Unis, les réacteurs totalisant 37 GW de capacité disposaient initialement de licences d'exploitation arrivant à expiration entre 2030 et 2040. Dans le cadre du programme de renouvellement des licences, la Nuclear Regulatory Commission étudie actuellement la prolongation de la durée de vie des réacteurs en service de [60 à 80 ans](#). Près de 6 GW de prolongements ont déjà été approuvés, tandis que 10 GW supplémentaires sont à l'étude ou en attente de dépôt de dossier. Malgré cela, environ 21 GW de capacité nucléaire, soit près de 23 % de la capacité en exploitation, devraient être arrêtés entre 2030 et 2040. Le remplacement de cette puissance constitue un défi majeur pour le secteur nucléaire américain. On estime que 17 GW sont en projet ou en planification. Cependant, seuls 2,5 GW sur le site de Turkey Point en Floride, comprenant les nouveaux réacteurs [Unités 6 et 7](#), devraient être mis en service commercial avant 2030 selon l'Association nucléaire mondiale, alors que 6,5 GW doivent être retirés sur la même période. En raison d'inquiétudes liées à la sécurité de l'approvisionnement lors d'événements climatiques extrêmes, le régulateur californien de l'énergie a [accordé une prolongation de cinq ans](#) à la centrale nucléaire de Diablo Canyon, d'une capacité de 2,3 GW, en décembre 2023 ; les nouvelles licences courent désormais jusqu'en 2029 et 2030 pour les deux réacteurs.

Au Canada, une capacité de 1,2 GW devrait être mise en service d'ici 2036 sur le site de [Darlington](#). Par ailleurs, la province de l'Ontario a [annoncé](#) le lancement d'une phase de pré-développement pour ajouter 4,8 GW de capacité. En Amérique du Sud, un vaste chantier est en cours au Brésil, où l'extension du site d'ANGRA accuse près de quatre ans de retard, désormais prévue pour 2027 alors que [les plans initiaux](#) fixaient la mise en service commerciale à 2023. L'Argentine prévoit quant à elle d'ajouter un [réacteur](#) à son site d'Atucha, en collaboration avec la Chine.

Le risque lié à la construction demeure l'obstacle principal au financement des projets nucléaires

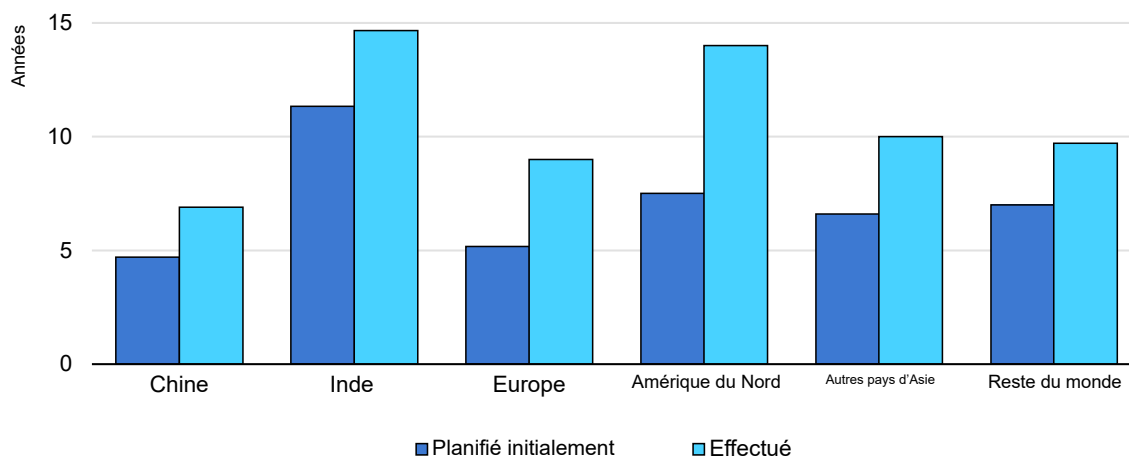
À l'échelle mondiale, les chantiers nucléaires lancés entre 2010 et 2020 ont connu en moyenne près de trois ans de retard, soit 50 % de temps supplémentaire par rapport aux prévisions initiales. En Chine, le délai moyen n'a dépassé que de deux ans la durée prévue, tandis qu'à l'échelle mondiale, hors projets chinois, on atteint trois ans et demi, certains sites accumulant jusqu'à huit ans de décalage. Si les retards de construction préoccupent aujourd'hui tout le secteur, c'est en Europe et aux États-Unis qu'ils sont les plus marqués ; la Chine, elle, réussit nettement mieux à rester dans les délais.

Le premier réacteur de la toute dernière centrale nucléaire américaine, Vogtle 3, est entré en exploitation commerciale en 2023, avec une mise en service du second, Vogtle 4, attendue début 2024. Les travaux ont duré deux fois plus longtemps que prévu. Lancés en 2009, les deux réacteurs devaient initialement être opérationnels en 2016 et 2017. Finalement, Vogtle-3 n'a été raccordé au réseau qu'à la fin de 2023 et Vogtle-4 est désormais programmé pour début 2024, portant la durée du chantier à 14 ans, soit le double du calendrier initial, et entraînant un [dépassement de coûts](#) de 17 milliards USD par rapport à un budget initial de 14 milliards USD.

Le tout nouveau réacteur de Flamanville en France, dont la première mise en service est désormais prévue pour 2024, devait initialement être achevé en 2016. Selon les dernières estimations, son coût dépasse aujourd'hui de plus de [quatre fois le budget initial](#). À Hinkley Point C, un projet mené conjointement par EDF (France) et CGN (Chine), la société chinoise a annoncé [la suspension de ses paiements](#) en décembre 2023, après que les dépassements de coûts aient atteint un seuil lui permettant de refuser de financer les frais supplémentaires. EDF a confirmé que le chantier irait à son terme, prenant à sa charge l'ensemble du surcoût.

En réduisant les délais de construction et forts de [l'expérience acquise lors de la construction](#) de nombreux sites ces dernières années, la Chine parvient à bâtir des centrales nucléaires à [des coûts nettement inférieurs](#) et avec des retards minimes, en comparaison avec les États-Unis et l'Union européenne.

Durée moyenne prévue vs. réelle des travaux de construction des centrales nucléaires ayant démarré après 2007 dans certaines régions sélectionnées



IEA. CC BY 4.0.

Remarques : La date de mise en service correspond à l'année où la centrale a été connectée au réseau. Nous prenons en compte les estimations les plus récentes de raccordement pour les projets en cours débutés avant 2020. Les projets toujours en chantier et accusant des retards incluent Carem25, Rooppur-1, Rooppur-2, Angra-3, Fangchenggang-4, Zhangzhou-1, Zhangzhou-2, Flamanville-3, Hinkley Point C-1, Hinkley Point C-2, Kakrapar-4, Rajasthan-7, Rajasthan-8, Ohma, Akkuyu-1, Akkuyu-2.

Source : analyse IEA des projets nucléaires individuels.

Le financement des projets nucléaires nécessite des investissements initiaux très importants, amortis sur de longues périodes. Par conséquent, la rentabilité dépend fortement des risques liés à la construction ainsi qu'au coût du capital. Lorsque les taux d'intérêt augmentent, les retards de chantier pèsent d'autant plus lourd, car le temps a un coût. La majorité des risques se concentre sur la phase de construction. Une fois la centrale nucléaire mise en service, la vente régulière d'électricité et la faible part du coût du combustible dans les dépenses totales en font un actif peu risqué, même si certains aléas subsistent concernant les problèmes techniques et la maintenance, ainsi qu'une fourniture stable de combustible. Cependant, pendant la construction, des difficultés techniques, un manque de main-d'œuvre qualifiée, des perturbations de la chaîne d'approvisionnement ou des relations complexes avec les autorités de régulation peuvent prolonger considérablement la durée des travaux et faire grimper les coûts. De telles situations peuvent aussi accroître le risque de paiements d'intérêts intermédiaires pendant la construction, compromettant alors la viabilité financière du projet en cours.

Réduire les risques liés à la construction peut nettement diminuer le coût du capital, qui représente un poste de dépense majeur pour les projets nucléaires. Si le risque de chantier est inhérent à tout projet nécessitant de lourds investissements, certaines bonnes pratiques permettent aux porteurs de projets de limiter leur exposition. Il est essentiel d'achever la conception et la planification dans leur intégralité avant de lancer les travaux. Par ailleurs, une documentation rigoureuse et une coordination optimale des différentes interdépendances sont indispensables. Les facteurs structurels, comme les perturbations logistiques ou le manque de main-d'œuvre qualifiée, doivent être anticipés et pris en compte dans la gestion des risques. Mutualiser la demande au sein d'un consortium peut aussi sécuriser les flux de revenus futurs.

L'engagement à travers des carnets de commandes confirmés, ainsi que l'uniformisation des projets, permet de réduire encore davantage les risques, de sécuriser le développement des chaînes d'approvisionnement et de favoriser l'apprentissage collectif.

L'implication de l'État comme levier potentiel pour diminuer le coût du capital

Au-delà de la réduction des risques liés à la construction, l'amélioration des conditions de financement sera essentielle au déploiement des capacités nucléaires. Des projets bien structurés et portés par des opérateurs fiables sont indispensables, mais des mesures complémentaires peuvent aussi être mises en place pour maîtriser le coût du capital. Notamment, lorsque les marchés financiers sont incomplets, des interventions publiques comme les contrats pour différence (CFD), les garanties ou certaines mesures de régulation peuvent se justifier économiquement. Toutefois, le risque d'un soutien public excessif en faveur du nucléaire par ces dispositifs demeure un enjeu à surveiller.

En pratique, diverses solutions ont été mises en œuvre pour répondre aux défis du financement. L'une des principales consiste à impliquer les acteurs publics. Les projets peuvent être directement financés par l'État, comme c'est le cas pour la majorité des réalisations nucléaires, par exemple en [Chine](#). L'Inde vient tout juste d'envisager d'ouvrir le capital de ses installations nucléaires à des investisseurs privés minoritaires, alors que jusqu'ici toutes les centrales en activité étaient financées sur fonds publics. Les gouvernements peuvent aussi intervenir comme garants afin de réduire le coût du capital, ce qui était l'objectif affiché du gouvernement américain en offrant des garanties pour le [financement de Vogtle 3 et 4](#). De même, la Suède, qui a récemment annoncé vouloir augmenter sa capacité nucléaire, a déjà prévu des garanties de prêt pour la construction de nouveaux sites nucléaires.

Les acteurs publics souhaitant commercialiser leurs technologies peuvent également proposer des solutions de financement aux acheteurs, à l'image de la Russie pour la construction du réacteur nucléaire de [Rooppur](#) au Bangladesh ou de la centrale d'El-Dabaa en Égypte, où le pays fournit à la fois sa technologie et des instruments financiers. Au Royaume-Uni, un appui public des consommateurs et du gouvernement britannique a récemment vu le jour avec le modèle de [Base d'Actifs Régulés](#), initialement conçu pour d'autres infrastructures, qui permet aux opérateurs nucléaires de limiter les besoins en capital initial. Ce modèle répartit les financements sur différentes étapes tout en générant déjà des recettes pendant la phase de construction. Ainsi, une partie des besoins en capital est couverte par des contributions anticipées des consommateurs d'électricité, ce qui permet de financer en temps réel la planification et la construction. Si jamais les coûts de construction dépassent un seuil déterminé, un soutien supplémentaire du gouvernement britannique (GSP) serait alors activé.

En mettant en place des cadres stables pour le secteur de l'énergie en général et la conception du marché de l'électricité en particulier, les gouvernements peuvent réduire une partie du risque opérationnel pesant sur les centrales nucléaires. Même si le risque lié à la construction demeure la principale source d'incertitude, des dispositifs garantissant la stabilité des revenus, soutenus par l'État, peuvent également contribuer à faire baisser le coût du capital. Parmi les mesures couramment utilisées,

incluent les contrats d'achat d'électricité (PPA), comme cela a été réalisé pour la centrale nucléaire d'Akkuyu en Türkiye, ou encore les contrats pour différence (CFD) avec un prix d'exercice fixé pour l'électricité vendue, à l'image de l'accord conclu pour le nouveau réacteur Hinkley Point C au Royaume-Uni. Les stratégies énergétiques géopolitiques et les possibilités limitées de diversification des risques sur les marchés financiers peuvent justifier des interventions gouvernementales.

Des institutions spécialisées, disposant d'une expertise ciblée et de capitaux mutualisés, peuvent également jouer un rôle bénéfique. Dans ce contexte, la [Banque internationale pour les infrastructures nucléaires](#) (IBNI) prévoit d'offrir un large éventail de services financiers et de conseil pour accompagner le développement de projets nucléaires dans ses États membres. Selon ses représentants, 20 à 30 pays devraient signer la [déclaration conjointe](#) pour la création de l'institution entre décembre 2023 et le Sommet de l'énergie nucléaire à Bruxelles en mars 2024.

Les taxonomies vertes peuvent contribuer au financement de l'énergie nucléaire, même si le débat reste très politique. En juillet 2023, à la suite du [Royaume-Uni](#), [la Chine](#) et [la Corée](#), le Parlement européen a voté pour inclure l'énergie nucléaire de façon transitoire parmi les sources d'électricité verte dans sa [nouvelle taxonomie de durabilité](#). Toutefois, plus de la moitié des grandes banques privées mondiales ont [exclu l'énergie nucléaire](#) de leurs cadres de financement vert. En réaction, la déclaration visant à tripler la capacité nucléaire d'ici 2050, initiée lors de la COP28, comprend un appel encourageant les institutions financières à [inclure l'énergie nucléaire](#) dans leurs politiques de prêts énergétiques.

Le déploiement des SMR reste limité, non sans défis, mais la R&D s'accélère

Une nouvelle génération de RSM vise à relever certains défis financiers liés au nucléaire en utilisant des réacteurs modulaires, permettant une production en série en usine et un acheminement du produit final directement sur site. La taille plus réduite des projets facilite leur financement, car les besoins en capital pour chaque projet diminuent. La production en série réduit également les risques de construction pour l'exploitant. Bien que le coût moyen par MW reste similaire, l'incertitude concernant le coût des RSM est estimée bien inférieure à celle des grands réacteurs, où les risques extrêmes sont particulièrement réduits.

Une diversité de technologies avec des usages variés est en développement et en exploitation, allant des microréacteurs de moins de 10 MW jusqu'aux grands réacteurs pouvant atteindre 400 MW. Actuellement, selon l'[Agence internationale de l'énergie atomique \(AIEA\)](#), seuls deux pays exploitent des RSM : la Chine et la Russie. Tandis que la Russie dispose d'une installation de 70 MW, la Chine vient de lancer l'exploitation commerciale de la première unité sur le site de Shidaowan, d'une capacité de 200 MW. Ensemble, ces deux pays ont actuellement 425 MW supplémentaires en construction. De plus, l'Argentine prévoit de raccorder son réacteur de test [Carem25](#) en 2027. L'Agence de l'énergie nucléaire de l'OCDE (AEN) estime [le potentiel mondial](#)

Capacité SMR atteindra 21 GW d'ici 2035. Au-delà de 2040, cette technologie pourrait connaître une forte croissance si les objectifs de production efficace et d'installations à faible risque sont réalisés. Le tableau de bord SMR de l'Agence de l'énergie nucléaire de l'OCDE offre une vue d'ensemble complète des évolutions actuelles des SMR.

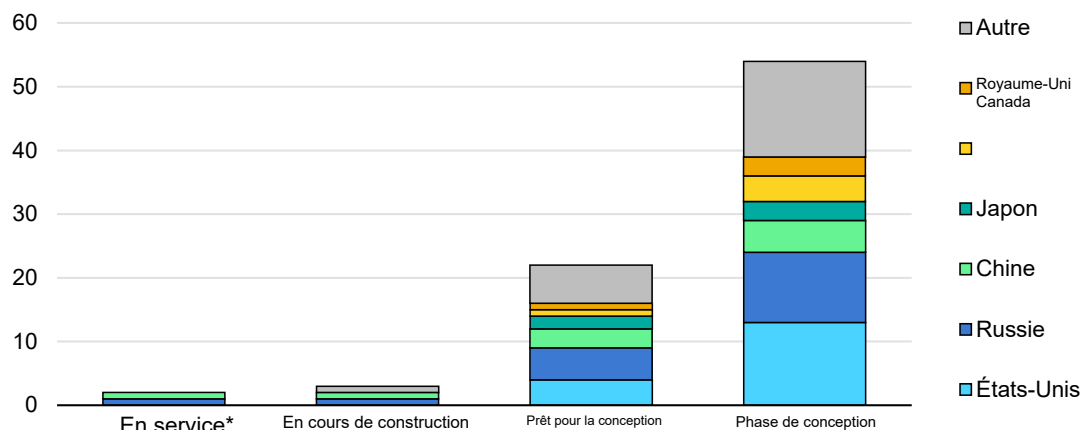
L'arrêt du projet SMR NuScale, destiné à installer le premier SMR VOYGR dans l'Idaho (États-Unis), a marqué l'année 2023. Après avoir échoué à atteindre le niveau d'abonnement prévu pour la production électrique future et face à la hausse des coûts, Utah Associated Municipal Power Systems (UAMPS) et NuScale ont décidé de mettre un terme au projet, initialement prévu pour démarrer en 2029. Le plan comprenait six modules de 77 MW chacun. Les coûts étaient estimés à 58 USD/MWh en 2020, mais en 2023, ils avaient grimpé à 119 USD/MWh en raison de la hausse du prix des matériaux et des équipements. En décembre 2023, une plainte a été déposée contre NuScale par des investisseurs, qui accusaient l'entreprise d'avoir volontairement caché les difficultés financières du projet annulé. À la rédaction de ce rapport, les conséquences sur la viabilité financière de NuScale restent incertaines. Cet événement met en lumière les défis et les fragilités des projets pilotes SMR, suscitant des interrogations sur leur avenir. Toutefois, NuScale a réaffirmé son engagement en faveur de son concept et indiqué que d'autres projets sont en cours aux États-Unis, en Roumanie et en Corée. En novembre 2023, NuScale détenait la conception SMR américaine approuvée par la NRC.

Malgré les incertitudes quant au rythme du déploiement à grande échelle, de nombreux pays manifestent un vif intérêt pour le développement de la technologie des SMR. En décembre 2023, Holtec International [a annoncé](#) son intention d'ajouter deux réacteurs SMR-300 à son site existant de Palisades, dans le Michigan, avec une mise en service prévue au milieu des années 2030. Le Canada a également confirmé son choix de [la technologie SMR](#) comme pilier central de sa stratégie énergétique. Plus précisément, la province de l'Ontario prévoit de [déployer quatre unités](#) de 300 MW Hitachi BWRX de GE Hitachi Nuclear Energy sur le site de Darlington. De plus, d'autres unités ont été proposées par New Brunswick Power à [Point Lepreau](#) et [un financement public](#) est alloué afin de préparer l'implantation de réacteurs Hitachi BWRX en Saskatchewan. Par ailleurs, en décembre 2023, [la Pologne a annoncé](#) son intention d'installer 24 unités Hitachi BWRX de 300 MW sur six sites distincts.

Par ailleurs, plus de 85 concepts et modèles sont actuellement en cours de développement par des entreprises et opérateurs dans plus de 20 pays, incluant toutes les grandes puissances nucléaires telles que la Chine, les États-Unis et la Russie. De plus, la France a récemment [annoncé un investissement](#) de 1 milliard USD pour le développement de SMR commercialement viables d'ici 2030, au cœur de sa nouvelle stratégie nucléaire, et en juillet 2023, elle a [confirmé](#) une coopération avec l'Inde pour faire avancer la technologie SMR. Lors du sommet des dirigeants du G7 en mai 2023, un consortium du Japon, de la Corée et des États-Unis [a annoncé le financement](#) d'un SMR destiné à être déployé en Roumanie.

De plus, en novembre 2023, la Commission européenne a annoncé la création d'une [Alliance industrielle pour faciliter](#) le développement et le déploiement des SMR dès le début de 2024. Lors de la COP28, les États-Unis [ont annoncé](#) plusieurs instruments financiers, via leur banque d'import-export, afin de soutenir l'exportation de la technologie SMR.

Nombre de projets SMR en cours par pays et par statut



AIE. CC BY 4.0.

Remarques : L'AIEA considère le réacteur d'essai HTTR du Japon à Ōarai comme un SMR supplémentaire en service. Sur la base des dernières définitions de la modularité, nous l'excluons de nos statistiques.

Source : Analyse de l'AIE basée sur ses propres recherches et des données de [l'AIEA](#).

Les États-Unis, la Chine et la Russie sont les principaux acteurs dans le développement de nouvelles technologies, représentant plus de la moitié des projets en phase de conception. En Europe, 13 projets sont actuellement en cours à différents stades, notamment au Royaume-Uni, en France, au Danemark, en République tchèque, aux Pays-Bas, en Suède et en Italie.

Concernant les SMR, des utilisations telles que la cogénération ou la production de vapeur à haute température pour l'industrie sont également à l'étude. Tous les modèles en service ou en cours de construction affichent une capacité comprise entre 30 et 300 MW. La Chine exploite un SMR refroidi au gaz, et construit également des modèles refroidis à l'eau. La Russie possède déjà une unité refroidie à l'eau et est [actuellement en train de construire](#) un réacteur à spectre rapide de type Brest-OD-300 sur le site de Seversk. De nombreux projets en développement portent sur des micro-réacteurs, des unités facilement transportables et modulables, adaptées à une utilisation dans les zones isolées ou pour alimenter des complexes industriels, des stations de recherche ou des sites militaires. Les États-Unis et la Russie mènent plus de la moitié des recherches en cours sur les micro-réacteurs, tandis que Mitsubishi Heavy Industries au Japon prévoit de commercialiser un micro-réacteur d'une capacité de 0,5 MW [d'ici 2030](#).

Pour répondre aux exigences croissantes de flexibilité des systèmes énergétiques, les nouveaux modèles de SMR sont conçus pour offrir une adaptabilité supérieure à celle des réacteurs de génération III+. Ainsi,

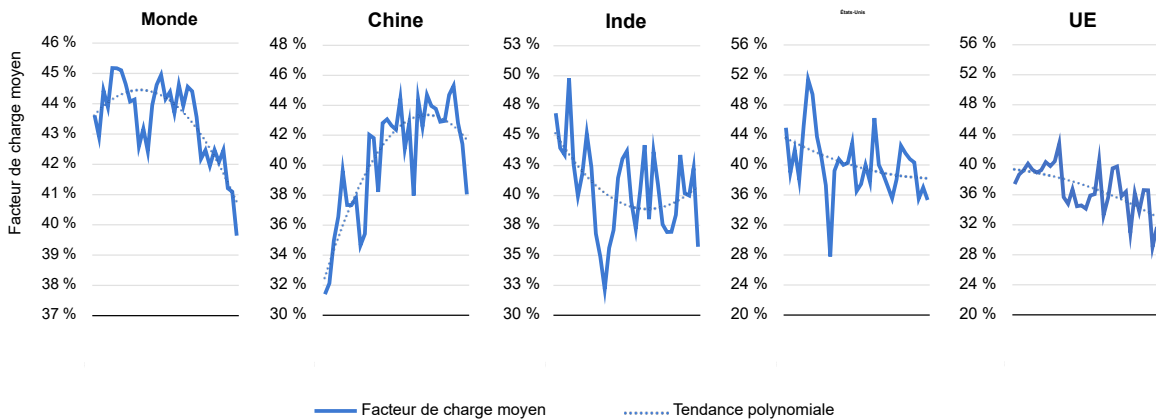
Cette fonctionnalité est mise en avant aussi bien par les [fabricants](#), [fournisseurs d'énergie](#) que par [des organismes internationaux](#). D'autres concepts associent les SMR à des solutions de stockage, comme la collaboration entre TerraPower et GE Hitachi Nuclear Energy, qui vise à offrir de la flexibilité en couplant un réacteur nucléaire à une [technologie de stockage thermique](#), permettant ainsi d'augmenter la production du système de plus de 40 % lors des périodes de forte demande.

La production hydroélectrique a reculé en 2023 dans de nombreuses régions à cause des conditions météorologiques

En 2023, un phénomène marquant dans de nombreuses régions a été la forte baisse de la production hydroélectrique, principalement due à des épisodes de sécheresse, à des précipitations inférieures à la normale et à une fonte précoce des neiges. Ainsi, la production mondiale d'hydroélectricité a chuté de plus de 2 % par rapport à l'année précédente. Le facteur de charge moyen mondial de l'hydroélectricité serait descendu sous la barre des 40 %, soit le niveau le plus bas enregistré depuis au moins trente ans, bien inférieur à la moyenne de 42 % constatée entre 2015 et 2022, et à celle de 44 % pour la période 2004-2014.

Le Canada, la Chine, la Colombie, le Costa Rica, l'Inde, le Mexique, la Türkiye, les États-Unis et le Viêt Nam, entre autres, ont tous connu des baisses plus ou moins importantes de leur production hydroélectrique. Dans certains pays, cette diminution a entraîné des pénuries d'énergie, une dépendance accrue à des sources alternatives comme le charbon ou le thermique, et des inquiétudes quant à la stabilité de l'approvisionnement électrique. Les conséquences ont varié : coupures de courant, nécessité d'acheter davantage d'énergie thermique et augmentation des émissions de CO₂.

Facteurs de charge hydroélectrique annuels dans certaines régions, 1991-2023



Notes : L'analyse porte sur les centrales hydroélectriques de type réservoir et au fil de l'eau ; les stations de transfert d'énergie par pompage sont exclues.

En Asie, la production hydroélectrique en Chine a chuté de 5,6 % en raison de graves sécheresses, ce qui a entraîné une hausse de 6,2 % de l'électricité produite à partir du charbon. L'Inde a, elle aussi, connu des difficultés avec une baisse de 15 % de l'hydroélectricité, entraînant des pénuries d'électricité.

Pour garantir une alimentation électrique ininterrompue, le gouvernement a imposé un mélange de 6 % de charbon importé avec du charbon national jusqu'en mars 2024. Le Vietnam a dû faire face à une crise énergétique provoquée par une pénurie d'hydroélectricité due à la sécheresse, obligeant le pays à augmenter fortement la production à partir de centrales à charbon et à accroître ses importations d'électricité.

Aux États-Unis, la production hydroélectrique a reculé de 4,4 % en raison d'une fonte rapide des neiges au printemps, impactant près de la moitié de la capacité du pays. Au Canada, où l'hydroélectricité représente plus de la moitié de l'approvisionnement, une baisse de 7 % a également été observée suite à un hiver doux affectant la fonte des neiges. Au Mexique, plusieurs années de sécheresse ont provoqué une chute de 40 % de la production hydroélectrique en 2023, déclenchant des alertes opérationnelles. Les effets du phénomène El Niño Southern Oscillation ont mis en péril la production hydraulique de la Colombie, qui assure environ 70 % de l'électricité annuelle du pays. Au Costa Rica, le phénomène El Niño a également entraîné une baisse de la production hydroélectrique en 2023, ce qui a conduit à une part supérieure à 5 % de la production thermique dans le mix électrique.

L'Union européenne s'est remise de la baisse de 20 % de la production hydroélectrique enregistrée en 2022, avec une hausse de 16 % de la production. En revanche, la Turquie a connu une diminution de 4,5 % en 2023, conséquence d'une sécheresse prolongée, après un redressement de l'hydroélectricité en 2022.

La tendance générale souligne la grande sensibilité de l'hydroélectricité aux conditions météorologiques. Les pays fortement dépendants de cette source d'énergie peuvent être particulièrement touchés par les perturbations liées au climat. Diversifier les sources d'énergie, renforcer les interconnexions et mettre en place des stratégies pour sécuriser l'approvisionnement en période de changements climatiques deviendront essentiels.

La chaîne d'approvisionnement des turbines à gaz présente différentes concentrations géographiques

Dans de nombreuses régions, les taux d'utilisation des centrales électriques au gaz devraient diminuer, car leur fonctionnement devient plus flexible avec la montée en puissance de l'éolien et du solaire dans le mix énergétique. Parallèlement, la demande d'électricité continue de croître, ce qui entraîne la construction de nouvelles centrales à gaz pour répondre aux pics de consommation et garantir une capacité mobilisable.

Dans le [World Energy Outlook 2023](#) de l'AIE, le scénario des politiques annoncées (STEPS) prévoit qu'en 2030, la capacité installée des centrales à gaz dans le monde sera supérieure de 10 % à celle de 2022, soit environ 200 GW d'ajouts de capacité. À titre de comparaison, entre 2015 et 2022, les ajouts se sont élevés à près de 240 GW, ce qui confirme la demande persistante pour les turbines à gaz au niveau mondial, qui devraient à terme fonctionner à l'hydrogène dans le scénario NZE de l'AIE. Par exemple, l'Allemagne, qui souhaite miser principalement sur les énergies renouvelables pour sa transition énergétique, prévoit

exploiter 23,8 GW de centrales électriques à hydrogène d'ici 2035, avec des appels d'offres prévus [pour être attribués](#) d'ici 2026.

En prévision de ces évolutions, les grands acteurs mettent progressivement sur le marché des turbines commerciales prêtes à l'hydrogène. En 2023, [Siemens](#) a réussi à faire fonctionner une turbine à gaz modifiée alimentée à 100 % par de l'hydrogène. Kawasaki Heavy Industries a commercialisé en 2023 une turbine à hydrogène de 1,8 MW. GE propose également des turbines capables de fonctionner entièrement à l'hydrogène, avec pour objectif de fournir des [centrales électriques à grande échelle](#) fonctionnant uniquement à l'hydrogène d'ici 2030. Il est également possible que d'autres gaz renouvelables alimentent ces turbines. Mitsubishi Heavy Industries développe une [turbine fonctionnant à l'ammoniac](#), dont la commercialisation est prévue pour 2025.

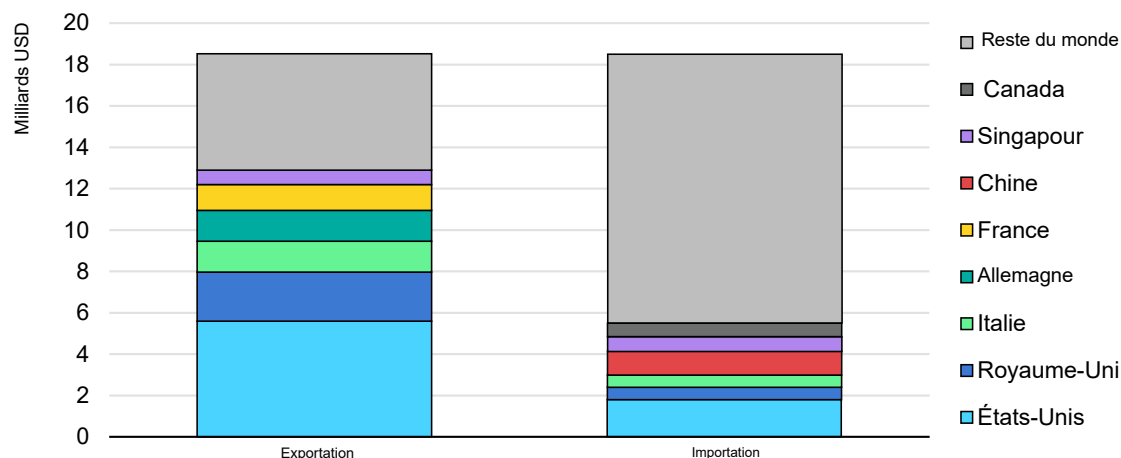
Les turbines à gaz naturel et celles prêtes à l'hydrogène sont des systèmes technologiquement avancés qui nécessitent un haut niveau d'expertise lors de leur conception et fabrication. En conséquence, seuls quelques développeurs principaux dominent le marché des turbines à gaz. De plus, la fabrication de ces turbines requiert plusieurs minéraux essentiels dont la production est fortement concentrée sur le plan géographique. Cette concentration géographique et commerciale dans les chaînes d'approvisionnement mondiales des technologies énergétiques peut constituer un défi auquel les gouvernements et parties prenantes doivent prêter attention, comme l'a récemment analysé en détail le travail de l'AIE sur les [chaînes d'approvisionnement du photovoltaïque](#) dans une étude approfondie.

Les entreprises nord-américaines et européennes dominent la fabrication des turbines à gaz

Les développeurs de technologies de turbines sont fortement concentrés : les trois plus grandes entreprises opèrent à l'échelle mondiale et détiennent plus de 85 % des parts de marché en chiffre d'affaires en 2021. GE Energy possède une part de marché mondiale légèrement supérieure à 45 %, tandis que Siemens Energy et Mitsubishi Power contrôlent respectivement 22 % et 19 %. Si l'on considère la répartition géographique des sièges sociaux, la fabrication de turbines à gaz est fortement concentrée hors d'Asie. Les entreprises dont la société mère est basée aux États-Unis représentent plus de 50 % du marché mondial des turbines à gaz.

Ces sociétés possèdent également des sites de production hors de leur pays d'origine. Par exemple, en plus de son usine principale aux États-Unis à Greenville, en Caroline du Nord, GE gère un centre de fabrication à Birr, en Suisse. Siemens, tout en conservant une importante capacité de production sur son site historique de Berlin, possède également des installations à Finspång, en Suède, ainsi qu'en Caroline du Nord, aux États-Unis. Il est à noter que l'entreprise a implanté la plus grande usine de fabrication de turbines à gaz au Moyen-Orient, au Siemens Dammam Energy Hub en Arabie Saoudite, où a été assemblée en 2016 la première turbine à gaz "Made in KSA".

Exportateurs et importateurs de turbines à gaz par volume d'échange commercial, cumul 2019-2021



AIE. CC BY 4.0.

Remarques : L'analyse repose sur les données d'exportations et d'importations du Centre d'études prospectives et d'informations internationales (CEPII), portant sur les turbines à gaz de plus de 5 MW, regroupées par pays. Source : [CEPII, base de données BACI sur les flux commerciaux bilatéraux](#).

Cependant, la suprématie de ces trois acteurs est désormais contestée. Des fabricants chinois, comme [Harbin Turbine Company](#) et [Dongfang Electric Corp](#), ainsi que Power Machines en Russie, viennent de raccorder leurs premières turbines à gaz lourdes. L'entreprise russe prévoit de produire huit turbines de 170 MW par an d'ici 2025, avec l'objectif d'atteindre une capacité annuelle de 12 turbines.

Les six principaux pays exportateurs de turbines à gaz représentaient 70 % des exportations mondiales entre 2019 et 2021 en volume d'échanges (milliards USD), les États-Unis arrivant en tête avec 30 % de part de marché. Les États-Unis étaient aussi le premier importateur, avec 10 %, suivis par la Chine à 6 %. La concentration du marché chez les importateurs est bien plus faible : les six premiers importateurs ne comptent que pour 30 % des importations mondiales.

L'extraction des minéraux critiques essentiels aux turbines à gaz est très concentrée dans quelques économies émergentes

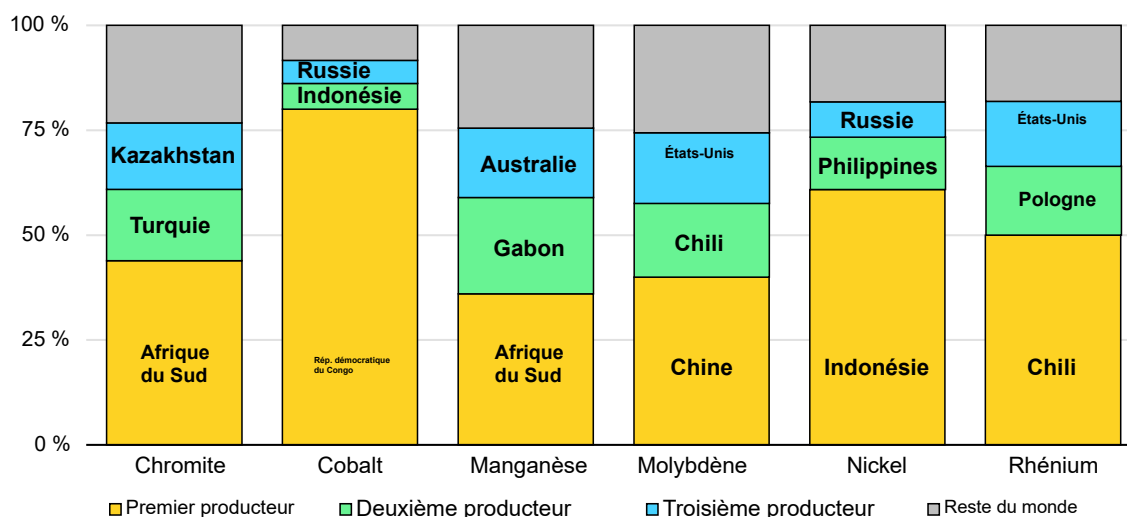
Pour les turbines à gaz, les principaux matériaux nécessaires sont des aciers faiblement alliés et des superalliages à base de nickel résistant à la chaleur pour les aubes de turbine. Les minéraux critiques les plus utilisés dans ces alliages sont le molybdène, le manganèse, la chromite, le nickel, le cobalt et le rhénium. En valeur absolue, leur volume extrait reste faible comparé à des matières premières comme le minerai de fer. En 2022, la production mondiale s'élevait à 2 600 Mt de [minerai de fer](#), 22 Mt de [cuivre](#) et 20 Mt de manganèse extraits dans le monde, contre seulement 3,2 Mt de nickel et de molybdène.

la production de cobalt s'est élevée à environ 255 kt, celle de manganèse à 200 kt, tandis que l'extraction de rhénium n'a représenté que 58 t à l'échelle mondiale.

Selon une étude de l'institut Fraunhofer pour les systèmes d'énergie solaire (ISE), [estime](#) que pour une turbine à gaz Siemens de 385 MW, il faudrait d'ici 2050 environ 247 kg/MW d'acier fortement allié et 137 kg/MW d'acier faiblement allié, en métaux précieux. À cela s'ajoute près de 900 g/MW de cuivre. On compte également, entre autres, un peu moins de 45 kg/MW de chromite, 25 kg/MW de cobalt, environ 2,5 kg/MW de nickel, 2,8 kg/MW de manganèse et 1,7 kg/MW de molybdène environ.

La concentration mondiale de l'extraction et du traitement des minéraux critiques occupe désormais une place centrale dans les débats sur la transition énergétique. Même si la quantité de matériaux nécessaires pour les turbines ne représente qu'une part mineure de la demande mondiale, ces ressources sont utilisées dans de nombreux secteurs : ingénierie, chimie, médecine, etc. Il reste essentiel de comprendre l'importance des chaînes d'approvisionnement en minéraux pour anticiper les risques liés à une trop forte dépendance à quelques fournisseurs. Toute perturbation, qu'elle soit due à des catastrophes naturelles ou à des tensions géopolitiques, pourrait impacter la chaîne d'approvisionnement de l'industrie des turbines à gaz.

Part de l'extraction minière mondiale par région pour certains minéraux critiques essentiels à la fabrication de turbines à gaz, 2022



IEA. CC BY 4.0.

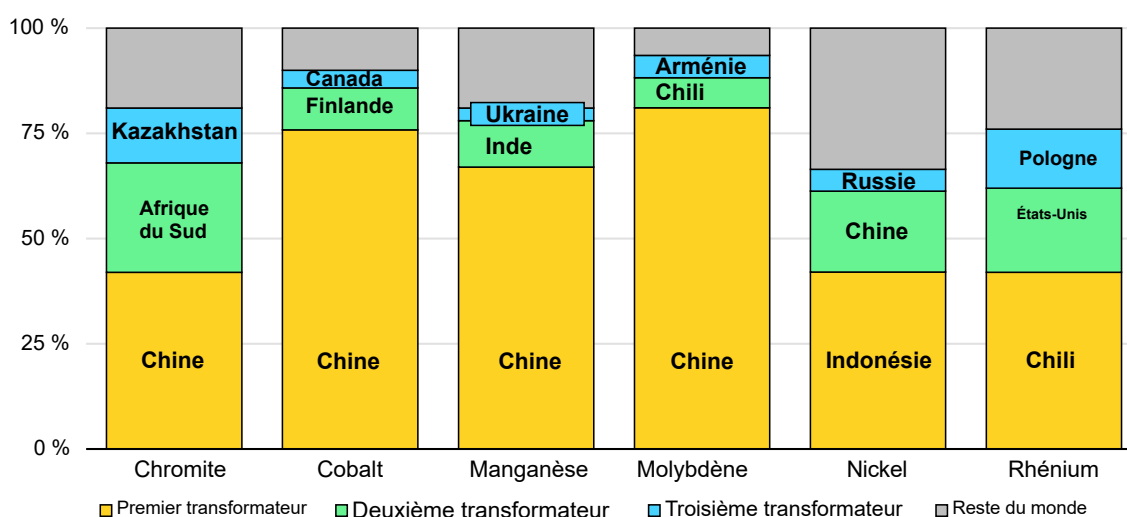
Source : analyse de l'AIE basée sur les données du United States Geological Survey, [National Minerals Information Center](#).

L'extraction des minéraux requis est fortement concentrée dans quelques pays. Près de 40 % du molybdène mondial provient de Chine, et plus de 40 % de la chromite mondiale est extraite en Afrique du Sud. La concentration est encore plus marquée pour le nickel, le cobalt et le rhénium. L'Indonésie assure plus de 50 % de la production mondiale de nickel et la République démocratique du Congo (ci-après,

Le « Congo » fournit 70 % de l'approvisionnement mondial en cobalt. La grande majorité des mines de cobalt congolaises appartiennent à des [entreprises chinoises](#). Le Chili, à lui seul, extrait la moitié du rhénium mondial. Deux autres acteurs majeurs dans l'extraction du rhénium sont la Pologne et les États-Unis, chacun représentant environ 16 % de la production totale.

La répartition mondiale du traitement de ces minéraux est tout aussi concentrée. Comme pour l'extraction, les principaux acteurs réalisent plus de 40 % dans chaque cas, les trois premiers regroupant plus de 75 % du traitement mondial (sauf pour le nickel, avec un peu plus de 65 %). Fait marquant, la Chine occupe une position encore plus dominante dans la phase de traitement par rapport à l'extraction. Elle contrôle plus de 75 % du traitement mondial du cobalt et du molybdène, ainsi que 67 % du manganèse. Le cobalt extrait dans les mines congolaises détenues par des entreprises chinoises est principalement raffiné en Chine. Par ailleurs, la Chine joue un rôle essentiel dans le traitement de la chromite et du nickel, ce qui en fait un acteur clé dans la chaîne d'approvisionnement de quatre des cinq minéraux indispensables à l'industrie des turbines à gaz.

Part de la transformation mondiale par région pour certains minéraux critiques nécessaires à la production de turbines à gaz, 2022



IEA. CC BY 4.0.

Sources : Analyse de l'IEA basée sur les données de la Commission européenne, Raw Materials Information System (RMIS), [Revue des minéraux critiques IEA 2023](#).

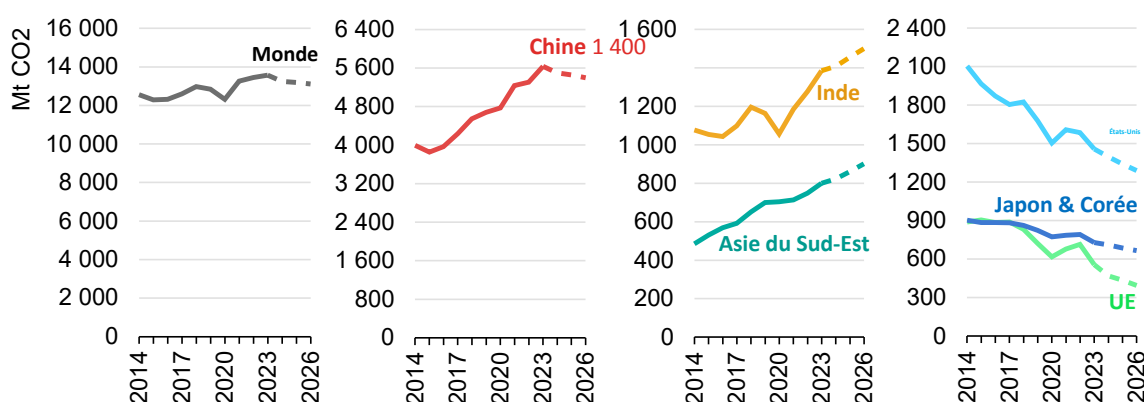
Il est essentiel de souligner que le recyclage des matériaux de turbines peut considérablement diminuer la dépendance de l'industrie vis-à-vis de l'extraction mondiale de ces minéraux. Avec la hausse prévue de la demande liée à la montée des énergies renouvelables, le réemploi des matériaux issus d'anciens équipements électriques représente une solution intéressante pour atténuer en partie cette augmentation. Après le recyclage réussi d'une turbine de moteur d'avion en 2016, de nombreuses entreprises se sont spécialisées dans la récupération et le recyclage de métaux précieux provenant de turbines en fin de vie.

Émissions : CO₂ du secteur électrique amorcent une baisse structurelle

La Chine représente la moitié de la réduction mondiale des émissions du secteur électrique jusqu'en 2026

Après un fort rebond de près de 8 % en 2021, les émissions mondiales liées à la production d'électricité ont augmenté de 1,4 % en 2022. De même, elles ont progressé de 1 % en 2023, soit une révision à la hausse par rapport à notre prévision de juillet. La production d'électricité à partir de combustibles fossiles a diminué dans de nombreuses régions en 2023, notamment aux États-Unis et dans l'Union européenne. Toutefois, à l'échelle mondiale, la production basée sur les énergies fossiles est restée stable malgré une baisse de l'hydroélectricité causée par des phénomènes tels que la sécheresse, des précipitations inférieures à la normale et une faible disponibilité de l'eau en raison de la fonte précoce des neiges. La Chine, l'Inde, le Viêt Nam, les États-Unis, le Canada, la Turquie et le Mexique, entre autres, ont été touchés par la baisse de la production hydroélectrique. Une forte hausse de la production au charbon en Chine et en Inde, portée par la diminution de l'hydroélectricité et une demande électrique soutenue, a empêché la baisse des émissions mondiales du secteur électrique. Néanmoins, l'utilisation du charbon en Chine devrait entamer un recul progressif mais durable grâce à une nette accélération des renouvelables et à une réorientation de l'économie. Nous prévoyons une baisse de 2,4 % des émissions mondiales du secteur électrique en 2024, suivie de reculs de 0,5 % en 2025 et 2026. Bien que des phénomènes météorologiques extrêmes, des chocs économiques et des politiques gouvernementales puissent entraîner des hausses ponctuelles, la tendance générale devrait rester stable.

Émissions de CO₂ liées à la production d'électricité dans certaines régions, 2014-2026



IEA. CC BY 4.0.

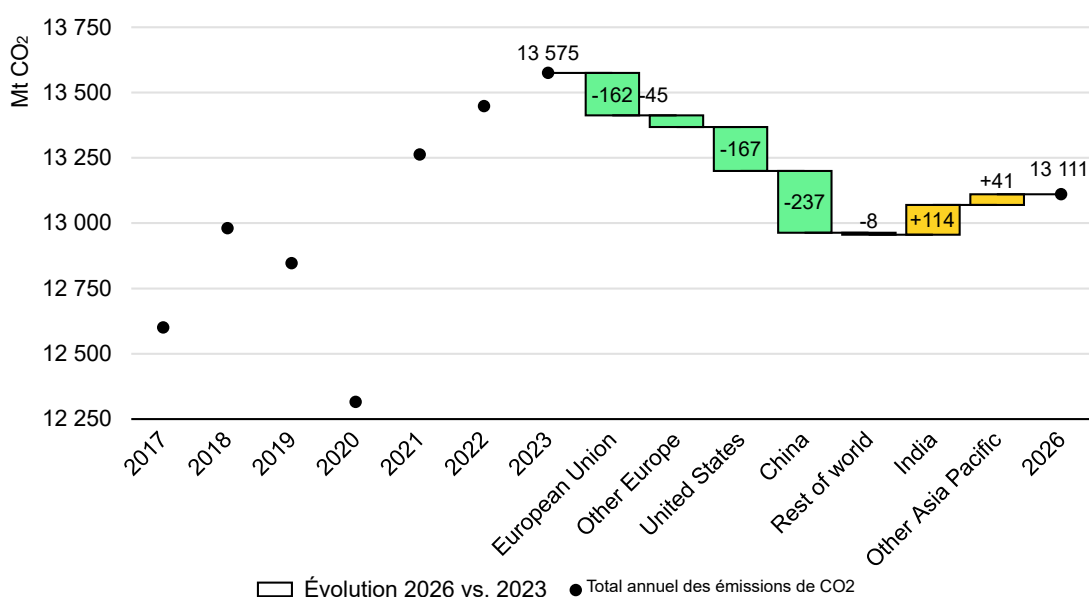
La Chine, les États-Unis et l'Union européenne en tête de la baisse des émissions du secteur électrique

Les émissions mondiales issues de la production d'électricité devraient diminuer de plus de 2 % en 2024, avant de connaître des baisses plus modestes d'environ 0,5 % en 2025 et 2026. Cette forte réduction prévue pour 2024 repose sur des conditions météorologiques normales et une reprise de l'hydroélectricité en Chine après trois ans de sécheresse, ce qui permettrait de remplacer le charbon et de réduire de 2,4 % les émissions chinoises liées à l'électricité. Grâce à un développement rapide des énergies renouvelables et une croissance modérée de la demande, les émissions en Chine devraient encore baisser en moyenne de 1 % par an sur la période 2025-2026, revenant ainsi aux niveaux de 2022. La Chine représenterait ainsi près de la moitié de la diminution totale des émissions mondiales du secteur électrique entre 2024 et 2026.

Les émissions du secteur électrique américain devraient reculer en moyenne de 4 % sur la période 2024-2026, portées par la transition continue du charbon vers le gaz et la forte croissance des énergies renouvelables. Les États-Unis représenteront un quart de la réduction mondiale des émissions du secteur, suivis par l'Union européenne qui comptera pour un cinquième du total. Les baisses annuelles prévues pour l'UE sont en moyenne de 11 % sur la période 2024-2026.

Sur la période étudiée, la hausse des émissions du secteur électrique proviendra principalement de l'Inde, de l'Asie du Sud-Est et d'autres économies émergentes. L'essor constant de la production au charbon en Inde et en Asie du Sud-Est, couplé à la progression du gaz au Moyen-Orient, exercera une pression à la hausse sur les émissions mondiales. Cependant, ces augmentations ne suffiront pas à compenser les fortes baisses attendues en Chine, aux États-Unis et dans l'Union européenne.

Évolutions prévues des émissions mondiales de CO₂ liées à la production d'électricité : 2026 vs 2023



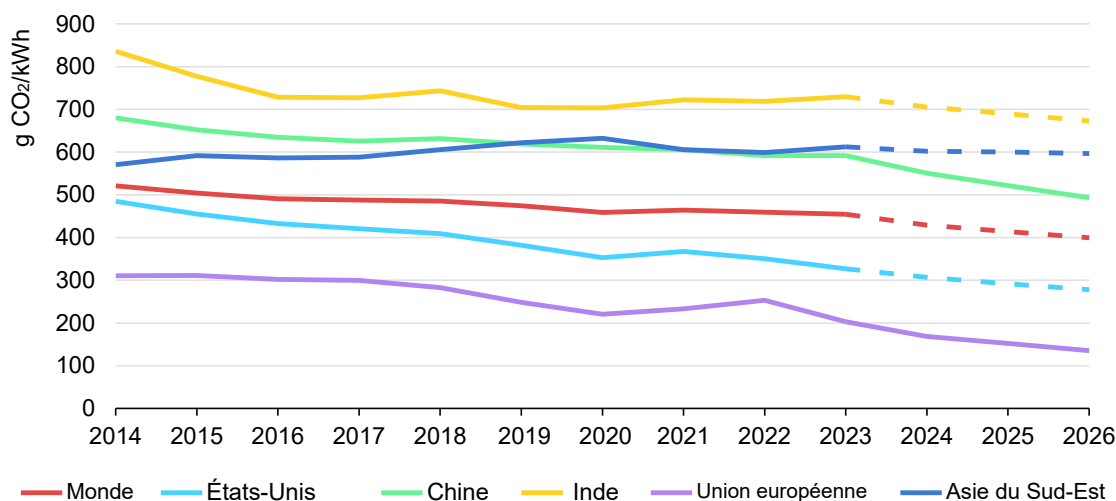
AIE. CC BY 4.0.

L'intensité des émissions du secteur électrique va chuter à un rythme inédit

Avec le déclin structurel des émissions mondiales de la production d'électricité, on prévoit une amélioration significative de l'intensité en CO₂, qui devrait reculer de 4 % par an en moyenne sur la période 2024-2026, soit le double du rythme observé entre 2015 et 2019 (2 %). Après une baisse de 1 % en 2023, l'intensité mondiale en CO₂ devrait diminuer de près de 6 % en 2024, en supposant une reprise de l'hydroélectricité en Chine. Une diminution annuelle moyenne de 3,5 % est attendue pour 2025-2026, alors que la part des sources bas carbone (énergies renouvelables et nucléaire) continue de progresser dans l'offre totale. L'intensité mondiale en CO₂ devrait passer de 455 g CO₂/kWh en 2023 à 400 g CO₂/kWh en 2026.

L'Union européenne devrait enregistrer la plus forte baisse relative jusqu'en 2026, avec une réduction moyenne de 13 % par an de l'intensité des émissions, devant la Chine (6 %) et les États-Unis (5 %). D'ici 2026, l'intensité en CO₂ de la production électrique en Chine devrait atteindre le niveau des États-Unis en 2014. Durant la période étudiée, l'Inde devrait aussi voir son intensité baisser de 3 % par an en moyenne, portée par la hausse des sources bas carbone. À l'inverse, l'intensité des émissions en Asie du Sud-Est devrait rester stable.

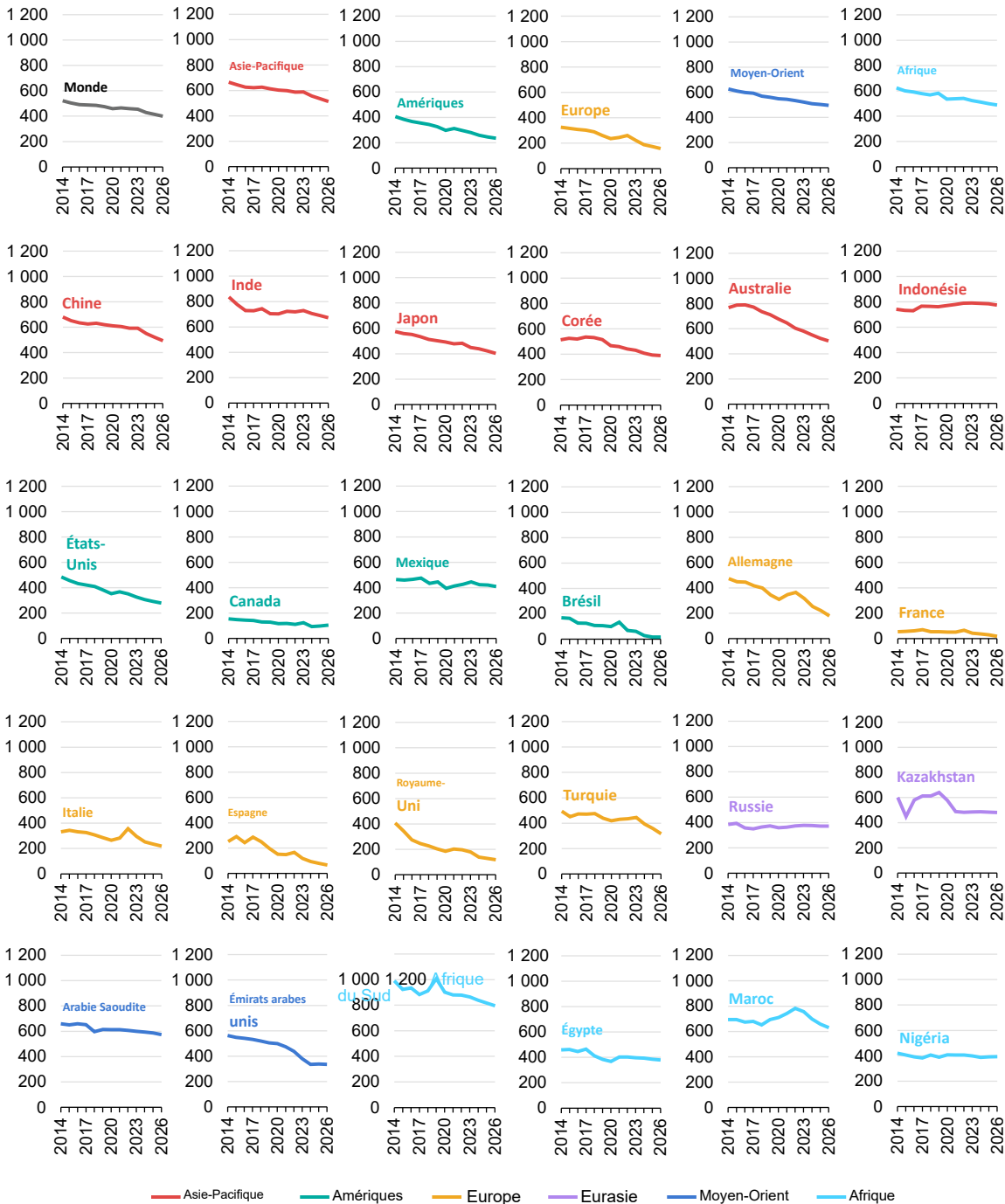
Intensité en CO₂ de la production d'électricité dans certaines régions, 2014-2026



IEA. CC BY 4.0.

Remarque : L'intensité de CO₂ est calculée en divisant les émissions totales de CO₂ par la production totale d'électricité.

Intensité de CO₂ de la production d'électricité dans le monde, par pays et régions sélectionnés (g CO₂/kWh), 2014-2026



AIE. CC BY 4.0.

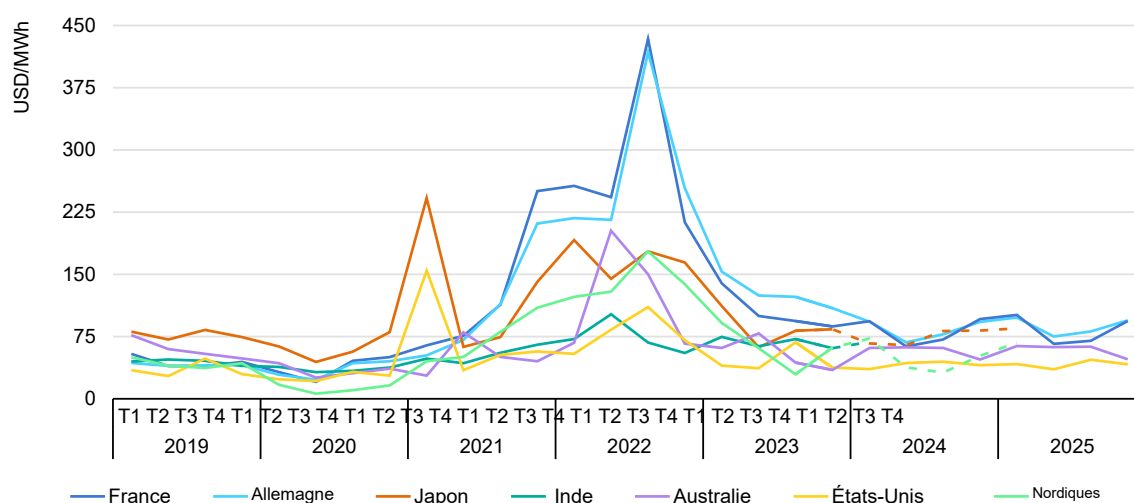
Remarques : L'intensité de CO₂ est calculée en divisant les émissions totales de CO₂ par la production totale. Les chiffres pour 2024-2026 sont des prévisions.

Prix : Les tarifs de gros de l'électricité redescendent après des sommets historiques

Les prix de l'électricité restent élevés dans de nombreuses régions par rapport à l'avant-pandémie

En 2023, les prix de gros de l'électricité ont baissé dans de nombreux pays après les records atteints en 2022. La baisse du coût des matières premières énergétiques, comme le gaz et le charbon, a contribué à cette diminution, notamment en Asie et en Europe. La demande en recul d'une année sur l'autre en Europe a également accentué cette tendance à la baisse. Cependant, dans ces zones, les prix restent nettement supérieurs à ceux d'avant la crise sanitaire. Les prix à terme varient aussi selon les pays, en fonction des particularités saisonnières de l'offre et de la demande.

Prix moyens trimestriels de gros dans certaines régions, 2019-2025



AIE. CC BY 4.0.

Remarques : Les lignes continues représentent les données historiques et les pointillées correspondent aux prix à terme. Pour l'Australie et les États-Unis, les prix sont calculés selon la moyenne pondérée par la demande sur leurs marchés régionaux. Pour la zone nordique, le prix historique utilisé est celui du système Nord Pool et les contrats à terme EEX Nordics servent de référence pour les prix futurs.

Sources : Analyse de l'AIE basée sur les données du gestionnaire du réseau de transport français RTE (France) consultées via la plateforme de transparence ENTSO-E ; régulateur allemand Bundesnetzagentur, [SMARD.de](https://www.bundesnetzagentur.de) ; AEMO, [Données agrégées de prix et de demande](https://www.aemo.com.au) ; EIA [Prévisions énergétiques à court terme, janvier 2024](https://www.eia.gov) ; IEX, [Prix par zone](https://www.iex.com) ; EEX, [Contrats à terme sur l'électricité](https://www.eex.com) ; ASX, [Contrats à terme électricité](https://www.asx.com.au) © ASX Limited ABN 98 008 624 691 (ASX) 2020. Tous droits réservés. Ce document est reproduit avec l'autorisation de l'ASX. Toute reproduction, stockage ou transmission, en tout ou partie, est interdite sans l'accord écrit préalable de l'ASX. Dernière mise à jour : 19 janvier 2024.

Les prix de gros de l'électricité ont baissé en parallèle de la diminution du coût du gaz naturel dans de nombreuses régions

Après avoir atteint une moyenne de 80 USD/MWh en 2022, les prix de gros de l'électricité aux États-Unis ont chuté de 40 % en 2023, atteignant une moyenne de 46 USD/MWh. Cette baisse s'explique notamment par une diminution de 60 % des prix du gaz naturel par rapport aux sommets de 2022. Un autre facteur a été la météo plus clémente, tant en hiver qu'en été en 2023 comparé à l'année précédente. Pour 2024, les perspectives du prix de gros moyen aux États-Unis restent stables, légèrement inférieures à celles de l'an dernier, autour de 40 USD/MWh. Cela représente environ 15 % de plus que la moyenne de 2019 et reste le prix de gros de l'électricité le plus bas parmi les marchés étudiés dans notre analyse.

En Australie, le prix de gros de l'électricité s'est établi en moyenne à 82 AUD/MWh (55 USD/MWh) en 2023, soit une baisse de plus de 50 % par rapport au pic de 2022, et 10 % de moins que la moyenne de 2019. Au premier trimestre 2023, les prix de gros de l'électricité ont été nuls ou négatifs pendant 12 % du temps,

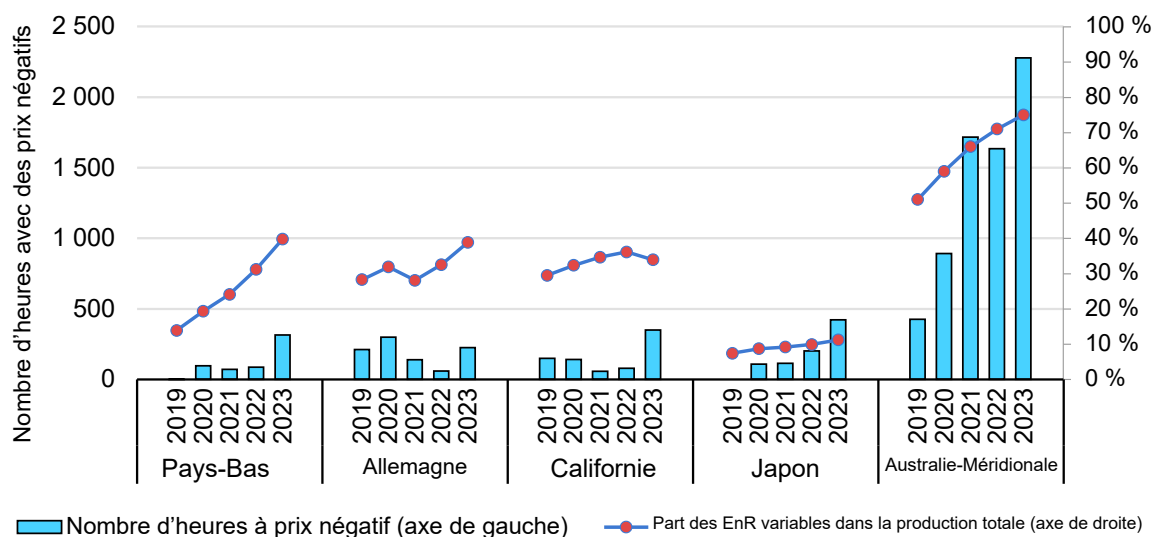
principalement grâce à [la production record d'énergies renouvelables](#) qui a contribué à un niveau historiquement bas au premier trimestre

de la demande opérationnelle dans les régions du National Electricity Market (NEM) depuis 2005, selon l'Australian Energy Market Operator (AEMO). Parallèlement, l'électricité issue des centrales à gaz, habituellement la plus coûteuse, a atteint

son niveau le plus bas pour un premier trimestre depuis 2005. Au troisième trimestre 2023, la production record d'énergies renouvelables

a fait chuter le prix moyen de gros de l'électricité de plus des deux tiers, a doublé la fréquence des prix de gros nuls ou négatifs (19 %) et a entraîné les émissions totales de 11% sur un an, [selon le rapport de l'AEMO](#). Notre analyse pour l'Australie du Sud – où la part des énergies renouvelables variables a atteint 75% – indique que les prix horaires étaient négatifs environ 25% du temps en 2023, contre 19% en 2022. Cela met en lumière la nécessité d'une flexibilité accrue du système, en particulier avec une demande et une offre plus réactives aux prix, ainsi que davantage de capacités de stockage. Les contrats à terme pour 2024 se sont négociés à une moyenne de 90 AUD/MWh (58 USD/MWh), soit 10% de plus qu'en 2023.

Nombre d'heures avec des prix négatifs sur le marché de gros de l'électricité et part des énergies renouvelables variables dans la production totale d'électricité dans certaines régions, 2019-2023



IEA. CC BY 4.0.

Remarque : Au Japon, les prix négatifs ne sont pas autorisés sur le marché de gros de l'électricité ; le prix le plus bas possible est donc fixé à zéro. Ainsi, le nombre d'heures indiqué ici pour le Japon correspond aux heures où le prix était nul. Les prix en Californie se réfèrent à ceux du centre électrique SP-15.

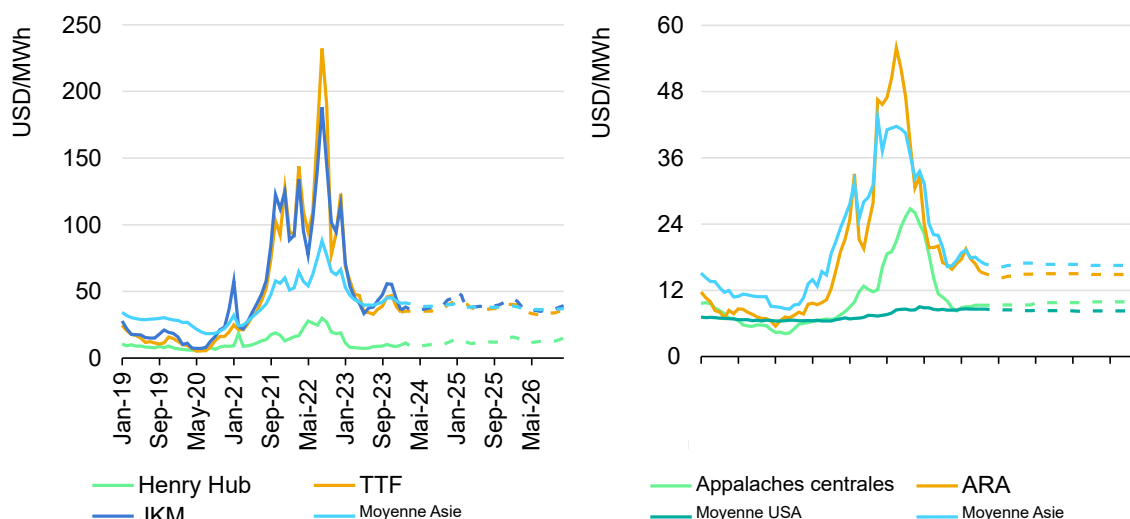
Source : Analyse de l'AIE basée sur les données de [ERCOT](#), [CAISO](#), [AEMO NEM](#), et [Plateforme de transparence ENTSO-E](#).

Contrairement aux États-Unis et à l'Australie, le prix moyen européen en 2023, autour de 105 EUR/MWh (USD 115/MWh), restait près du double du niveau de 2019, soit 54 EUR/MWh (USD 50/MWh). Cela malgré une baisse de plus de 50 % des prix de gros de l'électricité en Europe en 2023 par rapport aux records atteints en 2022. À l'été 2023, les marchés européens de l'électricité ont connu des prix négatifs en raison d'une forte production solaire conjuguée à une faible demande. Un phénomène similaire de prix négatifs s'est aussi produit fin décembre, avec une forte production éolienne et une demande réduite pendant les fêtes. En 2023, le nombre d'heures avec des prix négatifs sur le marché de gros a été multiplié par plus de quatre dans des pays comme l'Allemagne et les Pays-Bas par rapport à l'année précédente. En Allemagne, les prix étaient inférieurs à zéro près de 3 % du temps, et aux Pays-Bas près de 4 %.

Comme dans de nombreux autres marchés européens, les pays nordiques ont également enregistré des niveaux records de prix de gros en 2022, car les exportations d'électricité hydraulique à bas coût vers les marchés voisins ont exercé une pression à la hausse sur les prix nationaux. Avec l'apaisement des marchés européens de gros, les prix dans les pays nordiques ont chuté de 60 % en 2023, le prix spot Nord Pool atteignant en moyenne 57 EUR/MWh (USD 61/MWh). Les contrats à terme indiquent des niveaux similaires, faisant de ce marché le seul en Europe à afficher des prix comparables à

... ceux des États-Unis et de l'Australie. Cependant, le marché nordique présente encore des variations régionales, le sud de la Scandinavie étant souvent confronté à des tarifs plus élevés que le nord.

Prix du gaz naturel (à gauche) et du charbon (à droite) sur certains marchés, 2019-2026



Remarque : Les prix pour 2024-2026 reposent sur les données disponibles au comptant en janvier 2024. Prix du gaz naturel TTF ; prix du charbon CIF ARA ; les prix du gaz naturel en Asie reflètent les estimations d'importation de GNL, y compris les contrats indexés sur le pétrole et les achats sur le marché spot ; les prix du charbon correspondent aux indicateurs japonais.

Sources : EIA (2023), [STEO](#), janvier 2024.

L'incertitude autour du redémarrage nucléaire français et des prévisions météo pourrait soutenir les prix hivernaux en Europe

Prix de gros français en 2023 ont chuté de plus de 60 % sur un an. La reprise progressive du parc nucléaire national après un niveau d'indisponibilité record en 2022, conjuguée à la baisse des prix des matières premières énergétiques, a entraîné une diminution des tarifs de l'électricité. Avec une moyenne de 97 EUR/MWh (105 USD/MWh), les prix de gros français en 2023 étaient environ 18 % moins élevés qu'en Allemagne. En juillet 2023, les contrats à terme français pour livraison au premier trimestre 2024 coûtaient presque deux fois plus cher que ceux de l'Allemagne sur la même période. Ce différentiel s'est progressivement atténué à mesure que l'exploitant EDF confirmait la poursuite du redressement du parc nucléaire. Les évolutions du calendrier de maintenance du parc nucléaire français resteront déterminantes pour les prix à terme.

Prix de gros allemands de l'électricité se sont établis en moyenne à 118 EUR/MWh (127 USD/MWh) en 2023, soit une baisse de 55 % par rapport à 2022. Toutefois, les prix restent supérieurs à ceux d'avant la pandémie et sont en moyenne près de trois fois plus élevés qu'en 2019. L'incertitude sur la disponibilité des centrales nucléaires françaises se répercute également sur les tarifs allemands, car elle influence la dynamique de l'offre.

Importations et exportations d'électricité. De plus, la volatilité des prix causée par les conditions météorologiques peut influencer les perspectives à court terme, notamment si un hiver plus froid que la normale fait grimper les prix du gaz naturel.

Les prix de gros de l'électricité au Japon et en Inde restent nettement supérieurs à ceux de 2019

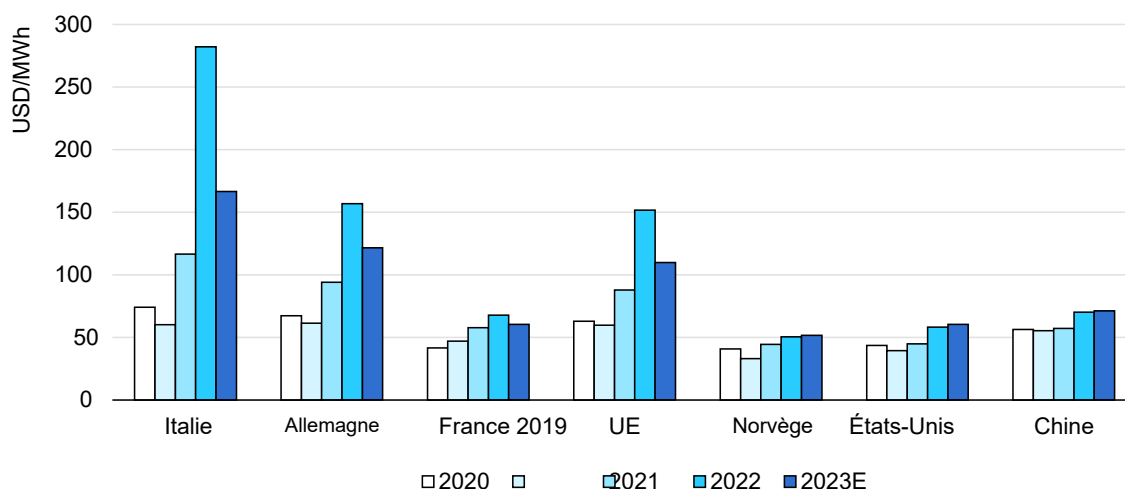
Au Japon, les prix de gros de l'électricité ont chuté d'environ 50 % en 2023 par rapport à 2022, atteignant une moyenne de 11 930 JPY/MWh (85 USD/MWh). Outre la baisse des prix des matières premières énergétiques, le marché japonais en 2023 s'est distingué par une demande globale d'électricité moins élevée et une situation d'approvisionnement stable, malgré des températures élevées qui ont dopé la consommation liée à la climatisation lors de l'été le plus chaud jamais enregistré. Selon les rapports, les inquiétudes concernant un possible déséquilibre entre l'offre et la demande pour l'hiver 2023/24 sont limitées, ce qui se reflète dans la stabilité des prix à terme.

En Inde, le marché est le seul à ne pas avoir connu de baisse marquée des prix de gros de l'électricité en 2023. Ceux-ci ont reculé de 4 % en 2023 pour s'établir à 5 540 INR/MWh (68 USD/MWh), soit près du double du niveau de 2019. Une demande toujours forte et un approvisionnement tendu ont maintenu les prix à un niveau élevé. Le plafond tarifaire de 10 000 INR/MWh est resté en vigueur pour protéger les acheteurs. De plus, une tranche de prix élevée a été instaurée pour couvrir les technologies de production plus coûteuses (gaz et charbon importé), mais elle n'a attiré qu'un nombre limité d'acheteurs, de façon sporadique.

Quel est le coût de l'électricité pour l'industrie à forte consommation d'énergie dans le monde ?

À la suite de la hausse des prix de gros de l'électricité entre 2021 et 2022, de nombreuses régions ont constaté une augmentation des coûts pour le secteur industriel. L'industrie européenne, en particulier, a été confrontée à des tarifs élevés par rapport à d'autres parties du globe. Avant la crise énergétique de 2019, le prix de l'électricité pour les grands consommateurs était déjà plus élevé en Europe qu'aux États-Unis, mais restait relativement comparable. En 2022, les prix européens ont nettement grimpé. Les pays fortement dépendants du gaz ou du charbon ont été particulièrement exposés à cette flambée, avec un tarif en Allemagne environ trois fois supérieur à celui des États-Unis et en Italie près de cinq fois plus élevé. Selon les données d'Eurostat, le prix moyen final payé par les industries européennes à forte intensité énergétique devrait diminuer en 2023, après avoir atteint un sommet en 2022. Cependant, les montants précis varient selon les stratégies d'approvisionnement en électricité adoptées par les entreprises (par exemple, part d'achats au comptant ou à long terme) ainsi que les mesures spécifiques à chaque pays.

Prix final estimé de l'électricité pour les grands clients industriels des secteurs à forte intensité énergétique, 2019-2023



AIE. CC BY 4.0.

Remarques : L'analyse porte sur les coûts de l'électricité pour les industries consommant plus de 150 GWh par an dans les pays européens, sur la base des données d'Eurostat. La compensation du prix de l'électricité est prise en compte pour les pays participant au SEQUE-UE. Pour estimer l'aide d'État maximale possible à la compensation du prix de l'électricité en Europe, il est supposé que le produit concerné affiche un indice de consommation électrique de 0,8 et que l'entreprise bénéficie de l'aide maximale dès que ce seuil est intégré dans le calcul. Les tarifs pour les États-Unis et la Chine correspondent aux prix moyens déclarés ; selon leur niveau de consommation énergétique et leur localisation, certaines industries peuvent faire face à des tarifs différents.

Sources : analyse de l'AIE basée sur la [base de données des prix finaux](#) ; données issues de [Eurostat](#) (2023) ; [Journal officiel de l'Union européenne](#) (2021), [Southeastern U.S. Industrial Rate Survey](#) ; Brubaker & Associates (2023) ; [Shanghai Metals Market](#) (2023) ; Intercontinental Exchange (2023), [EUA Futures](#) (Consulté en novembre 2023).

En France, le volume d'électricité nucléaire vendu par l'énergéticien public EDF à des fournisseurs alternatifs au tarif réglementé de 42 EUR/MWh dans le cadre de la loi ARENH [a diminué](#) de 120 TWh en 2022 à 100 TWh en 2023, exerçant ainsi une pression haussière sur les prix. Ce dispositif, qui s'achève fin 2025, sera remplacé par un nouvel accord entre EDF et l'État. Celui-ci prévoit que l'ensemble de la production nucléaire d'EDF vise un prix moyen de 70 EUR/MWh. Le mécanisme prévoit de reverser une partie des profits excédentaires d'EDF aux consommateurs : 50 % de tout revenu supplémentaire au-delà de 78-80 EUR/MWh (le seuil exact restant à fixer lors de la rédaction de ce rapport) seraient redistribués, ainsi que 90 % de tous les revenus dépassant 110 EUR/MWh. Ces seuils font l'objet de renégociations régulières. L'accord reste soumis à l'approbation de la Commission européenne.

En Chine, les tarifs sont restés relativement stables en 2023 par rapport à 2022, même si certaines [provinces chinoises](#) ont supprimé ou réduit les tarifs préférentiels pour l'industrie. Une réforme du système tarifaire de l'électricité a également mis fin aux avantages accordés aux secteurs industriels les plus énergivores, [installant des tarifs identiques](#) selon le niveau de tension pour tous les clients commerciaux et industriels. Cependant, une hausse des prix est attendue en 2024, le gouvernement chinois ayant annoncé des mesures de libéralisation du marché de l'électricité pour l'industrie.

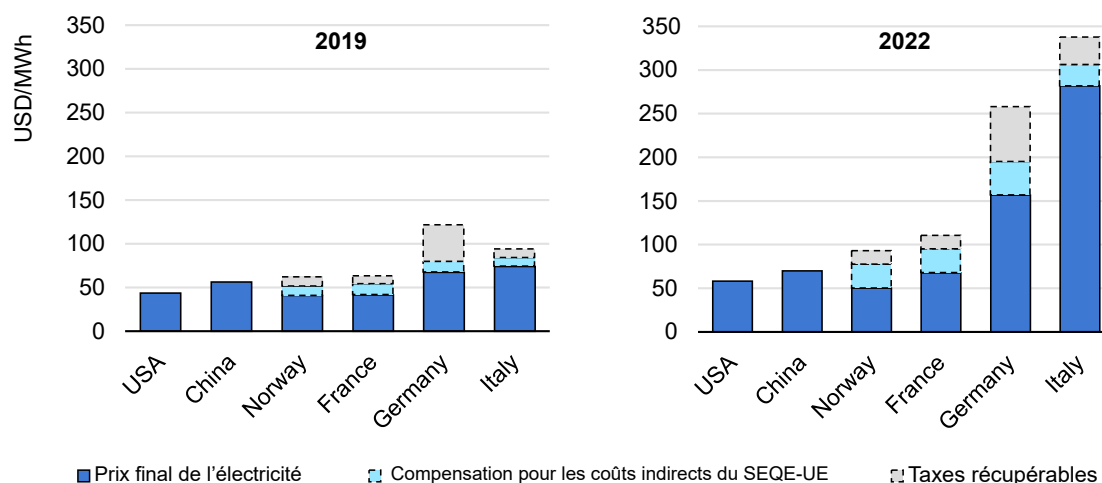
prix. Cela a permis aux producteurs d'électricité de [facturer des tarifs de marché](#) aux consommateurs industriels dès octobre 2023, ce qui a entraîné une hausse de prix pouvant atteindre 20 % pour certains d'entre eux. Dans la continuité de cette évolution, à partir de janvier 2024, les centrales à charbon [recevront des paiements garantis](#) fondés sur la capacité installée, financés par une surtaxe imposée aux consommateurs industriels et finaux. La Russie a également [annoncé des hausses de tarifs](#) pour ses exportations d'électricité vers la Chine fin 2023, accentuant ainsi la pression à la hausse sur les prix à venir.

Le coût final de l'électricité pour les industries grandes consommatrices d'énergie en Europe dépend aussi de l'indemnisation indirecte liée au SEQUE

Les grands consommateurs industriels bénéficient souvent d'exonérations totales ou partielles [de taxes et de redevances](#). En outre, les coûts liés au carbone imposés par le SEQUE-UE peuvent être compensés par des aides d'État, ce qui doit être pris en compte dans le prix final de l'électricité afin d'évaluer précisément la compétitivité des industries à forte intensité énergétique en Europe.

Différents critères entrent en jeu pour calculer le montant maximal d'aide d'État qu'un site peut demander chaque année, en lien avec la charge carbone sur la consommation d'électricité. La [Commission européenne](#) définit la méthode de calcul de la charge carbone implicite liée à l'électricité, par produit et par région, en multipliant les références d'efficacité énergétique propres à chaque produit, l'intensité carbone régionale de la production d'électricité et le prix à terme de l'Allocation de l'Union européenne (EUA) de l'année précédente. Le seuil d'efficacité par produit correspond à la consommation électrique par tonne produite selon le procédé le plus [efficace en électricité](#). Chaque installation peut solliciter une aide financière sur la base de sa charge carbone implicite calculée et du volume de production réalisé. Depuis 2019, un [taux d'intensité d'aide de 0.75](#) est fixé, soit un soutien pouvant atteindre 75 % de la charge tarifaire calculée. Tous les dispositifs d'aide visant à atténuer l'impact du prix du carbone sur l'électricité devront être supprimés d'ici 2030, conformément aux [dernières lignes directrices](#) de la Commission européenne sur les aides d'État dans le cadre du SEQUE-UE.

Prix de l'électricité pour les grands clients industriels dans les secteurs à forte intensité énergétique en 2019 (gauche) et 2022 (droite) dans certains pays sélectionnés



AIE. CC BY 4.0.

Remarques : L'analyse prend en compte les coûts de l'électricité pour les industries consommant plus de 150 GWh par an dans les pays européens étudiés, d'après les données d'Eurostat. La compensation du prix de l'électricité est incluse pour les pays participants au SEQUE-UE. Pour calculer l'aide d'État maximale possible pour la compensation des prix de l'électricité en Europe, l'analyse considère que le produit concerné a un indice de consommation électrique de 0,8 et que l'entreprise reçoit l'aide maximale dès que ce seuil est intégré dans le calcul de l'aide maximale. Le prix final de l'électricité aux États-Unis est basé sur le tarif industriel final au Texas. Pour la Chine, il est basé sur le tarif industriel final en Mongolie intérieure.

Sources : Analyse de l'AIE à partir des données issues de [Composantes du prix de l'électricité pour les consommateurs non résidentiels](#) ; Eurostat (2023), [Communication de la Commission complétant les lignes directrices sur certaines mesures d'aides d'État dans le contexte du système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre post-2021](#) ; Journal officiel de l'Union européenne (2021), [Enquête sur les tarifs industriels du Sud-Est des États-Unis](#) ; Brubaker & Associates (2023), [Fin des tarifs préférentiels de l'électricité en Mongolie intérieure : quel impact sur le marché de l'énergie nouvelle ?](#) ; Shanghai Metals Market. (2023). [Futures EUA](#) ; Intercontinental Exchange (2023).

L'avenir des prix de l'électricité pour les industries européennes

Les évolutions réglementaires pourraient encore impacter le coût final de l'électricité pour les industries à forte consommation énergétique. L'Allemagne a temporairement [instauré](#) une garantie de prix permettant aux entreprises de bénéficier de 70 % de leur demande historique à un tarif fixe de 130 EUR/MWh (hors taxes et prélèvements), réservée aux consommateurs dépassant 30 MW par an. D'autres mesures à plus long terme ont été [adoptées](#) début novembre 2023, dans le but affiché de préserver la compétitivité des entreprises énergivores et d'éviter la délocalisation industrielle. Parmi ces nouveautés, une exonération effective de la taxe sur l'électricité pour toutes les industries, réduisant la taxe d'environ 15,3 EUR/MWh à 0,5 EUR/MWh pour les années 2024 et 2025. Par ailleurs, après avoir subventionné les prélèvements sur le réseau à hauteur de 13 milliards d'EUR en 2023, le gouvernement a annoncé en novembre 2023 qu'il allait [investir 5 milliards d'EUR supplémentaires](#) afin de stabiliser les prélèvements sur le réseau durant cette période.

Toutefois, plus tard en novembre 2023, la [Cour constitutionnelle allemande](#) a estimé que les dépenses supplémentaires engagées par le gouvernement pendant la crise énergétique ne respectaient pas la limite constitutionnelle de la dette publique, obligeant ainsi l'exécutif à revoir son budget pour 2024, incluant les soutiens à long terme qui

avaient été validés plus tôt en 2023. En réaction, le [ministère des Finances](#) a temporairement suspendu l'approbation de tout nouvel engagement concernant l'utilisation des fonds partiellement alloués aux mesures d'allègement du prix de l'électricité. Les versements liés aux [garanties de prix](#) concernant une partie de la consommation d'électricité et de gaz de l'industrie à forte intensité énergétique, déjà autorisés auparavant, continueront d'être versés. Cependant, ils prendront fin quatre mois plus tôt que prévu initialement, dès le début de 2024.

Le [budget renégocié](#), conclu en décembre 2023, a confirmé le maintien des principaux volets des mesures d'allègement des prix de l'énergie prévues à long terme, telles qu'une forte réduction de la taxe sur l'électricité pour l'industrie à forte intensité énergétique et une compensation des hausses de coûts dues au système d'échange de quotas d'émission de l'UE (EU-ETS). Toutefois, ce nouveau budget [prévoit également l'annulation](#) de l'investissement public de 5 milliards EUR destiné à stabiliser les tarifs du réseau, initialement annoncé en 2023.

Des préoccupations concernant le poids financier du soutien à l'industrie à forte intensité énergétique émergent aussi dans d'autres pays. [La Norvège](#), qui a mis en place un prix plancher pour la compensation des entreprises concernant les coûts de CO₂ au-delà de 19,07 USD/t, envisage d'[augmenter ce seuil](#) dans son prochain budget national.

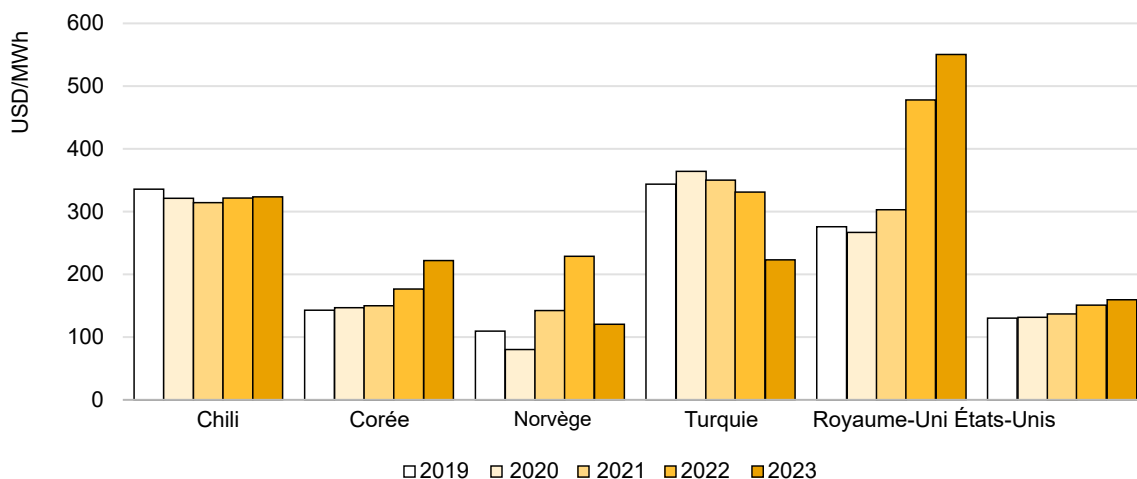
Une réforme du marché de l'électricité visant à protéger à la fois les entreprises et les consommateurs contre la flambée des prix au sein de l'Union européenne [a été conclue entre le Conseil et le Parlement](#) en décembre 2023. La proposition doit désormais être formellement adoptée par les deux instances pour entrer en vigueur. Parmi les mesures phares figure l'adoption des contrats pour différence à double sens comme principal dispositif de soutien autorisé pour les nouvelles installations utilisant des technologies relevant de la taxonomie verte. Si le prix du marché dépasse le prix d'exercice convenu, les excédents sont redistribués aux consommateurs ; en dessous de ce seuil, la différence est compensée auprès du producteur. L'objectif est d'accélérer le déploiement des énergies renouvelables grâce à un retour sur investissement garanti et une meilleure prévisibilité tarifaire. Le modèle du marché au comptant reste en grande partie inchangé, mais les dispositifs de rémunération de la capacité y sont explicitement mentionnés comme un pilier du futur marché de l'électricité. Des informations complémentaires sur le contenu et le processus de négociation de cette réforme figurent dans la [section Europe](#) de la partie Focus Régional de ce rapport.

Prix de l'électricité pour les ménages et accessibilité

Depuis le début de la crise énergétique mondiale, les foyers du monde entier ont constaté une hausse des tarifs de l'électricité, ce qui pèse sur leur [capacité à payer](#). Les prix de l'électricité aux États-Unis ont augmenté en moyenne de 5 % par an entre 2019 et 2023. À l'inverse, au Royaume-Uni, les prix ajustés selon la parité de pouvoir d'achat (PPA) ont grimpé de 19 % sur la dernière année et ont doublé depuis 2019. La Norvège a enregistré des tarifs record en 2022. Ce pays, dont l'approvisionnement repose sur l'hydroélectricité, a subi une baisse de ses réserves, ce qui, associé à la

La crise énergétique persistante en Europe a entraîné une hausse des prix. En 2023, les tarifs ont diminué d'environ 1 000 NOK par rapport à l'année précédente, mais restent tout de même 70 % plus élevés qu'en 2019.

Prix moyens de l'électricité pour les ménages en USD/MWh à parité de pouvoir d'achat (PPA), 2019-2023



IEA. CC BY 4.0.

Remarque : Les tarifs résidentiels de l'électricité incluent les taxes et ont été convertis des monnaies locales en USD/MWh (PPA) selon les taux de conversion fournis par la base de données PPA du FMI. La valeur 2023 correspond à la moyenne des trois premiers trimestres pour tous les pays sauf le Chili, où la moyenne porte sur les deux premiers trimestres. Les pays figurant ici ont été sélectionnés en fonction de la disponibilité des données pour l'année 2023 au moment de la publication du rapport.

Sources : Base de données des prix de l'électricité de l'IEA, [FMI, base de données PPA](#).

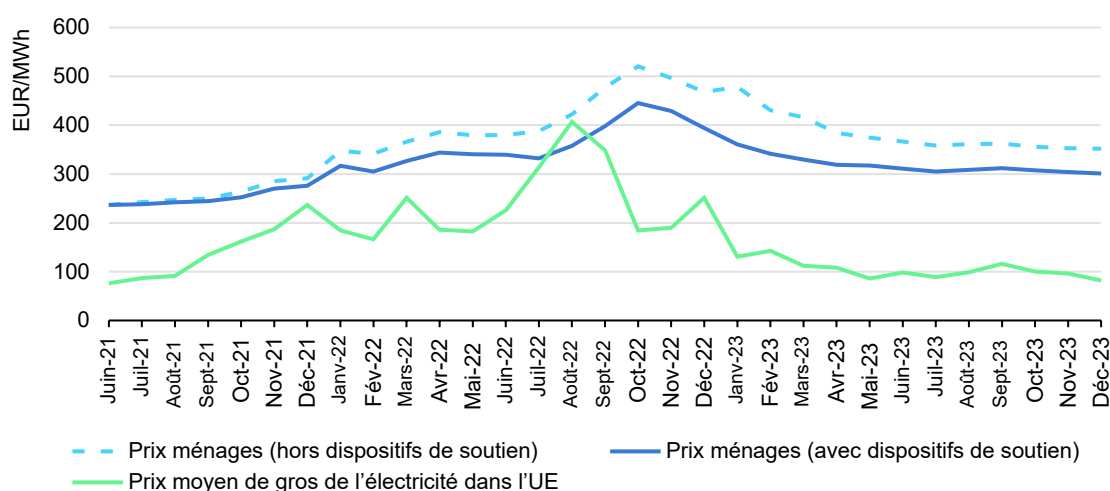
Pour protéger les ménages face à la flambée des prix, la plupart des gouvernements ont mis en place des mesures temporaires telles que des exonérations fiscales et des mécanismes de régulation des tarifs. Au Chili, le gouvernement est intervenu et a [gelé les tarifs pour les consommateurs](#) à partir de 2019, ce qui a permis de maintenir les prix stables durant la crise énergétique. Au Royaume-Uni, une nouvelle [mesure de soutien de deux ans](#) a été appliquée à partir d'octobre 2022 pour tous les ménages, définissant un plafond tarifaire permettant aux consommateurs moyens d'économiser environ 1 000 GBP par an. La Norvège a lancé des dispositifs d'aide aux ménages en [décembre 2021](#), notamment un système où les consommateurs reçoivent la moitié de la différence entre leur tarif d'électricité réel et un tarif de référence de 70 NOK/MWh (81 USD/MWh) pour leur consommation. Malgré tout, les prix en 2022 ont dépassé ceux de 2021. Le gouvernement norvégien envisage d'instaurer des [taxes supplémentaires](#) sur les exportations d'électricité afin de mieux contrôler les prix pour les consommateurs nationaux.

Au sein de l'Union européenne, les [interventions d'urgence](#) ont permis de dissocier en partie l'évolution des tarifs pour les ménages et le prix effectivement payé par les consommateurs. Selon les données de [VaasaETT](#), l'ensemble des dispositifs de soutien aurait permis de réduire en 2023 le prix moyen de l'électricité au détail dans l'Union européenne de près de 20%.

La récente réforme de la conception du marché de l'UE vise à intégrer plusieurs mesures afin de lutter durablement contre la flambée des prix pour les consommateurs, tout en limitant les interventions majeures des gouvernements à des situations exceptionnelles.

Les mesures prises au niveau national ont fortement influencé le prix final payé par les consommateurs. Elles ont compris des exonérations fiscales, des aides directes, des subventions, des plafonnements de prix et des baisses de TVA. L'ampleur de ces soutiens a varié selon les pays de l'UE en 2023. En Pologne, le gouvernement a instauré un [Bouclier de solidarité](#) qui a gelé les tarifs de l'électricité. Résultat : les coûts pour les ménages ont baissé d'environ 60 % en 2023. Ce dispositif a été l'un des plus marquants observés dans l'Union européenne, aux côtés du plafonnement des prix en Roumanie, qui a permis une réduction de près de 50 % la même année. À l'inverse, en Finlande, en Belgique et en Allemagne, les mesures publiques n'ont permis qu'une baisse de 4 à 5 % des prix de l'électricité en 2023.

Évolution des prix représentatifs de l'électricité pour les ménages dans l'Union européenne, avec et sans mesures de soutien, de juin 2021 à décembre 2023



IEA. CC BY 4.0.

Remarque : l'analyse des prix pour les ménages se concentre sur les mesures générales affectant les consommateurs types et certaines capitales ayant appliqué ces dispositifs durant la période étudiée. Les tarifs tiennent compte des nouvelles offres, pondérées selon la demande d'électricité. Le prix de gros moyen est également pondéré pour ces mêmes pays.

Source : basé sur les données et analyses fournies par [VaasaETT](#) (2023), © 2023 VaasaETT Ltd.

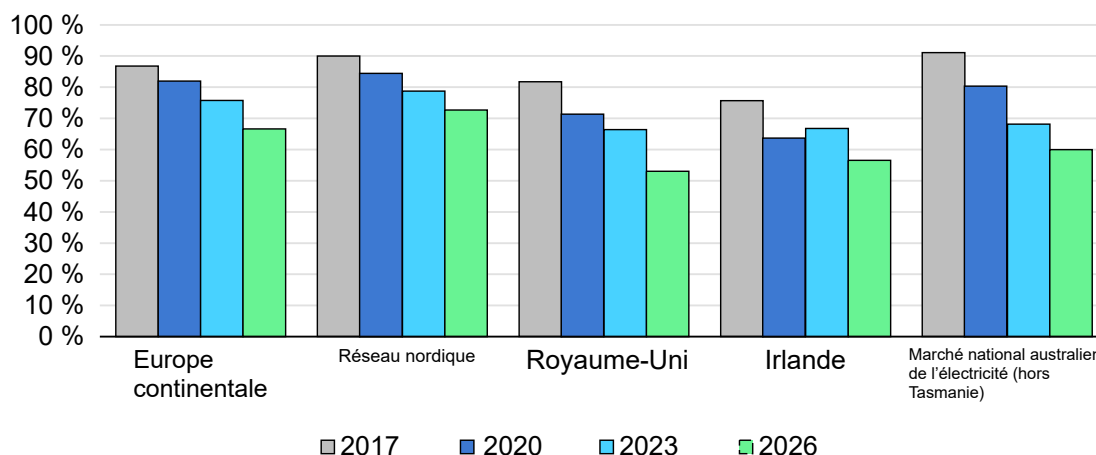
Fiabilité : Surveiller la sécurité de l'approvisionnement électrique reste incontournable

À mesure que l'électrification s'accélère et que la demande comme l'offre d'électricité dépendent davantage des conditions météorologiques, la sécurité et la fiabilité du réseau deviennent plus cruciales que jamais. De nombreux systèmes électriques dans le monde continuent de rencontrer des problèmes d'adéquation lors des pics de consommation, notamment lors de vagues de froid ou de chaleur, ainsi que des interruptions de service de plus en plus liées aux aléas climatiques. Chaque année, des événements météorologiques extrêmes provoquent de vastes coupures de courant dans de nombreuses régions. Le manque de capacité de production et les difficultés d'approvisionnement en combustibles, exacerbés par la hausse des coûts énergétiques, restent un défi majeur pour de nombreuses économies émergentes. Dans ce contexte, il est essentiel de surveiller en permanence la sécurité des systèmes électriques et de suivre les mesures mises en place. C'est pourquoi, à partir du rapport Electricity 2024 de cette année, nous consacrons un chapitre spécifique au suivi et à l'analyse des évolutions mondiales en matière de sécurité et de fiabilité de l'électricité.

Des mesures ciblées et des marchés dédiés à l'inertie du système électrique deviennent la norme

À mesure que les réseaux électriques se décarbonent, il devient essentiel de pouvoir acquérir explicitement les services qui garantissent la stabilité du système, des services autrefois assurés par défaut par les centrales conventionnelles lors de la production d'électricité. Pour répondre à ce besoin, les pays recourant fortement aux énergies renouvelables variables mettent de plus en plus en place des dispositifs permettant de maîtriser l'inertie du réseau et de maintenir une fréquence stable, alors que la part de production conventionnelle diminue.

Dans cette optique, certaines régions instaurent des seuils minimaux d'inertie du système, généralement fournis par des générateurs conventionnels dotés de rotors tournants, qui aident le réseau à résister aux perturbations telles que les défauts. Plusieurs pays développent également des marchés pour des services comme la réponse rapide en fréquence (FFR), qui stabilisent rapidement le réseau après une perturbation et peuvent réduire les besoins en inertie. Ces services, tels que la FFR, interviennent souvent en quelques secondes ou moins, ce qui fait des [batteries](#) une technologie idéale grâce à leur temps de réaction très court.

Part des sources non-VRE dans la production totale d'électricité dans certaines zones synchrones, 2017-2026

AIE. CC BY 4.0.

Remarque : les valeurs de 2026 sont des prévisions.

Dans les pays nordiques, une [réserve rapide de fréquence](#) a été mise en place en mai 2020 pour répondre aux situations de faible inertie. Le volume requis de ces réserves dépend de l'inertie présente dans le système électrique et de l'ampleur de l'incident de référence. Les gestionnaires de réseau (TSO) achètent cette réserve rapide sur les marchés nationaux, avec des paramètres de marché qui varient selon les pays nordiques.

Au Royaume-Uni, il est obligatoire que le système électrique maintienne un niveau minimum d'inertie, réévalué chaque année depuis 2021 et actuellement fixé à 120 GVAs. [La régulation dynamique de la fréquence \(DC\)](#) a pris une importance croissante pour limiter les fluctuations rapides de fréquence dues à la faible inertie. Ce service réactif après incident vise à maintenir la fréquence dans la fourchette légale de $\pm 0,5$ Hz en cas de variation soudaine de la demande ou de perte de production.

En Australie, les besoins en inertie de chaque région sont régulièrement évalués. En octobre 2023, l'AEMO a lancé deux nouveaux services auxiliaires de réponse très rapide sur le marché, dans le cadre des dispositifs existants de [Frequency Control Ancillary Services \(FCAS\)](#). Ces deux services, « very fast raise » et « very fast lower », répondent chacun en moins d'une seconde lors de l'activation. De plus, la Commission australienne de l'énergie (AEMC) a proposé le 2 mars 2023 une modification réglementaire pour instaurer un marché spot dédié à l'inertie dans le National Electricity Market (NEM).

L'Irlande a également mis en œuvre un [service de réponse rapide en fréquence](#) en 2018, dans le cadre du programme DS3 (Deliver a Secure Sustainable Electricity System). Ce service se distingue par la fourniture de mégawatts sur une période allant de 0,15 à 10 secondes. Comme les services de réponse rapide en fréquence ne permettent pas directement

Pour pallier le manque d'inertie, l'Irlande dispose d'un service dédié à la fourniture de réponse inertielle. Son [SIR \(Synchronous Inertia Response\)](#) est défini comme l'énergie cinétique d'une unité de production centralisée multipliée par le coefficient SIR. Les exigences de ce service varient selon qu'il s'agisse d'un générateur synchrone ou d'un compensateur synchrone hybride avec volant d'inertie. Le prestataire reçoit une rémunération pour chaque MW de capacité SIR disponible et synchronisé à chaque période de marché.

En Allemagne, le régulateur BNetzA a été consulté en 2023 à propos d'un [modèle d'achat soutenu par le marché pour les services d'inertie](#). La proposition actuelle prévoit le versement d'une prime fixe aux fournisseurs d'inertie, dont le montant serait déterminé par les gestionnaires de réseau de transport (TSO) et pourrait varier selon les régions du système. L'accord de coalition de 2021 avait prévu l'élaboration d'une feuille de route pour la stabilité du système sous la direction du ministère fédéral de l'Économie et de la Protection du Climat (BMWK). Cette [feuille de route](#) a été publiée en décembre 2023, accompagnée d'un [document de réflexion sur la fréquence du réseau](#) qui détaille des pistes pour l'apport d'inertie au système, des méthodes complémentaires comme le contrôle rapide de la fréquence ou d'autres mécanismes, ainsi que les défis associés. Parallèlement, un document sur la [tension](#) et [un autre](#) concernant la stabilité de la résonance, la stabilité angulaire et le courant de court-circuit ont également été publiés.

Aux États-Unis, la salle de contrôle d'ERCOT surveille depuis 2016 [les niveaux d'inertie](#) et les opérateurs prennent des mesures pour augmenter l'inertie critique au-delà de 100 GW quand cela est nécessaire. En 2020, la North American Electric Reliability Corporation (NERC) a insisté sur l'importance d'une réponse plus rapide de la fréquence pour faire face à la baisse d'inertie, notamment dans les [petites interconnexions](#) d'Amérique du Nord comme celles du Texas et du Québec. En octobre 2022, le système ERCOT a été mis à jour pour intégrer les changements liés au [projet d'optimisation de la réponse rapide de fréquence](#).

En 2023, des événements météorologiques extrêmes ont entraîné de vastes coupures d'électricité

En 2023, des phénomènes météorologiques extrêmes ont provoqué d'importantes coupures d'électricité dans de nombreuses régions. De violentes tempêtes ont entraîné des interruptions massives d'alimentation électrique dans plusieurs pays, soulignant l'urgence de renforcer la résilience des réseaux face à l'impact croissant des conditions climatiques.

Aux États-Unis, une [tempête de verglas](#) a laissé 400 000 foyers privés d'électricité fin janvier. L'entreprise publique texane Austin Energy a dû remplacer [plus d'une centaine de](#) poteaux de distribution et 52 transformateurs, endommagés par la glace et les arbres. Le rétablissement progressif du courant a pris dix jours, en raison des conditions météorologiques difficiles. Un mois plus tard, le Michigan a connu l'un de ses

De violentes tempêtes de verglas ont privé d'électricité 800 000 clients [suite à la destruction](#) des lignes électriques par la chute d'arbres. Plus de la moitié des foyers ont retrouvé le courant sous 24 heures, mais [d'autres](#) ont dû patienter une semaine. En avril, une tempête de verglas a laissé 1,3 million de foyers sans électricité au [Québec, Canada](#). De nombreux arbres tombés ont arraché des lignes, et la remise en service progressive a nécessité le [remplacement](#) de 50 km de câbles et 440 transformateurs en six jours.

Pour mieux affronter de futurs événements, les fournisseurs d'électricité ont identifié les dégâts causés par la chute d'arbres et les fortes chutes de neige comme origine principale des récentes coupures, et ont élaboré des plans d'action pour y remédier. Protéger les installations contre les tempêtes de verglas implique surtout l'enfouissement des lignes électriques et des programmes d'élagage. DTE Energy, entreprise basée à Detroit, aurait investi 200 millions USD dans le remplacement d'équipements électriques et de poteaux pour remettre le réseau en état, et prévoit d'allouer 9 milliards USD à son plan de [résilience climatique sur 5 ans](#). Ce coût d'investissement sera répercuté sur les factures d'électricité des consommateurs, pouvant entraîner une hausse allant jusqu'à 3 % de leurs dépenses actuelles.

En juin, les États du sud et du littoral du golfe des États-Unis ont été frappés par de violents orages, tornades et pluies intenses. Plus de 600 000 foyers et entreprises [ont perdu leur alimentation électrique](#) pendant au moins deux jours dans quatre États en raison de dégâts sur les infrastructures. Au Texas, le courant a pu être [rétabli](#) pour 300 000 usagers après deux jours. L'opérateur principal sur la zone touchée, SWEPCO, a réparé des lignes de transmission endommagées, environ [60 postes de transmission et de distribution](#) et a remplacé 114 transformateurs.

En décembre 2023, le nord-est des États-Unis a été touché par d'importantes coupures de courant, affectant 400 000 clients dans le [Maine](#), plus de 260 000 dans le [Massachusetts](#) et bien d'autres dans les [quatre](#) États voisins. Des vents violents et de fortes inondations ont brisé des poteaux électriques et endommagé des transformateurs. La majorité du réseau a été rétablie au bout de deux jours.

L'ouest de la France et le sud du [Royaume-Uni](#) ont été frappés par la [tempête Ciarán](#) en novembre, privant d'électricité plus de 1,2 million de personnes pendant une journée. Environ [36 000 foyers](#) n'ont retrouvé le courant qu'une semaine plus tard. En France, l'entreprise de distribution Enedis mène actuellement un [plan de modernisation](#) afin de renforcer la résilience de son réseau face au changement climatique et de s'adapter aux sources d'électricité bas carbone. Ce plan prévoit le développement de réseaux souterrains, le remplacement des lignes aériennes exposées par des câbles plus robustes ou enterrés, ainsi que la construction de nouveaux postes électriques d'ici 2050.

L'État du Gujarat, en Inde a été touché en juin par le [cyclone Biparjoy](#). Ce phénomène tropical a provoqué d'importantes coupures d'électricité et endommagé gravement le réseau, occasionnant des pertes estimées à 10 milliards INR, notamment dans les lignes, transformateurs et autres équipements de transport et de distribution. L'alimentation a été rétablie progressivement sur une semaine. Un [deuxième cyclone](#), Michaung, a frappé le sud-est de l'Inde en décembre.

État de l'Andhra Pradesh. Plusieurs districts ont été submergés par les inondations et l'alimentation électrique a été coupée pendant une semaine, illustrant une nouvelle fois la fragilité des infrastructures. Dans l'État du Karnataka, l'opérateur de distribution indien BESCOM a programmé des coupures quotidiennes pour des travaux de maintenance au mois de décembre. Ces interruptions, d'une durée moyenne de six heures, mises en place de façon alternée, ont touché huit districts, soit une population totale de 20 millions d'habitants.

Les difficultés d'approvisionnement et de réseau ont entraîné d'importantes coupures, principalement dans les pays émergents et en développement

En 2023, les problèmes de capacité, les difficultés d'approvisionnement en carburant et les défaillances techniques des réseaux ont continué de provoquer des pénuries majeures d'électricité dans de nombreuses régions. La majorité des grandes coupures observées pour ces raisons concernent surtout les économies émergentes, particulièrement exposées au manque d'électricité, aux infrastructures défaillantes et à des réseaux sous tension face à une demande croissante.

L'une des pannes d'électricité majeures de 2023 a frappé le 23 janvier au Pakistan, suite à une surcharge des lignes de transport qui a provoqué une chute de tension. En parallèle, le nord du pays a dû faire face à une baisse de production due à des problèmes d'exploitation. L'accumulation de ces facteurs a généré une instabilité incontrôlable, entraînant un black-out national qui a touché 220 millions de personnes pendant plus de 12 heures. Il s'agissait d'ailleurs du deuxième incident de ce genre en moins d'un an, un précédent ayant eu lieu le 13 octobre 2022, provoquant une panne totale dans le sud et partielle dans le nord, avec une perte de plus de 8 000 MW.

Après l'analyse de l'incident survenu début janvier, l'Autorité nationale de régulation de l'électricité du Pakistan (NEPRA) a formulé 18 recommandations. Il a été souligné qu'il est nécessaire d'installer des équipements modernes pour détecter les instabilités d'oscillation, d'améliorer les systèmes de compensation HVDC et VAR pour éviter les défaillances opérationnelles, et d'assurer le bon fonctionnement des installations de redémarrage à froid afin de rétablir l'alimentation rapidement. Cette nouvelle série de recommandations s'ajoute aux mesures déjà engagées suite à la panne d'octobre 2022, notamment l'évaluation des performances des lignes de transmission anciennes avant de les connecter à de nouvelles centrales électriques.

Le 25 août 2023, le Kenya a été frappé par une coupure d'électricité majeure, affectant plus de 50 millions de personnes, l'alimentation n'ayant été rétablie qu'au bout de près de 24 heures. L'origine de cette panne reste incertaine. Il s'agissait de la cinquième coupure générale du pays en quatre ans et de l'une des plus longues jamais enregistrées. Début décembre, les Kényans ont connu une nouvelle panne nationale. Bien que l'incident ait duré moins d'une journée, il s'agissait du troisième blackout majeur en quatre mois. Face à la dégradation de la situation, la société nationale d'électricité, Kenya Power, a mis en place un programme d'interruptions programmées

Des coupures ont eu lieu tout au long du mois de décembre dans le cadre d'un programme de délestage, permettant ainsi les opérations de maintenance et de modernisation des infrastructures.

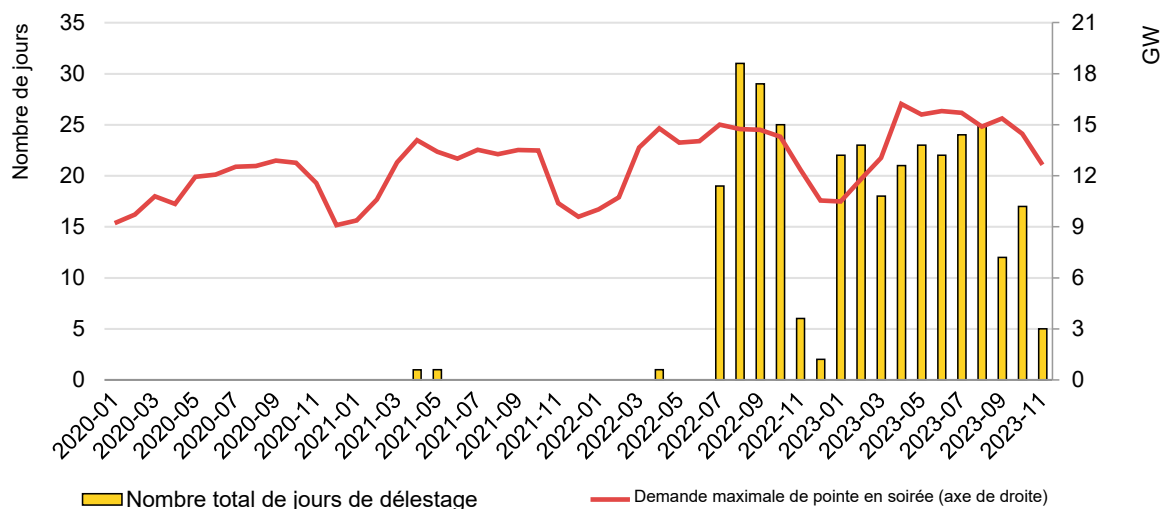
Le Nigeria a subi une [coupure générale d'électricité](#) d'une durée d'environ dix heures le 14 septembre 2023. Le réseau s'est effondré à la suite d'un incendie sur une ligne de transmission principale. Le pays fait face à des pannes récurrentes, avec [46 effondrements du réseau](#) entre 2017 et 2023. Le réseau nigérian reste vulnérable en raison d'infrastructures vieillissantes et d'actes de vandalisme.

[Des coupures d'électricité ont frappé](#) l'Égypte durant l'été et à la fin de 2023, provoquées par une pénurie de gaz et une consommation énergétique accrue liée à des températures élevées qui ont surchargé le réseau. Une [stratégie nationale de délestage quotidien](#) a été mise en place depuis juillet 2023, avec des interruptions planifiées pouvant aller jusqu'à deux heures. À partir de novembre, ces coupures ont été limitées à une heure.

Un [important blackout](#) a touché le Brésil le 15 août 2023, durant six heures, affectant plus de 29 millions de personnes suite à une chute de tension causée par une défaillance sur une ligne de transmission. Ce blackout a principalement été attribué à un dysfonctionnement des équipements dans l'État du Ceará, dont la performance s'est avérée inférieure aux prévisions des modèles et simulations mathématiques. L'Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) a précisé que le problème n'était pas lié au [type de source d'énergie](#).

Au Québec, Canada 490 000 bâtiments [ont été privés d'électricité](#) pendant plusieurs heures en avril à cause d'un incident de maintenance lié à [une perte de production](#) sur une turbine d'une centrale hydroélectrique de 5 GW. Dans le sud de la France, une panne d'électricité de deux heures [a touché](#) 260 000 foyers en octobre à cause d'une surcharge du réseau. RTE, l'exploitant du réseau, a qualifié cette surcharge de [défaillance technique exceptionnelle](#) sans conséquence majeure.

[Des coupures](#) et [des délestages réguliers](#) depuis 2022 touchent les grandes villes et provinces des pays interconnectés que sont le Kazakhstan, le Kirghizistan et l'Ouzbékistan à cause des déséquilibres du réseau, comme les surcharges. En 2023, [des coupures contrôlées et fréquentes](#) pouvant durer jusqu'à cinq heures ont été mises en place dans l'ouest du Kazakhstan, pendant que les autorités régionales préparaient une stratégie d'alimentation prioritaire. Exportateur de pétrole et de gaz, le Kazakhstan cherche désormais à [moderniser](#) son réseau vieillissant, après l'interruption de ses exportations de gaz due à des crises énergétiques internes.

Nombre total de jours de délestage et demande maximale en soirée par mois au Bangladesh de janvier 2020 à novembre 2023

IEA. CC BY 4.0

Source : [Rapport de gestion mensuel](#), Power Grid Company of Bangladesh.

Sri Lanka a connu [une panne nationale](#) en décembre 2023. Les perturbations électriques ont duré six heures en raison d'une [défaillance du système](#) causée par la foudre sur une ligne de transmission stratégique du pays.

De nombreux autres pays ont été confrontés à des difficultés d'approvisionnement en électricité en 2023 sans avoir subi de coupures générales. Le Bangladesh a fait face à une hausse des [coupures d'électricité](#) en raison d'une demande croissante aggravée par la météo imprévisible et le manque de carburant. L'Inde a rencontré des pénuries électriques liées à la hausse des températures et à la baisse de la production hydroélectrique. La demande de pointe a atteint 223 GW en juin, alors que les températures grimpaient, et des [coupures de courant](#) ont été constatées dans le nord du pays. À Madagascar, [des délestages tournants](#) ont été appliqués en raison du faible niveau des réserves d'eau, de la baisse de la production solaire et du manque de carburant en hiver. Le Yémen a dû fermer des centrales électriques en août à cause de [pénuries de carburant](#). L'Afrique du Sud a continué d'appliquer le délestage en 2023 face aux problèmes d'approvisionnement, avec un volume total déjà supérieur, fin septembre, à celui des huit années précédentes réunies.

Comprendre le facteur humain dans les perturbations et coupures d'électricité

Le récent rapport de l'AIE [Réseaux électriques et transitions énergétiques sécurisées](#) montre que les pannes techniques ou d'équipement liées aux réseaux causent à elles seules au moins 100 milliards USD de pertes économiques chaque année dans le monde. Cela souligne l'importance d'identifier précisément les causes des pannes et les éléments impliqués. L'origine et les composants responsables d'une coupure peuvent varier selon les pays, en fonction de

les conditions spécifiques et la structure de leur réseau électrique. Les coupures de courant peuvent résulter d'un déséquilibre entre la production et la demande (par exemple, pénurie de carburant, arrêt d'une centrale ou capacité insuffisante), ou de problématiques liées au réseau. Les causes d'origine réseau sont regroupées en trois grandes catégories : phénomènes naturels, erreurs humaines et problèmes techniques ou d'équipement. Les facteurs humains, tels que les accidents de voiture impliquant des poteaux et des transformateurs, le manque de rigueur lors des travaux, les erreurs lors des nouvelles connexions, le vandalisme et les cyberattaques peuvent provoquer des perturbations dans l'alimentation électrique. Dans de nombreuses régions, ces éléments constituent des causes majeures de coupures de courant et méritent une attention renforcée.

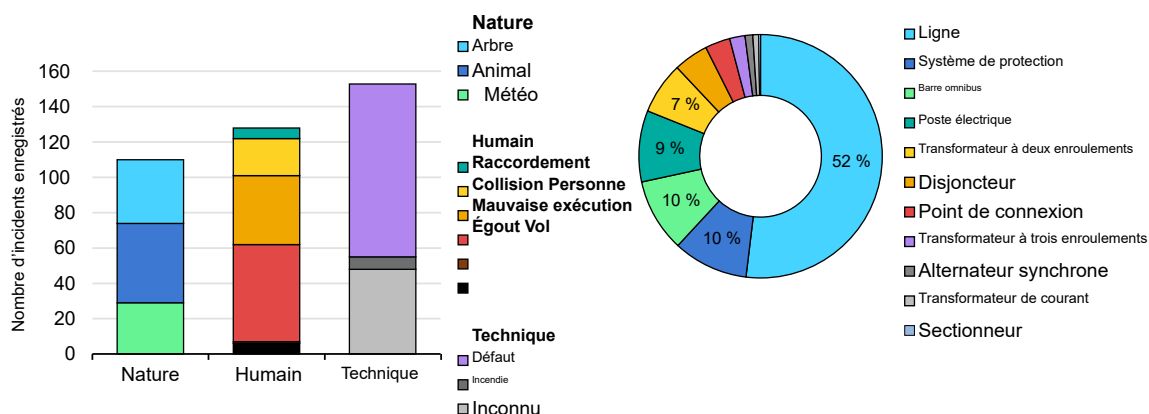
Une meilleure standardisation, une digitalisation accrue et une formation adaptée permettent de réduire les erreurs humaines

La transparence concernant les causes précises des coupures d'électricité reste généralement limitée. Même si plusieurs pays publient des données sur ces interruptions, les informations détaillées sur les causes exactes et les équipements concernés sont rarement disponibles. Le Chili fait partie des rares pays à proposer un ensemble de données détaillées sur les causes des coupures au niveau du réseau de transport ainsi que sur les équipements impliqués, offrant ainsi un cas d'étude particulièrement intéressant.

Notre analyse des coupures d'électricité au niveau du réseau de transport au Chili en 2021 révèle qu'un tiers des incidents signalés sont dus à des erreurs humaines ou à des facteurs liés à l'activité humaine. Une mauvaise exécution des travaux est d'ailleurs fréquemment mentionnée comme cause principale. Parmi les pannes résultant des systèmes de protection, on relève des erreurs de programmation des paramètres, des problèmes de connexion ou encore des défaillances matérielles. La plupart des coupures liées aux jeux de barres et aux points de raccordement sont attribuées à une mauvaise qualité d'exécution, à des erreurs lors de la maintenance ou des opérations, ou encore à des défauts causés par des conducteurs de distribution sectionnés, des dysfonctionnements de l'unité de contrôle et des surcharges.

Sur le plan technique, les pannes peuvent provenir d'une grande variété de défaillances de composants ou d'équipements. Dans le cas du Chili, notre analyse des coupures au niveau du réseau de transport montre que la majorité des incidents sont liés aux lignes électriques, représentant environ la moitié des près de 400 coupures enregistrées en 2021. Ces pannes sont souvent causées par des courts-circuits dus à la météo, à des animaux ou à la chute d'arbres et de branches sur les lignes. De tels courts-circuits peuvent survenir lorsque des branches touchent les lignes ou que des tempêtes font tomber des arbres, provoquant alors des surtensions qui activent les mécanismes de protection pour désactiver le système. D'autres équipements responsables de coupures incluent les systèmes de protection, les jeux de barres, les postes électriques, les transformateurs, les disjoncteurs et les points de raccordement.

Coupures de courant au niveau du transport au Chili en 2021 par cause (gauche) et équipements électriques concernés (droite)



AIE. CC BY 4.0

Note : Les données sont regroupées par l'AIE selon les motifs indiqués dans la source d'origine.

Source : Analyse de l'AIE basée sur les données de [Indices d'indisponibilité](#), Coordinador Eléctrico Nacional.

L'erreur humaine est une cause universelle des coupures de courant. Environ 5 % des interruptions sont dues à une erreur humaine aux [États-Unis](#). En 2023, une erreur humaine a provoqué une panne d'électricité de 48 minutes sur l'île de Long Island à Hong Kong. De tels événements soulignent l'importance de revoir les procédures de maintenance et la formation du personnel. Par exemple, [HK Electric](#) a proposé d'améliorer la gestion à la suite de cette interruption après une enquête. Les procédures à mettre à jour incluent les schémas des circuits du système de gestion de l'énergie, le contrôle qualité des travaux sur les lignes et la maintenance, les inspections critiques sur site ainsi que les exigences de qualification et de formation pour les techniciens. Ceci met en avant l'importance de prendre en compte le facteur humain dans l'élaboration des [politiques de maintenance](#).

Pour limiter la part des erreurs humaines dans les coupures d'électricité, il est avantageux d'adopter des approches complémentaires. Miser sur la technologie afin de digitaliser et automatiser les processus permet de réduire efficacement le temps d'évaluation tout en améliorant les résultats. [L'utilisation de l'IA](#) pour les tâches répétitives et manuelles, comme l'inspection du réseau, facilite l'identification des anomalies pouvant provoquer des coupures, et peut même réduire les risques d'incendie liés aux équipements électriques. Par exemple, la société américaine Pacific Gas & Electric (PG&E) en Californie [a recours à des drones](#) pour inspecter à distance ses infrastructures. Cette initiative permet à l'entreprise de réaliser des économies de temps et d'argent, tout en améliorant la sécurité des opérateurs grâce à des drones équipés de caméras et d'algorithmes d'IA pour analyser la zone. Les logiciels basés sur l'IA servent aussi à la maintenance préventive, pour par exemple [détecter les vulnérabilités du réseau](#) et évaluer les gains économiques, en exploitant de grandes quantités de données historiques et des modèles climatiques pour prédire les pannes.

D'autres leviers pour réduire les coupures électriques sont la formation renforcée du personnel et l'harmonisation des pratiques. La certification des équipes permet d'assurer un niveau de sécurité et de qualité homogène

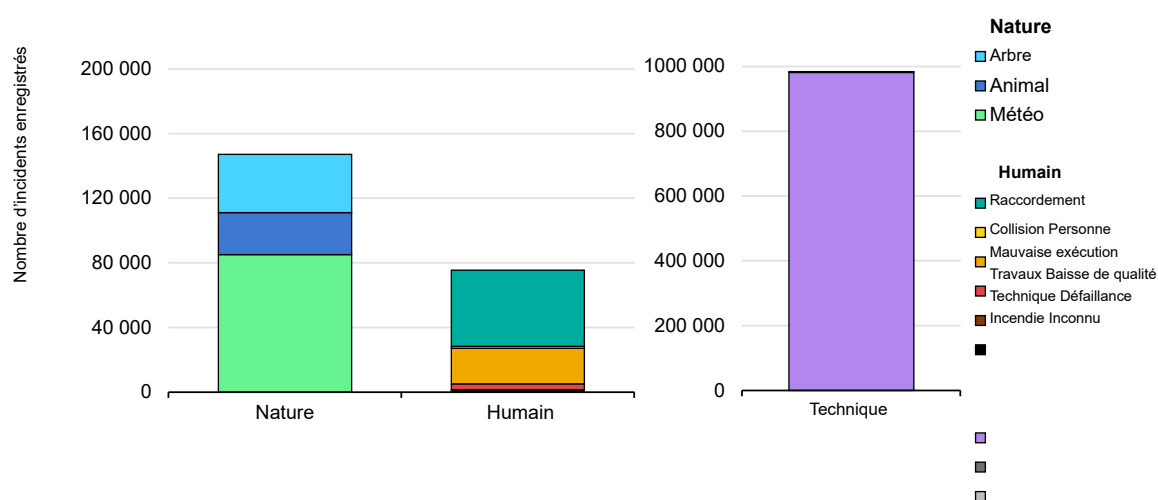
Démarche pour entretenir et réparer les infrastructures. [Des certifications locales](#) et [internationales](#) offrent des connaissances actualisées et des compétences permettant d'appliquer des protocoles sûrs et éprouvés lors des installations et des opérations de maintenance électrique.

Une transparence accrue des données sur les coupures au niveau de la distribution permet une meilleure compréhension des causes

La majorité des coupures proviennent de problèmes liés au réseau de distribution, qui peuvent [représenter 80 %](#) du total des interruptions de service pour les clients. En général, ces pannes électriques touchent des zones plus restreintes et moins de personnes que les incidents au niveau du transport. Les données détaillées concernant les incidents de distribution ne sont généralement pas accessibles au public, ce qui limite les analyses systématiques. La Türkiye fait partie des rares pays à publier des données détaillées sur les coupures électriques, avec une forte précision temporelle et géographique. Les gestionnaires de réseau de distribution turcs collectent de façon systématique les informations sur les coupures, qui sont ensuite centralisées et publiées sur la [plateforme de transparence EPIAŞ](#) [transparence](#).

Notre regroupement et analyse des données sur les coupures en Türkiye indique que, parmi les coupures imprévues signalées en 2021 au niveau de la distribution, environ 80 % étaient dues à des problèmes techniques ou matériels, suivis par des causes naturelles et humaines. Concernant les incidents d'origine humaine, les difficultés rencontrées lors des nouvelles connexions sont la principale cause des pannes recensées. Viennent ensuite les interventions de tiers, telles que les dégâts accidentels sur le matériel lors de travaux de construction, mais aussi des actes de vandalisme qui sont fréquents. À une moindre échelle, la mauvaise qualité des travaux a également été mentionnée comme facteur. Selon les statistiques turques, les équipements les plus souvent impliqués dans les pannes de distribution sont les transformateurs de puissance, les transformateurs de mesure et les câbles.

Coupures imprévues dans le réseau de distribution en Türkiye selon la cause, 2021



IEA. CC BY 4.0

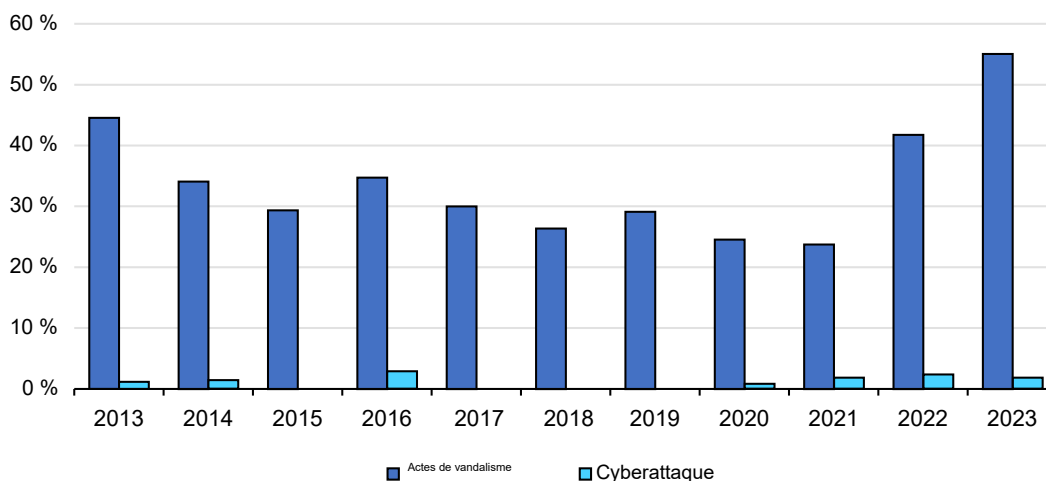
Note : Les données ont été regroupées par l'AIE selon les motifs indiqués dans la source d'origine. Source : Analyse de l'AIE basée sur les données de la plateforme Epiaş Seffaflık (2021), [Informations sur les coupures](#).

La recrudescence du vandalisme et des menaces cybernétiques sur le réseau électrique

Le réseau électrique américain est actuellement confronté à une [hausse d'attaques physiques](#), atteignant un record sur dix ans. Près de la moitié des 4 493 attaques recensées entre 2020 et 2022 ont [visé les sous-stations](#), selon un rapport de février 2023 du NERC. Cette vague d'agressions a entraîné des coupures de courant, incitant les élus locaux et fédéraux à réclamer [un renforcement des dispositifs de sécurité](#). En réaction, les législateurs de Caroline du Nord ont adopté un amendement, applicable dès juillet 2024, imposant aux services publics d'assurer une surveillance permanente des sous-stations et prévoyant [l'obligation pour les opérateurs publics](#) de mettre en place un système de sécurité 24h/24, ainsi que des [sanctions renforcées](#) en cas de dommage sur les infrastructures électriques.

Si les attaques physiques retiennent l'attention, la menace cybernétique devient également préoccupante. Entre 2020 et 2022, le nombre moyen de cyberattaques contre les opérateurs du secteur a [plus que doublé](#). Avec la numérisation croissante des réseaux électriques, la cybersécurité s'impose comme une priorité. Les gouvernements mettent en place des réglementations pour protéger l'intégrité des technologies de l'information et de la communication (TIC) contre toute action susceptible de les compromettre.

Part des coupures de courant dues au vandalisme et aux cyberattaques parmi toutes les pannes de transmission signalées aux États-Unis, 2013-2023



IEA. CC BY 4.0

Remarque : Le vandalisme inclut les pannes enregistrées dont les causes sont des attaques physiques, des actes de sabotage ou des activités suspectes. Les cyberattaques englobent les coupures attribuées à des incidents ou événements numériques.

Source : Analyse de l'AIE basée sur les données des [bilans annuels des perturbations électriques](#), U.S. Department of Energy.

Entre juillet 2022 et juin 2023, les TIC de l'Union européenne ont été la cible d'environ [2 580 cyberattaques](#), principalement des rançongiciels (34 %), des attaques par déni de service distribué (DDoS), qui consistent à saturer le réseau pour en bloquer l'accès aux données (28 %), ainsi que des atteintes aux données

violations (17 %). Ces incidents ont connu une hausse mensuelle d'environ 15 % sur la même période de deux ans, passant de 125 signalements en juillet 2022 à 607 cas en juillet 2023. Parmi l'ensemble des cyberattaques, 190 auraient visé spécifiquement le secteur de l'énergie. En avril, un [maliciel conçu pour cibler le réseau électrique](#) a été découvert dans les systèmes d'exploitation de plusieurs fournisseurs d'électricité en Europe, au Moyen-Orient et en Asie.

La directive européenne sur la sécurité des réseaux et des systèmes d'information (NIS), [adoptée en 2016](#), identifie les acteurs critiques – producteurs, distributeurs, gestionnaires de réseaux de transport (TSO) et de distribution (DSO) – et fixe un ensemble de mesures pour garantir la fiabilité et la sécurité des TIC impliquées, tout en créant des plateformes de coopération afin d'améliorer la cybersécurité. En octobre 2023, la [directive NIS a été modernisée](#). La nouvelle version, NIS2, élargit son champ d'application et doit être pleinement appliquée d'ici fin 2024. Cette révision intègre de nouveaux acteurs considérés comme critiques, tels que les exploitants de bornes de recharge et d'autres participants au marché de l'électricité, et renforce les exigences de cybersécurité tout au long de la chaîne d'approvisionnement. Par ailleurs, en septembre 2023, la Commission européenne a [présenté de nouveaux plans](#) invitant les États membres à renforcer leur coopération face aux menaces transfrontalières et à approfondir leur collaboration avec l'OTAN.

Depuis 2013, la Commission fédérale de régulation de l'énergie (FERC) des États-Unis a mis en place [des contrôles obligatoires en cybersécurité](#) pour assurer la fiabilité des normes de protection des infrastructures critiques. En 2022, le DOE a publié [son cadre volontaire](#) pour renforcer la protection contre les cyberattaques dans le secteur énergétique. Ce cadre met l'accent sur la cybersécurité à chaque étape du cycle de vie des systèmes énergétiques, de leur conception à leur démantèlement.

En mars 2023, la FERC a approuvé [de nouvelles normes en matière de cybersécurité](#) pour renforcer la fiabilité du réseau électrique en adaptant les contrôles de sécurité aux installations de production et de transport moins critiques. Ces normes imposent aux opérateurs de pouvoir détecter et désactiver l'accès à distance par les fournisseurs en cas de cyberattaque. En septembre 2023, le DOE a ensuite attribué un financement total de [39 millions USD](#) pour des projets de recherche, développement et démonstration visant à améliorer les outils et technologies de cybersécurité pour les ressources énergétiques distribuées (DER).

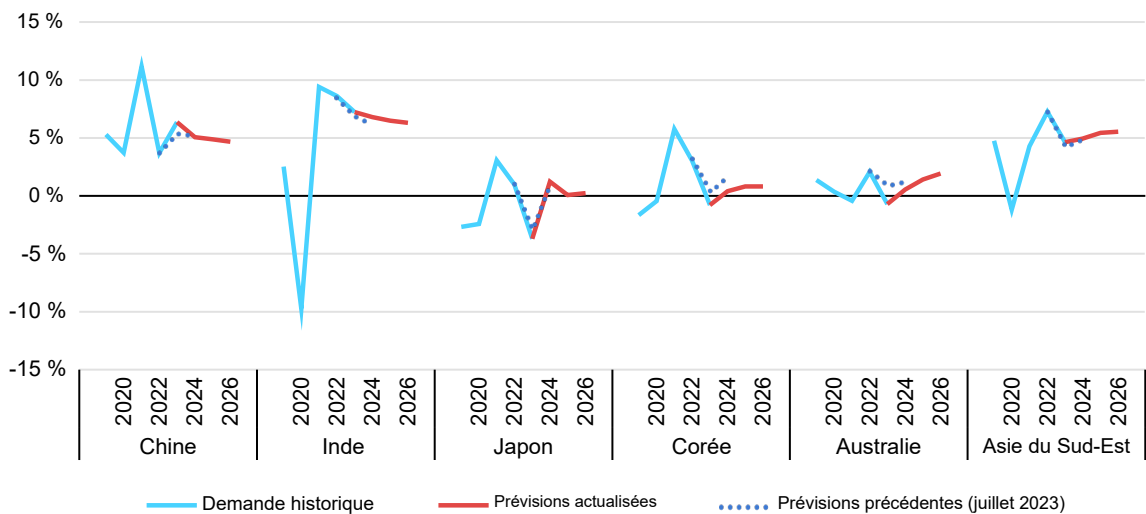
Focus régional

Asie-Pacifique

Les énergies renouvelables gagnent du terrain, mais le charbon reste la principale source

La demande d'électricité en Asie-Pacifique a augmenté de 4,8 % en 2023, représentant la majeure partie de la croissance mondiale. Selon les prévisions, la demande devrait progresser en moyenne de 4,6 % par an entre 2024 et 2026, la Chine représentant près de 70 % de cette hausse d'ici 2026. L'Asie-Pacifique, qui consomme un peu plus de 50 % de l'électricité mondiale, verra la part des renouvelables dans la production d'électricité passer de 27 % à 35 % en 2026, même si le charbon demeure la principale source d'énergie. En 2023, le charbon assurait 57 % de la production régionale, tandis que les sources bas carbone comme le nucléaire, l'hydroélectricité, le solaire et l'éolien totalisaient 32 %. Cette forte dépendance au charbon fait de l'Asie-Pacifique la région étudiée avec l'intensité carbone la plus élevée pour la production d'électricité, atteignant 590 g CO₂/kWh en 2023, contre une moyenne mondiale de 455 g CO₂/kWh. Après une baisse en 2024 liée à une reprise attendue de l'hydroélectricité, les émissions du secteur devraient connaître une légère hausse de 0,2 % sur 2025-2026.

Variation annuelle de la demande d'électricité, Asie-Pacifique, 2019-2026



AIE. CC BY 4.0.

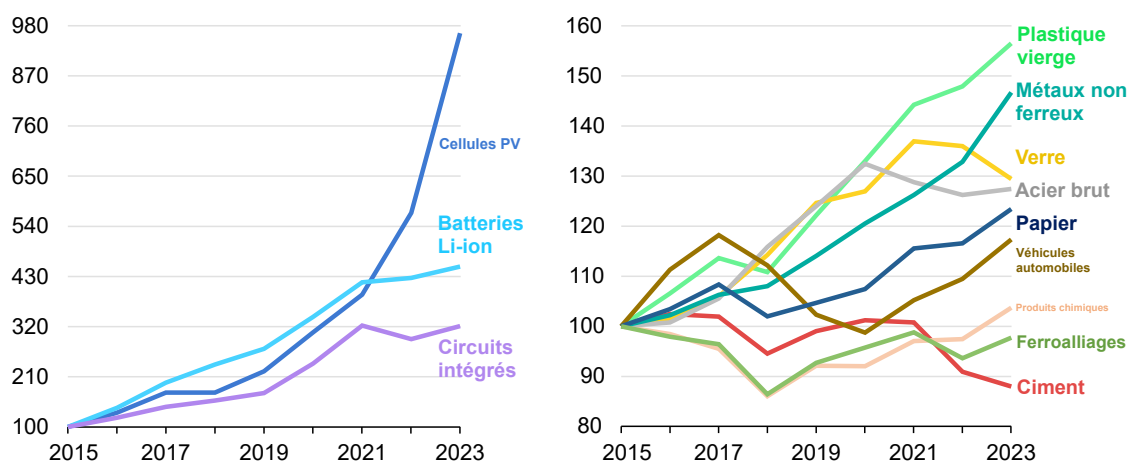
Chine

La fabrication de modules solaires photovoltaïques et de batteries ainsi que le traitement des matériaux associés sont des moteurs majeurs de la demande d'électricité

En Chine, la reprise économique post-pandémie a entraîné une forte hausse de la demande d'électricité, avec une croissance de 6,4 % en 2023, portée principalement par les secteurs des services et de l'industrie. Alors que l'essor économique du pays devrait ralentir et s'éloigner de l'industrie lourde, nous anticipons un ralentissement de la croissance de la demande d'électricité à 5,1 % en 2024, 4,9 % en 2025 et 4,7 % en 2026, soit un rythme bien inférieur à la moyenne de 6,5 % observée avant la pandémie (2016-2019). À la fin de 2022, la consommation d'électricité par habitant en Chine a dépassé celle de l'Union européenne, principalement du fait du secteur industriel, tandis que la consommation par foyer reste inférieure à celle de l'UE. La hausse de la consommation électrique des ménages chinois continuera de stimuler la demande globale.

La poursuite [de l'électrification](#) du secteur industriel chinois, ainsi que la forte croissance du transport routier (recharge de VE), représentent une part croissante de la demande d'électricité sur la période de prévision. L'essor rapide des véhicules électriques, qui dépassent désormais [8 %](#) du parc automobile du pays, réduit considérablement la consommation d'essence au profit de l'électricité. Depuis 2021, une baisse de l'activité dans les secteurs du ciment et du verre est perceptible, ce qui affecte la construction. À l'inverse, la fabrication de modules photovoltaïques, de véhicules électriques et le traitement des matériaux associés demeurent des vecteurs majeurs de croissance de la demande électrique dans l'industrie et continueront leur progression soutenue.

Production indexée dans certaines industries en Chine, 2015-2023



AIE. CC BY 4.0.

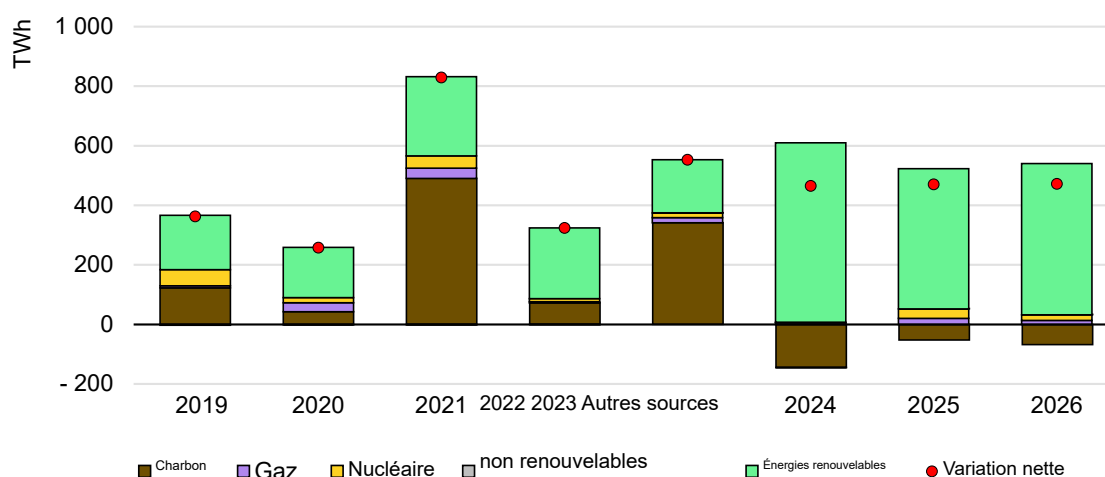
Remarque : Les métaux non ferreux incluent le cuivre, l'aluminium, le plomb, le zinc, le nickel, l'étain, l'antimoine, le mercure, le magnésium et le titane.

Les énergies renouvelables et le nucléaire devraient répondre à l'intégralité de la hausse de la demande d'électricité entre 2024 et 2026, limitant ainsi la production à partir du charbon

La production hydroélectrique a fortement diminué en 2023, enregistrant une baisse de 5,6 % sur un an à cause de graves sécheresses, ce qui a entraîné une hausse de 6,2 % de la production au charbon. Par conséquent, 60 % de la croissance de la demande d'électricité en 2023 a été couverte par le charbon. Même si l'éolien et le solaire photovoltaïque occupent une place croissante dans le mix électrique (15 %, soit deux points de plus qu'en 2022), l'augmentation de la production thermique a engendré une hausse de 6,2 % des émissions du secteur électrique en 2023.

Si les conditions météorologiques se normalisent et que la production hydroélectrique se rétablit, la production totale d'énergie renouvelable devrait augmenter de 21 % en 2024. Pour la période 2025-2026, nous anticipons une croissance annuelle moyenne de 13 %, portée par l'expansion continue du solaire photovoltaïque et de l'éolien. Les sources d'énergie renouvelable devraient couvrir presque toute l'augmentation de la demande d'électricité sur la période de prévision et commencer à remplacer la production au charbon, conjointement avec la progression du nucléaire. De ce fait, nous prévoyons une baisse annuelle moyenne d'environ 1,5 % de la production au charbon entre 2024 et 2026, la part du charbon dans la production totale passant de 62 % en 2023 à 51 % en 2026. Les incertitudes liées aux conditions météorologiques et à l'amplitude du ralentissement de la croissance de la demande restent les principaux facteurs à surveiller au cours de la période de prévision.

Évolution annuelle de la production d'électricité en Chine, 2019-2026



IEA. CC BY 4.0.

Remarques : Les autres sources non renouvelables incluent le pétrole, les déchets et d'autres énergies non renouvelables. Les chiffres pour 2024-2026 sont des valeurs prévisionnelles.

Le charbon passe d'un rôle de production massive à une fonction plus souple, afin d'accompagner le développement des énergies renouvelables et de garantir la sécurité énergétique

Nos prévisions indiquent une baisse de la production d'électricité à partir du charbon jusqu'en 2026, malgré une vague de nouveaux projets lancés ou approuvés depuis 2022. Nous anticipons entre 40 et 50 GW de nouvelles capacités de centrales à charbon ajoutées chaque année de 2024 à 2026. À mesure que la part des renouvelables augmente, les centrales à charbon passent d'un rôle de fourniture de base à une exploitation plus flexible. En Chine, le facteur de charge moyen des centrales à charbon est passé de 61 % en 2010 à 53 % en 2023, et cette tendance devrait se poursuivre. Les autorités ont annoncé la mise en place d'un nouveau [mécanisme de rémunération des capacités](#) pour les centrales à charbon à partir de janvier 2024, visant à compenser une partie des coûts fixes alors que la production bas carbone prend une place croissante.

La sécurité énergétique reste un enjeu majeur. Après les coupures d'électricité de 2021 et 2022, des inquiétudes sont apparues au début de l'été 2023 sur la capacité du pays à maintenir l'alimentation face à des vagues de chaleur records. La demande de pointe estivale a atteint un niveau historique de 1 340 GW, soit [50 GW](#) de plus que l'année précédente. Les sécheresses et les températures anormalement élevées de l'hiver 2022 au printemps 2023 ont fait chuter les niveaux des réserves d'eau. Le gouvernement a adopté des mesures pour augmenter la production et les importations nationales de charbon.

Alors que le gouvernement central s'est engagé à ne plus autoriser de centrales à charbon destinées uniquement à la production massive, les provinces poursuivent l'approbation de nouveaux projets pour stimuler l'économie et, dans un contexte de sécurité énergétique, répondre aux pics de demande et au manque de flexibilité du système. Construire des centrales à charbon à proximité des grands parcs éoliens et solaires de l'ouest du pays permet également d'optimiser l'utilisation des lignes à très haute tension (UHV) vers l'est. Plus de [40 GW](#) de centrales thermiques ont été mises en service sur les dix premiers mois de 2023, un rythme inédit depuis treize ans.

La production d'électricité à partir du gaz devrait croître à un rythme moyen d'environ 4 % pendant notre période de prévision. Si l'assouplissement du marché du GNL à partir de 2025, grâce à l'arrivée de nouvelles capacités de liquéfaction, devrait exercer une pression à la baisse sur les prix du gaz et stimuler l'électricité d'origine gazière, la forte progression des énergies renouvelables en freinera l'essor. Nous prévoyons également une hausse annuelle moyenne de 4 % de la production nucléaire en Chine, portée par la mise en service de nouveaux réacteurs.

L'essor record des énergies renouvelables pose de nouveaux défis au secteur électrique

En 2023, la capacité solaire photovoltaïque nouvellement installée a battu des records, avec [130 GW](#) de solaire installés durant les trois premiers trimestres – principalement sous forme décentralisée

projets. La nouvelle capacité équivaut à deux fois le total des installations solaires combinées de l'Union européenne et des États-Unis en 2022. Cette poussée de capacité a entraîné une hausse spectaculaire de 29 % de la production solaire en 2023. Le solaire photovoltaïque reste le moteur principal de la croissance des énergies renouvelables, mais l'électricité produite par le vent continuera de la surpasser d'ici 2026. En décembre 2023, la capacité solaire photovoltaïque et éolienne raccordée au réseau approchait le cap symbolique de 1 000 GW à la fin de l'année. Ce rythme soutenu d'installations permettra au pays d'atteindre l'objectif du 14e Plan quinquennal, soit doubler la production annuelle d'électricité éolienne et solaire par rapport à 2020 dès 2024.

Cependant, [les défis liés à l'intégration au réseau](#) au niveau de la distribution pourraient ralentir la croissance des capacités renouvelables dans certaines régions, comme on le constate dans les provinces de l'Est telles que le Hebei, le Shandong et le Henan. La saturation du réseau a poussé certains territoires à [restreindre l'approbation](#) de nouveaux projets renouvelables distribués tant que les améliorations du réseau ne sont pas achevées. De plus, la baisse des prix sur l'ensemble de la chaîne photovoltaïque, due à la forte concurrence et à la surcapacité industrielle, pourrait également freiner le rythme des installations, certains grands groupes solaires signalant déjà [une diminution de leurs bénéfices](#). De la même façon, les principaux fabricants chinois d'éoliennes ont [subi des pertes](#) malgré la chute des prix, alors même que la capacité nouvellement installée progresse.

Garantir une fourniture d'électricité suffisante lors des pics de demande estivaux et hivernaux demeure une priorité majeure pour le gouvernement. L'Administration nationale de l'énergie (NEA) prévoit un équilibre serré entre l'offre et la demande d'électricité pour l'hiver 2023/2024 dans certaines provinces, avec une pointe attendue de [140 GW](#) supérieure à celle de l'année précédente. Des politiques et des projets pilotes concernant la gestion des pics et l'intégration des énergies renouvelables variables (ERV) sont en cours de déploiement, et une [nouvelle mesure](#) impose désormais une réponse de la demande couvrant 3 à 5 % de la pointe de chaque province d'ici 2025.

Nouvelles mesures annoncées pour accélérer le développement des énergies renouvelables

Des politiques majeures ayant un impact sur le secteur de l'électricité ont été introduites en 2023. Le marché des Certificats d'Électricité Verte (GEC) devrait connaître un essor considérable à la suite [d'une annonce précisant](#) l'élargissement du dispositif à toutes les sources d'énergie renouvelable, faisant des GEC la seule certification pour la production et la consommation d'électricité verte, ainsi que l'unique preuve de ses attributs environnementaux. Certains projets renouvelables seront également autorisés à émettre des crédits carbone selon le dispositif China Certified Emission Reductions (CCER), dont la relance est imminente. Pour l'heure, le mode de gestion des chevauchements entre les deux dispositifs reste à clarifier afin d'éviter les doubles comptages. Enfin, même si la part de l'électricité échangée sur les marchés spot demeure limitée, des avancées sont constatées sur les marchés pilotes au niveau provincial, régional et interprovincial. En septembre, la NEA a publié la version définitive [des règles du marché spot](#), marquant ainsi la publication des premiers standards nationaux pour le développement des marchés spot.

Inde

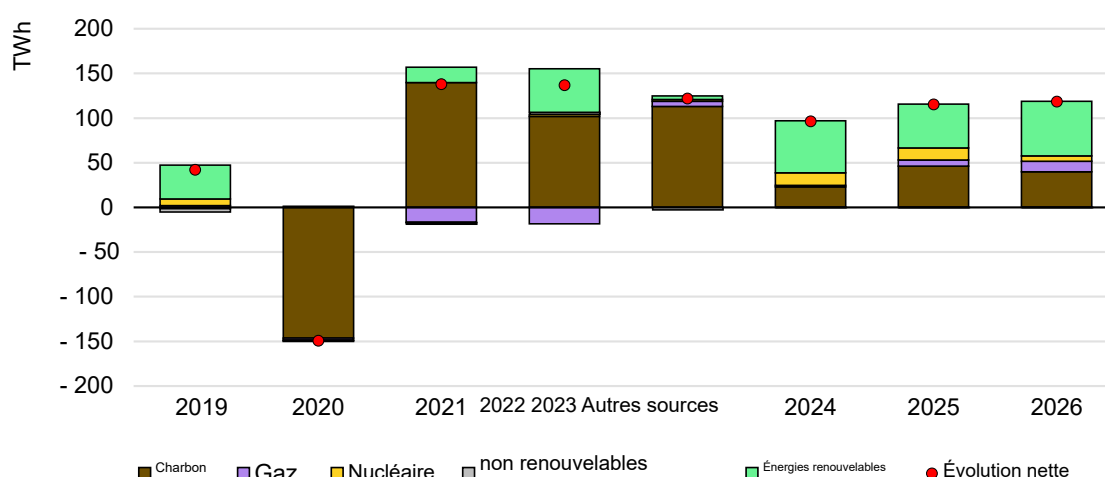
L'électricité produite à partir du charbon reste prédominante, mais la part des énergies renouvelables devrait atteindre 25 % en 2026

La capacité installée hors combustibles fossiles représentait près de 44 % de la capacité totale au troisième trimestre 2023, avec près de 21 GW de renouvelables ajoutés sur l'année. La production d'énergie renouvelable est restée stable, couvrant 21 % de l'électricité générée en 2023, la hausse du solaire et de l'éolien ayant compensé la baisse de l'hydroélectricité.

En 2023, la demande d'électricité en Inde a été fortement impactée par des conditions météorologiques inhabituelles. Le pays a connu son mois d'août le plus sec depuis plus d'un siècle, avec une envolée de la demande dépassant 240 GW le 1er septembre, liée aux besoins accrus en climatisation. Face à cette demande élevée et à la faible disponibilité de l'hydroélectricité, le gouvernement a demandé à tous les producteurs d'électricité, y compris les producteurs indépendants (IPP), de prolonger le [mandat de mélange](#) d'au moins 6 % de charbon importé avec du charbon local jusqu'en mars 2024 afin de garantir un approvisionnement continu.

La demande d'électricité a progressé de 7 % en 2023, et la croissance devrait se maintenir à environ 6,5 % en moyenne entre 2024 et 2026. Pour répondre à cette augmentation, le gouvernement estime qu'il faudra près de 80 GW de [capacité thermique supplémentaire](#) au cours de la prochaine décennie. La production issue du charbon dominera toujours, mais devrait passer de 74 % de la production totale en 2023 à 68 % en 2026. La part des énergies renouvelables dans la production d'électricité devrait quant à elle progresser de 21 % à 25 % d'ici 2026.

Évolution annuelle de la production d'électricité en Inde, 2019-2026



IEA. CC BY 4.0.

Remarques : Les autres sources non renouvelables incluent le pétrole, les déchets et d'autres énergies non renouvelables. Les chiffres pour 2024-2026 sont des prévisions.

L'hydroélectricité, le nucléaire, le stockage et l'amélioration de l'efficacité du réseau électrique occupent une place prioritaire dans la stratégie du gouvernement indien

L'Inde a enregistré une chute remarquable de 15 % de la production hydroélectrique en 2023 par rapport à l'année précédente, provoquant des pénuries et des coupures dans plusieurs régions du pays. Par exemple, l'État du Karnataka a connu des déficits d'électricité de l'ordre de 1 500 à 2 000 MW [en raison d'un manque de précipitations](#). Outre le développement de l'éolien et du solaire dans le pays, l'accent est également remis sur la création de grandes centrales hydroélectriques et nucléaires pour assurer la production de base et l'équilibre du réseau. Afin de relancer l'hydroélectricité, plus de 12 projets hydroélectriques (d'une capacité totale de 11,5 GW), attribués au secteur privé il y a 15 ans mais restés en suspens, ont été transférés en août 2023 à des entités publiques nationales sous l'autorité du ministère de l'Énergie, permettant ainsi la poursuite de leur réalisation.

Dans une étape majeure pour l'Inde, sa plus grande centrale nucléaire construite localement, le réacteur de l'Unité 3 de 700 MWe [Kakrapar](#), a été mise en service dans le Gujarat en juin 2023 et a atteint sa pleine capacité en août. Selon le calendrier des projets nationaux, la production d'énergie nucléaire devrait croître rapidement entre 2024 et 2026, avec environ 4 GW de nouvelles capacités qui entreront en service commercial pendant cette période. Actuellement, l'Inde exploite 23 réacteurs nucléaires qui fournissent environ 2 % de l'électricité du pays.

Nous prévoyons que la part de l'Inde dans la production d'énergies renouvelables variables (ERV), telles que l'éolien et le solaire photovoltaïque, atteindra 15 % d'ici 2026. Afin de garantir la sécurité de l'approvisionnement en électricité et une intégration optimale de ces énergies renouvelables, le gouvernement a annoncé plusieurs mesures pour encourager et développer les technologies de stockage d'énergie. Le Plan national de l'électricité (NEP), publié par la Central Electricity Authority (CEA) en mai 2023, estime à 16,1 GW les besoins en stockage d'énergie d'ici 2026-2027 (7,5 GW d'hydroélectricité par pompage et 8,7 GW de batteries). Dans cette optique, le ministère de l'Énergie a annoncé l'élaboration d'un cadre national pour la planification et la mise en place de systèmes de stockage d'énergie. Par la suite, un financement de l'écart de viabilité (VGF) a été officialisé pour des projets de systèmes de stockage d'énergie par batteries (BESS) totalisant 4 000 MWh. Dans le cadre d'un appel d'offres concurrentiel basé sur les tarifs, le [coût actuellement constaté pour le BESS](#) est de 10,18 INR/kWh (0,12 USD/kWh). Le dispositif VGF vise à faire baisser le coût moyen du BESS entre 5,5 et 6,6 INR/kWh (0,066 à 0,079 USD/kWh) d'ici 2030-2031. Pour favoriser le développement local de solutions de stockage longue durée à un tarif inférieur à celui du BESS, de nouvelles directives pour les projets d'hydroélectricité par pompage ont été publiées en avril, avec une exonération des frais de transmission interétats pour les chantiers attribués avant juin 2025.

L'énergie renouvelable décentralisée (DRE) reste actuellement très en deçà des objectifs fixés, mais devrait progresser grâce à l'introduction d'[obligations d'achat d'énergies renouvelables](#) (RPO) qui imposent à certains consommateurs de couvrir au moins 2,7 % de leur consommation totale.

la consommation provenant de la DRE d'ici 2026-2027. Des efforts sont également en cours pour améliorer l'efficacité et réduire l'empreinte carbone des centrales thermiques, avec près de 94 unités totalisant 65 GW fonctionnant grâce aux technologies supercritiques et ultra-supercritiques. Si plusieurs mesures avaient déjà permis de remplacer la production thermique par des énergies renouvelables, en 2023 le gouvernement a instauré des obligations minimales de production renouvelable (RGO) pour les centrales à charbon/lignite : 6 % d'ici 2026 et 10 % d'ici 2028. Cela signifie qu'un consommateur désigné, en l'occurrence une centrale à charbon ou lignite, devra compléter sa production fossile par un approvisionnement minimum en électricité renouvelable pour satisfaire à ces obligations. Cette exigence peut être remplie soit par la fourniture directe d'électricité renouvelable, soit par l'achat d'énergie verte, par exemple via un contrat d'achat d'électricité (PPA).

Les réseaux et la conception du marché de l'électricité sont au cœur des préoccupations pour soutenir la décarbonation

En 2023, l'Inde a révélé de nouveaux projets visant à renforcer le réseau de transport d'électricité entre les États, afin de faciliter l'intégration des énergies renouvelables. En octobre, [le Cabinet a validé](#) le projet de corridor vert (GEC) Phase II pour la transmission d'électricité entre États, destiné à accompagner 13 GW de projets d'énergies renouvelables au Ladakh, avec un soutien financier de l'État de 8,3 milliards INR (environ 100 millions USD). Pour dynamiser les échanges d'électricité avec les pays voisins, l'Inde prévoit aussi d'acheter [10 GW d'électricité au Népal](#) sur les 10 prochaines années, ce qui impliquera un renforcement des lignes électriques transfrontalières. Le marché des importations d'hydroélectricité depuis le Népal pourrait être renforcé grâce à une nouvelle disposition, annoncée en octobre dans le cadre des obligations d'achat d'énergies renouvelables, permettant de remplir ces obligations via des projets situés hors d'Inde. La Déclaration des dirigeants du G20 à New Delhi a souligné l'importance des interconnexions de réseaux électriques et de l'intégration des systèmes transfrontaliers. Outre le renforcement des liens régionaux avec les pays d'Asie du Sud, le gouvernement a aussi présenté, au second semestre 2023, des projets pour établir des interconnexions électriques avec [l'Arabie saoudite, les Émirats arabes unis et Singapour](#) dans le cadre de l'initiative « One Sun One World One Grid » (OSOWOG).

En 2023, le [nouveau code du réseau électrique](#) est entré en vigueur, accompagné d'une réglementation sur l'accès général au réseau. Ces mesures facilitent l'intégration des énergies renouvelables, assurent la fiabilité et la suffisance des réserves, soutiennent la puissance réactive et l'inertie, offrent aux acheteurs plus de flexibilité pour optimiser leurs coûts d'approvisionnement, et couvrent différents aspects de la planification, du pilotage et du suivi des performances.

Une feuille de route pour réformer le marché de l'électricité en Inde a été élaborée en 2023 par un groupe d'experts sous l'égide du ministère de l'Énergie, détaillant des mesures à court, moyen et long terme pour faciliter l'intégration des énergies renouvelables au réseau et optimiser les ressources de production électrique. La Commission centrale de régulation de l'électricité (CERC) a validé un plan permettant à l'Indian Energy Exchange Limited (IEX) de lancer des échanges sur un [marché au comptant à prix élevé pour le lendemain](#) (HP-DAM).

Un segment de marché distinct permettra [de valoriser la capacité électrique disponible](#) dont le coût de production est supérieur au plafond de 12 INR/unité (instauré en 2022 pour réguler les prix à la bourse), tout en fixant un prix maximum à 20 INR/unité. Le HP-DAM pourrait ainsi servir, par exemple, les centrales au gaz, celles alimentées par du charbon importé ou les systèmes de stockage par batterie. La CERC a également donné son accord pour que les plateformes d'échange d'électricité lancent le segment de marché des services auxiliaires de réserve tertiaire (TRAS) afin de maintenir la fréquence du réseau et d'intégrer une part croissante d'énergies renouvelables variables (VRE).

En juin 2023, l'Inde a dévoilé son [système d'échange de crédits carbone](#), qui vise à réduire les émissions de gaz à effet de serre des entités concernées en attribuant une valeur financière aux émissions via des certificats de crédits carbone. L'annonce présente une vue d'ensemble de la structure institutionnelle du dispositif, détaillant les rôles et responsabilités de chaque ministère et agence impliqués. Selon nos prévisions, l'intensité des émissions en Inde devrait s'améliorer, diminuant de 2,7 % par an entre 2024 et 2026. Le système d'échange de crédits carbone pourrait ainsi contribuer à atteindre les objectifs à long terme de réduction de l'intensité des émissions d'ici 2030.

Japon

La part du charbon dans la production d'électricité devrait reculer au profit du nucléaire et des énergies renouvelables

En 2023, la demande d'électricité au Japon a diminué de 3,7 % sur un an en raison de la hausse des tarifs et des efforts soutenus de sobriété énergétique. Les conditions météorologiques ont eu un impact contrasté sur la consommation : l'hiver 2023 a été nettement plus doux, avec 12 % de jours de chauffe (HDD) en moins qu'en 2022, ce qui a entraîné une baisse de la demande. À l'inverse, l'été a été plus chaud, avec 10 % de jours de climatisation (CDD) supplémentaires, ce qui a soutenu la demande pour le rafraîchissement des espaces. Le secteur manufacturier s'est contracté en 2023, selon les tendances de l'indice PMI, tandis que les services ont connu une croissance sur la même période.

La flambée des prix des matières premières énergétiques après l'invasion de l'Ukraine par la Russie a poussé les fournisseurs à augmenter leurs tarifs. En juin 2023, sept principaux fournisseurs ont relevé leurs tarifs réglementés pour les ménages d'environ 30 % par rapport aux niveaux précédents. Face à cette situation, le gouvernement japonais a accordé des subventions sur les factures d'électricité et de gaz en décembre 2022, puis a prolongé ce soutien jusqu'au printemps 2024.

Nous anticipons une croissance modérée de la demande d'électricité, avec un taux annuel moyen d'environ 0,5 % entre 2024 et 2026, portée par une reprise progressive du secteur manufacturier et l'adoption des véhicules électriques. En 2023, le Ministère de l'Économie, du Commerce et de l'Industrie (METI) a publié ses directives préliminaires concernant les bornes de recharge pour véhicules électriques,

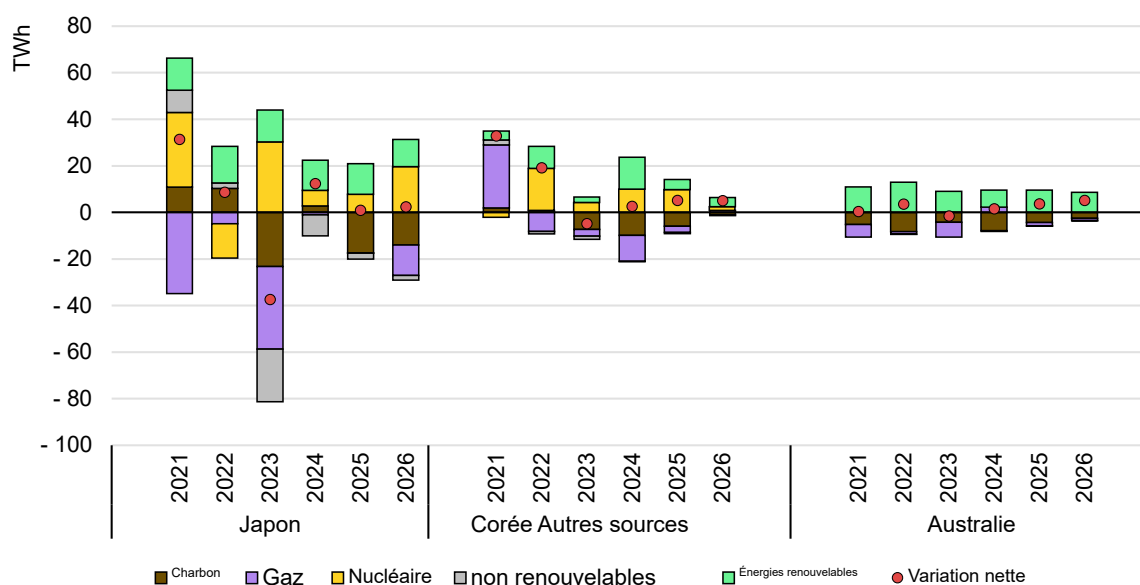
l'objectif d'installation a été relevé, et il a également été décidé d'accroître le soutien aux usines de semi-conducteurs dans le cadre du [programme GX \(Green Transformation\)](#), officiellement lancé en février 2023.

En 2023, le gaz et le charbon ont représenté deux tiers du mix de production électrique du Japon. La production nucléaire a bondi de 54 %, atteignant 8 % du total grâce à la remise en service de plusieurs réacteurs après des inspections régulières en 2022, notamment la relance des unités Takahama 1 et 2 en août et octobre 2023. Les renouvelables ont également poursuivi leur progression, affichant une hausse de 6 % pour une part totale de 24 %. Cette combinaison d'une production d'électricité à faible émission de carbone croissante et d'une demande en baisse a permis une réduction notable de 10,3 % des émissions totales sur un an en 2023.

Une hausse de la production nucléaire est prévue lorsque les [réacteurs Onagawa Unité 2](#) et [Shimane Unité 2](#) seront remis en service en 2024. Une croissance continue des énergies renouvelables, estimée à environ 5 % par an jusqu'en 2026, permettra de réduire la production d'électricité à base de charbon et de gaz d'environ 3 % et 2 % par an respectivement, et d'améliorer l'intensité des émissions de 4 % par an durant cette période. D'autres réacteurs pourraient également être redémarrés dans les années à venir, suite à une [annonce gouvernementale](#) en août 2022 visant à accélérer le redémarrage des centrales nucléaires. En décembre 2023, le régulateur [a levé l'interdiction d'exploitation](#) de la centrale nucléaire Kashiwazaki-Kariwa, détenue par TEPCO, à la suite de travaux de sécurisation. L'accord des collectivités locales est également requis avant tout redémarrage.

En 2024, le marché de capacité au Japon devrait entrer en fonctionnement, tandis que le marché d'équilibrage prévoit [d'introduire la négociation de nouveaux produits](#) dans le cadre de la réforme du système électrique. Par ailleurs, la première enchère dédiée à [l'investissement à long terme](#) dans les sources d'énergie décarbonées est prévue pour janvier 2024. Ces mesures visent à atténuer la tension sur l'offre du système électrique japonais, en garantissant une capacité et une flexibilité suffisantes.

Évolution annuelle de la production d'électricité au Japon, en Corée et en Australie, 2021-2026



IEA. CC BY 4.0.

Remarques : Les autres énergies non renouvelables incluent le pétrole, les déchets et d'autres sources d'énergie non renouvelables. Les chiffres pour 2024-2026 sont des prévisions.

Corée

Annnonce de nouveaux projets d'expansion et de renforcement de l'approvisionnement en électricité et du réseau de transport en Corée pour répondre à la demande croissante

La Corée a enregistré une baisse de 0,8 % de la demande d'électricité en 2023, principalement en raison d'un secteur industriel moins dynamique. Toutefois, on anticipe une croissance annuelle moyenne de la demande légèrement inférieure à 1 % pour la période 2024-2026. Le pic de consommation pour l'ensemble du réseau électrique a dépassé les 100 GW pour la [première fois de l'histoire](#) le 7 août, atteignant 100,8 GW.

En 2023, la capacité totale de production électrique du pays a augmenté de 7 GW, comprenant du nucléaire (1,4 GW), du charbon (1,1 GW), du gaz (2 GW) et des énergies renouvelables (3,8 GW). Pour 2024, des ajouts supplémentaires sont prévus : nucléaire (1,4 GW), charbon (1,1 GW), gaz (0,7 GW) et renouvelables (4,1 GW).

Le charbon reste la principale source d'électricité en Corée, représentant environ un tiers de la production totale en 2023. Cependant, la capacité des centrales à charbon devrait diminuer progressivement d'ici 2026, avec un projet de conversion de sept centrales à charbon en centrales à gaz, pour une capacité totale de 3,6 GW. La capacité nucléaire devrait passer d'environ 25 GW en 2022 à 29 GW en 2026, sans fermeture prévue de centrales nucléaires dans le plan actuel. La part des énergies renouvelables et du nucléaire continue de progresser, tandis que le charbon et le GNL reculent légèrement.

Sur l'ensemble de la période de prévision, la part du charbon devrait légèrement diminuer, passant de 32 % en 2023 à 29 % en 2026, tandis que celle du gaz reculerait de 29 % à environ 26 %. En comparaison, la part de l'énergie renouvelable dans la production d'électricité restera relativement modeste mais en hausse, passant de 8 % en 2023 à 11 % en 2026.

L'année 2023 a été marquée par de nombreuses annonces concernant des politiques et projets pour de nouvelles capacités de production, des lignes de transport majeures et des installations de postes électriques, dans le cadre du [10e Plan Fondamental](#) pour l'approvisionnement et la demande d'électricité à long terme (BPLE), dévoilé en janvier 2023. Le [10e plan d'extension des lignes et postes électriques](#) a été présenté en mai. Par ailleurs, en octobre, la Loi spéciale pour le développement du réseau électrique national [a été soumise](#) à l'Assemblée nationale afin de réduire les délais de construction des lignes électriques et d'accompagner l'extension du réseau, notamment via la création d'un nouveau réseau à longue distance, essentiel pour soutenir la compétitivité des industries de pointe. Selon les rapports, il est crucial d'agrandir le réseau pour répondre à la demande croissante d'électricité des usines de semi-conducteurs et pour intégrer l'énergie nucléaire et les énergies renouvelables dans le mix énergétique. Cette proposition de loi prévoit également d'inclure les énergies renouvelables variables (ERV) dans la procédure de choix des unités de production à exploiter, connue sous le nom de « procédure d'engagement des unités ». Les ERV seraient ainsi mobilisées selon leur ordre de mérite, c'est-à-dire priorisées en fonction de leur efficacité et de leur coût, en complément des autres sources d'énergie classiques. Le texte vise aussi la création d'un marché en temps réel, qui fournirait des signaux de prix pour toutes les technologies toutes les 15 minutes. La Korea Power Exchange (KPX) prévoit d'étendre ce nouveau modèle de marché à l'ensemble du pays d'ici fin 2025.

Enfin, la [Loi spéciale sur la promotion de l'énergie décentralisée](#) a été adoptée en juin 2023. Le gouvernement souhaite réduire la production centralisée d'électricité existante et porter la part de la production décentralisée dans le marché énergétique coréen à 30 % d'ici 2040. Pour atteindre cet objectif, plusieurs mesures seront mises en place, notamment le soutien des petits producteurs d'énergie renouvelable situés à proximité des centres de consommation, leur permettant ainsi de vendre directement leur électricité aux consommateurs.

Pour faire face à la crise énergétique, le gouvernement a instauré un plafonnement du prix marginal du système (SMP) sur le marché de l'électricité à partir de décembre 2022. Ce plafond n'a été atteint que durant quatre mois, de décembre 2022 à février 2023, ainsi qu'en avril 2023, car le SMP doit dépasser la limite pour que le mécanisme soit activé. Ce plafonnement des prix a pris fin en novembre 2023.

Australie

L'Australie-Méridionale a franchi un cap en dépassant les 75 % de production issue du solaire et de l'éolien

La demande d'électricité en Australie a reculé d'environ 0,7 % en 2023, notamment grâce à des hivers et des étés plus doux que l'année précédente. On prévoit une hausse moyenne de la demande de juste plus de 1 % par an entre 2024 et 2026, tirée principalement par les ménages et l'essor des véhicules électriques. L'efficacité énergétique devrait jouer un rôle croissant dans la maîtrise de la demande, avec plusieurs mesures lancées en 2023. Parmi les projets d'amélioration figurent de nouveaux investissements pour la rénovation énergétique des bâtiments commerciaux et des subventions gouvernementales destinées aux [petites et moyennes entreprises](#). Des consultations ont également débuté pour améliorer la performance énergétique des [écrans électroniques](#).

Dans les prochaines années, la majorité des nouvelles capacités installées devraient provenir des énergies renouvelables, les nouvelles centrales à gaz n'apportant qu'une faible part. Près de 6 GW de capacités renouvelables ont été installés en 2023, dont plus de 4 GW de panneaux solaires photovoltaïques et environ 1,5 GW d'éolien. Nous prévoyons un rythme d'installation similaire durant la période de prévision. Les capacités au charbon poursuivent leur déclin, la centrale de Liddell ayant fermé ses trois dernières unités (1 500 MW) en avril 2023. Plusieurs projets de batteries à grande échelle ont été raccordés au marché national de l'électricité en 2023, portant la capacité des batteries de stockage à près de 1,5 GW, soit plus que la capacité de l'hydroélectricité par pompage. Les batteries domestiques seraient quant à elles proches des 2 GW.

En 2023, la production totale issue des énergies renouvelables a représenté 35 % du mix électrique, principalement grâce au solaire (15 %), à l'éolien (12 %) et à l'hydroélectricité (6 %). Cette part devrait atteindre 43 % en 2026, dépassant pour la première fois celle du charbon, ce qui entraînera une diminution régulière de la production à partir des combustibles fossiles. Le charbon est passé de 49 % du mix en 2022 à 48 % en 2023, et devrait reculer à 41 % en 2026. La part du gaz a chuté à 16 % en 2023 et devrait descendre aux alentours de 15 % en 2026. Sur le marché régional de l'électricité d'Australie méridionale, la part de la production issue des énergies renouvelables variables a atteint 75 % en 2023, contre 71 % l'année précédente et environ 50 % en 2019.

Portée par la hausse des renouvelables et le recul du charbon, l'Australie a continué en 2023 de diminuer ses émissions totales (-5 %) et l'intensité de ses émissions (-4 %). On prévoit une baisse continue de l'intensité des émissions d'environ 5 % par an en moyenne jusqu'en 2026, tandis que les émissions globales du secteur de l'électricité devraient diminuer de 3 % par an en moyenne.

En décembre 2023, l'Australie a lancé les premiers appels d'offres dans [le programme d'investissement capacitance énergétique](#), mis en place fin 2022 pour stimuler l'investissement dans

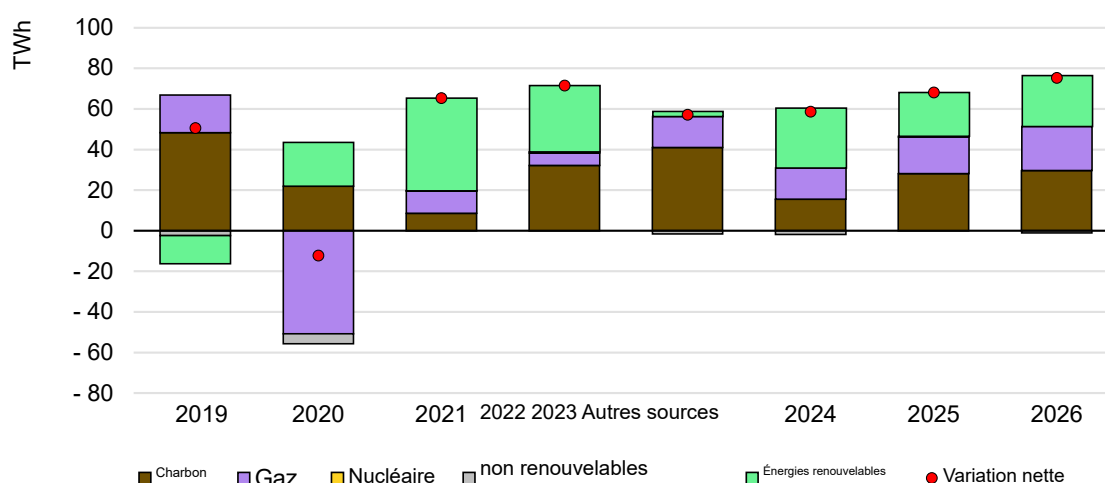
énergies renouvelables pilotables. Les objectifs de réduction des émissions pour le secteur électrique sont désormais inscrits dans la loi, avec l'ajout d'un objectif de baisse des émissions dans la Stratégie Nationale pour l'Électricité.

Asie du Sud-Est

Une forte croissance économique stimule la demande d'électricité de la région sur la période 2024-2026

En 2023, la demande d'électricité a progressé de 4,6 % en Asie du Sud-Est, un ralentissement par rapport aux 7 % de 2022, et inférieur à la moyenne de 6 % enregistrée entre 2015 et 2019 avant la pandémie. Selon les prévisions, la croissance de la demande devrait s'accélérer pour atteindre en moyenne 5,3 % entre 2024 et 2026, portée par un essor économique régional, l'expansion industrielle et l'augmentation de la consommation par foyer. L'Indonésie, principal consommateur d'électricité de la zone avec près de 30 % de part, sera le moteur de cette dynamique, avec une hausse annuelle moyenne attendue de 6,3 % entre 2024 et 2026.

Évolution annuelle de la production d'électricité en Asie du Sud-Est, 2019-2026



IEA. CC BY 4.0.

Remarques : Les autres énergies non renouvelables incluent le pétrole, les déchets et d'autres sources non renouvelables. Les chiffres pour 2024-2026 sont des estimations.

Environ 35 % de la demande supplémentaire d'ici 2026 devrait être couverte par la production à partir du charbon, 40 % par les énergies renouvelables et 25 % par le gaz naturel. La production à base de charbon a augmenté de 7,5 % en 2023 et devrait continuer à croître de 4 %, un rythme néanmoins inférieur à la moyenne de 11 % de 2015-2019. Celle issue du gaz a progressé de 4 % en 2023 et devrait grimper en moyenne de 5 % par an, nettement plus que la hausse de 1 % enregistrée entre 2015 et 2019, stimulée par l'arrivée de volumes supplémentaires de GNL à partir de 2025. Les énergies renouvelables devraient afficher un rythme de croissance moyen de

7 % d'ici 2026, mais leur part dans la production n'augmente que légèrement, passant de 26 % en 2023 à 28 % en 2026.

Les émissions liées à la production d'électricité devraient croître en moyenne de 4 % par an jusqu'en 2026. Avec une part élevée de production à partir de combustibles fossiles, qui devrait rester relativement stable, la région continuera d'afficher une intensité carbonique régulière autour de 600 g CO₂/kWh jusqu'en 2026.

Indonésie

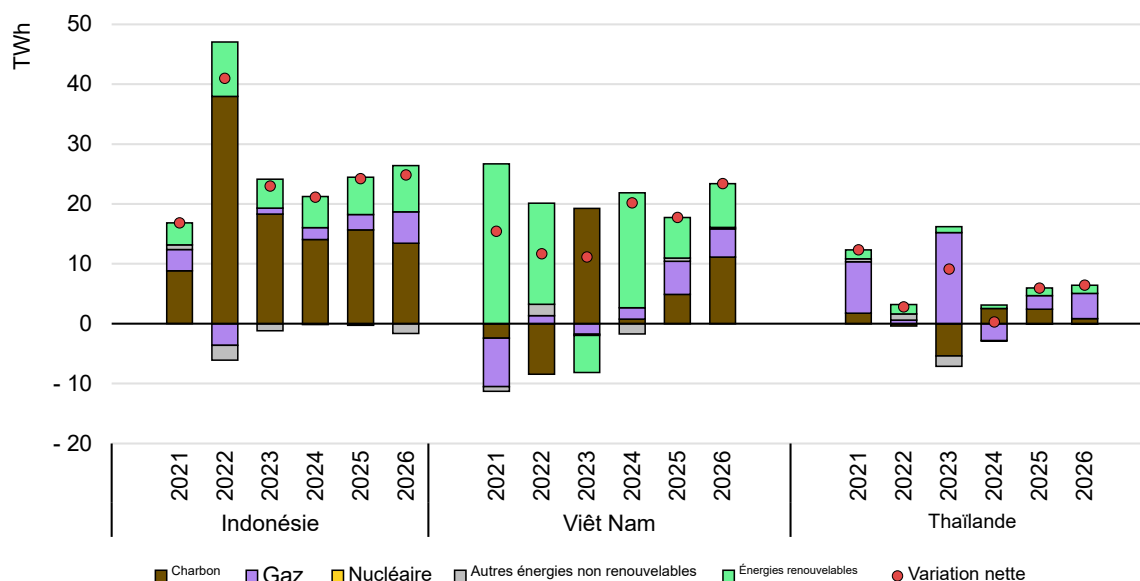
La part du charbon reste majoritaire, mais la croissance de l'électricité renouvelable devrait s'accélérer nettement d'ici 2026

En 2023, la part du charbon dans la production totale d'électricité en Indonésie a atteint 66 %, contre 65 % en 2022 et 61 % en 2021. La demande d'électricité a connu une hausse annuelle d'environ 7 %, principalement satisfaite par la production à base de charbon. L'électricité issue du gaz représentait 13 % du total, tandis que les technologies renouvelables constituaient 20 % du mix énergétique. Cela s'est traduit par une augmentation des émissions totales de 6,8 % en glissement annuel en 2023, avec une intensité carbone de la production atteignant 790 g CO₂/kWh. L'hydroélectricité, la géothermie et la biomasse représentent la quasi-totalité de l'électricité renouvelable, tandis que le solaire et l'éolien couvrent encore moins de 1 % de la production totale.

Au cours des prochaines années, la demande d'électricité devrait poursuivre sa progression régulière, avec une hausse d'environ 6 % entre 2024 et 2026, conformément aux prévisions d'une forte croissance économique nationale. Les énergies renouvelables devraient progresser de 8 % par an sur la période 2024-2026. La production à base de charbon et de gaz devrait augmenter respectivement de 5 % et 6 % au cours de cette période, tout en conservant une part stable dans le mix électrique.

Alors que les programmes actuels d'extension de la capacité de production prévoient encore le développement des technologies au gaz et au charbon jusqu'en 2030, le [Plan global d'investissement et de politique \(CIPP\)](#), publié fin novembre 2023 dans le cadre du [Partenariat pour une transition énergétique juste \(JETP\)](#), présente une trajectoire plus ambitieuse pour les technologies renouvelables dans le pays. Ce plan, qui dépend du soutien financier du Groupe international des partenaires (IPG) et de l'Alliance financière de Glasgow pour la neutralité carbone (GFANZ), définit une feuille de route pour décarboner le secteur électrique connecté au réseau d'ici 2050. Il prévoit une accélération du déploiement du solaire et de l'éolien, atteignant 7,3 GW d'installations d'ici 2025 et 72 GW d'ici 2030. Dans le scénario JETP, la demande d'électricité raccordée au réseau augmente de 6,4 % par an entre 2022 et 2030 et de 5,8 % entre 2022 et 2050.

Évolution annuelle de la production d'électricité en Indonésie, au Viêt Nam et en Thaïlande, 2021-2026



IEA. CC BY 4.0.

Remarques : Les autres sources non renouvelables incluent le pétrole, les déchets et d'autres énergies non renouvelables. Les chiffres pour 2024-2026 sont des valeurs prévisionnelles.

Viêt Nam

La forte croissance de la demande d'électricité jusqu'en 2026 devrait accompagner le dynamisme économique

En 2023, la demande d'électricité au Viêt Nam a augmenté de plus de 4 %, mais une hausse moyenne de 7 % est anticipée entre 2024 et 2026, portée par l'accélération de l'économie. Environ 2,7 GW de capacité renouvelable ont été ajoutés en 2023, répartis de manière équilibrée entre le solaire photovoltaïque et l'éolien. Cette dynamique devrait se poursuivre à un rythme similaire sur la période de prévision, soutenue par le [plan directeur de développement électrique du Viêt Nam](#), adopté en mai 2023. Ce plan vise à ce que les énergies renouvelables hors hydraulique représentent 20 % de la production nationale d'électricité d'ici 2030, avec pour objectif d'équiper la moitié des bureaux et foyers en [panneaux solaires en toiture](#), un levier majeur de cette transformation.

Les nouvelles installations renouvelables feront passer la part de l'électricité verte hors hydraulique de 16 % en 2023 à 19 % en 2026, frôlant ainsi l'objectif. Le gaz devrait voir sa part croître de 9 % à 11 %, tandis que le charbon se maintiendrait autour de 43 % sur la période 2024-2026, contre 46 % en 2023. Pour répondre à la demande, la production totale issue du gaz, du charbon et des renouvelables continuera d'augmenter jusqu'en 2026.

La croissance de la demande en 2023 a été principalement assurée par la production à base de charbon. On estime que la production d'énergies renouvelables a diminué d'environ 5 % sur un an, tombant à 44 % du mix électrique, en grande partie à cause d'une pénurie d'hydroélectricité due à la sécheresse. Cela a provoqué une crise énergétique en 2023, lorsque la pointe de consommation en juillet, aggravée par une vague de chaleur, n'a pas pu être couverte en raison du faible niveau d'eau dans plusieurs réservoirs hydroélectriques. On estime aussi que la production d'électricité à partir du gaz a baissé de 6 %.

En raison de sa forte dépendance à l'hydroélectricité nationale et de prix du gaz élevés, le Vietnam a dû augmenter considérablement la production d'électricité à partir du charbon en 2023, ce qui a entraîné une hausse de 11 % de l'intensité moyenne de CO₂ pour la production électrique. Ce niveau devrait diminuer de 6 % en 2024, avec le retour attendu de l'hydroélectricité et une augmentation de la production solaire et éolienne. L'interconnexion est considérée comme un levier essentiel pour stabiliser ces fluctuations.

Pendant la crise énergétique, le nord du Vietnam a subi des coupures de courant tournantes et des pannes soudaines, avec un déficit estimé entre demande et offre de 1,8 GW et un coût de 1,4 milliard USD. Durant cette période difficile, le Vietnam a reçu du soutien de la Chine, qui a repris les exportations d'électricité transfrontalières vers le pays pour la première fois depuis 2016. La configuration du réseau électrique vietnamien rend la région nord particulièrement vulnérable. D'après le Ministère de l'Industrie et du Commerce, le nord du Vietnam pourrait faire face en 2024 à une pénurie d'électricité allant jusqu'à 1,8 GW. Sur fond de forte croissance annuelle de la demande, le nord du Vietnam pourrait continuer à rencontrer des pénuries dans les années à venir.

En 2022, l'entreprise publique a enregistré une perte de 20,7 billions VND (874,5 millions USD) en raison de la hausse des coûts de production des combustibles. Au premier semestre 2023, les pertes ont dépassé 35,4 billions VND (1,46 milliard USD), selon un rapport du Ministère du Plan et de l'Investissement.

Thaïlande

Les préoccupations liées à la sécurité énergétique renforcent la volonté d'accroître la production nationale de gaz naturel pour soutenir la génération d'électricité à partir du gaz

La demande d'électricité en Thaïlande a progressé d'environ 3 % en 2023. La production issue du gaz naturel a augmenté de près de 13 %, tandis que celle issue du charbon a reculé de 14 %. Les énergies renouvelables ont, elles, connu une hausse de 3 %. Ainsi, l'intensité carbone du secteur électrique est passée de 470 g CO₂/kWh en 2022 à 452 g CO₂/kWh.

Soutenue par la croissance économique, la demande d'électricité en Thaïlande devrait augmenter en moyenne de 3 % par an entre 2024 et 2026. Cette hausse sera couverte par une offre accrue de charbon, de gaz et d'énergies renouvelables. Actuellement, le gaz représente environ 65 % du mix électrique, le charbon 18 % et les renouvelables 17 %. D'ici 2026, la

La part du charbon devrait augmenter de deux points de pourcentage, tandis que celle du gaz diminuerait d'autant, et les énergies renouvelables connaîtraient une légère progression. Cela se traduirait par une hausse des émissions et de l'intensité sur l'ensemble de la période de prévision.

La Thaïlande tire plus de 60 % de son électricité du gaz naturel et a augmenté ses importations pour répondre à la demande. La hausse récente des prix du GNL a suscité des inquiétudes quant à une nouvelle crise énergétique et gazière. Malgré cela, le gouvernement a décidé en septembre 2023 de [réduire le tarif de l'électricité](#) afin d'alléger le coût de la vie.

Un appel est lancé pour augmenter les réserves et la production des champs gaziers nationaux afin de renforcer la sécurité énergétique du pays. PTT Exploration & Production, contrôlée par l'État, [prévoit de doubler la production de gaz](#) sur le site d'Erawan, le plus grand du pays, pour atteindre 800 millions de pieds cubes par jour début 2024. Selon la Commission de Régulation de l'Énergie, le GNL importé représentait environ 29 % du gaz utilisé pour la production d'électricité en 2022, soit plus du double de la part en 2018.

Les ajouts aux 3,4 GW de solaire photovoltaïque et 1,5 GW d'éolien sont restés limités en 2022, tandis que la capacité solaire a progressé d'environ 400 MW en 2023. La principale source d'énergie renouvelable en Thaïlande est la bioénergie, qui représente plus de 50 % de la production d'électricité renouvelable. Pour atteindre l'objectif national de neutralité carbone, l'électricité renouvelable doit représenter 68 % de la production électrique d'ici 2040. D'ici 2026, la croissance sera principalement portée par le solaire photovoltaïque, avec une contribution de l'éolien.

Des tarifs d'achat sont proposés aux petits producteurs d'électricité dans certaines régions du pays, ainsi que des contrats d'achat d'électricité pour les projets à l'échelle commerciale, afin d'atteindre les quotas fixés pour les projets renouvelables. Toutefois, la Commission thaïlandaise de régulation de l'énergie a indiqué qu'il existe un [potentiel de croissance accélérée](#) du solaire en toiture si le gouvernement adopte des mesures incitatives pour favoriser l'investissement du secteur privé.

Le Plan de Développement de l'Électricité (PDP) de la Thaïlande est [habituellement actualisé ou révisé tous les quelques années](#), la dernière révision ayant été publiée en 2020 (Révision 1 du PDP 2018). La prochaine mise à jour reste en discussion afin de garantir l'équilibre entre le déploiement accéléré des renouvelables distribués et les mesures nécessaires pour une bonne intégration au réseau électrique.

Malaisie

La production d'électricité à partir de gaz devrait dépasser celle du charbon en 2026, tandis que l'hydroélectricité mènera la croissance des énergies renouvelables

En 2023, la demande d'électricité en Malaisie aurait progressé d'environ 3 % sur un an. Malgré un ralentissement de la croissance économique par rapport au pic de 2022 où le PIB dépassait 8 %, l'économie serait restée dynamique avec près de 4 % de croissance, soutenant ainsi la demande en électricité. L'achèvement de plusieurs [nouveaux](#)

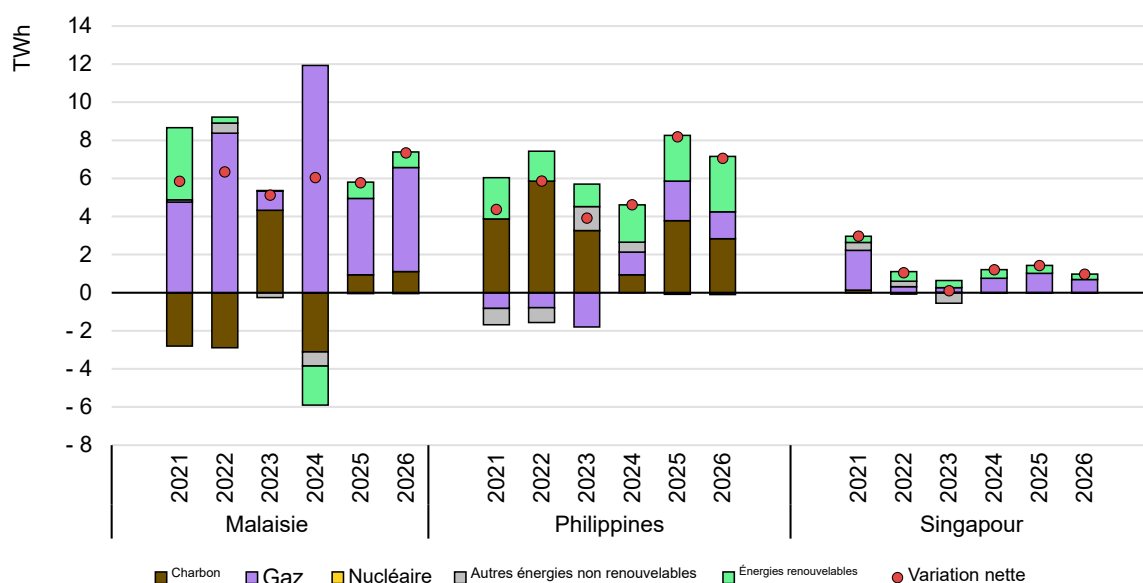
[Les usines de semi-conducteurs](#) et [les investissements dans les centres de données](#) prévus en 2024 devraient stimuler la demande d'électricité dans les années à venir. Nous anticipons une croissance annuelle moyenne de la demande d'électricité de 3,4 % jusqu'en 2026.

La production d'électricité à partir du charbon représentait environ 46 % du mix énergétique en Malaisie en 2023. Le [Plan national de transition énergétique \(NETR\)](#) vise à réduire la dépendance au charbon en augmentant la part du gaz et des énergies renouvelables. Selon nos prévisions, la croissance de la production à base de charbon devrait quasiment stagner d'ici 2026, tandis que la production à partir du gaz progressera régulièrement et dépassera celle du charbon la même année. Après une hausse de 1 % en 2023, l'intensité des émissions devrait diminuer en moyenne de 1,5 % par an entre 2024 et 2026, grâce à la baisse de l'utilisation du charbon. L'augmentation de la production d'électricité à partir de combustibles fossiles devrait entraîner une hausse des émissions totales du secteur de l'électricité d'environ 2 % par an en moyenne.

Le gouvernement malaisien a [fixé un nouvel objectif](#) d'atteindre 70 % d'énergies renouvelables dans le mix de production d'électricité d'ici 2050. Pour accélérer les investissements dans les énergies renouvelables, les mesures incluent l'augmentation du [tarif vert](#), [dix initiatives](#) du NETR et la suppression des obstacles à la croissance des renouvelables. De plus, [l'interdiction](#) d'exportation d'énergie renouvelable a été levée en 2023 pour encourager l'investissement local dans les ressources renouvelables.

La Malaisie accélère l'électrification de son secteur des transports et renforce sa coopération avec les pays voisins dans le cadre de la feuille de route nationale pour la transition énergétique. Tenaga Nasional Berhad, le principal fournisseur d'électricité du pays, collabore avec [divers partenaires](#) pour développer des parcs solaires à grande échelle de 500 MW (LSSP), 2,5 GW de centrales hybrides hydro-solaires flottantes (HHFS), ainsi que des projets de co-combustion hydrogène et ammoniac afin de diversifier son portefeuille énergétique et progresser vers la neutralité carbone d'ici 2050.

Évolution annuelle de la production d'électricité en Malaisie, aux Philippines et à Singapour, 2021-2026



IEA. CC BY 4.0.

Remarques : Les autres sources non renouvelables incluent le pétrole, les déchets et d'autres énergies non renouvelables. Les données pour 2024-2026 sont des prévisions.

Philippines

La forte croissance économique stimule la production d'électricité issue du charbon pour répondre à la demande élevée

La croissance du PIB aux Philippines est [estimée à 5,3 % en 2023](#), malgré les défis macroéconomiques mondiaux et une inflation importante. Cette progression s'explique en grande partie par la consommation des ménages et les investissements publics dans les infrastructures et les services sociaux. Par conséquent, la demande d'électricité a progressé d'environ 4 % en 2023 et devrait croître en moyenne de 6 % par an entre 2024 et 2026, portée par une activité économique soutenue.

En 2023, la production d'électricité à base de charbon a augmenté d'environ 5 % et devrait continuer à croître à un rythme moyen de 3,4 % par an de 2024 à 2026. La part du charbon dans le mix électrique devrait diminuer progressivement, passant de 61 % en 2023 à 58 % en 2026. Malgré certains efforts pour réduire l'utilisation du charbon, dont le [moratoire sur les nouvelles centrales à charbon](#) en vigueur depuis 2020 et la signature de la [sortie du charbon à la COP26](#), le pays se classe sixième au monde en 2022 pour les nouvelles capacités au charbon. La production continuera d'augmenter sur la période analysée, avec près de [3.5 GW de capacités](#) en cours de construction. Néanmoins, les ajouts de capacité devraient diminuer à l'avenir, de nouveaux projets n'étant plus prévus. À mesure que la production électrique issue du charbon augmente, les émissions totales devraient croître d'environ 4 % par an sur 2024-2026.

L'intensité des émissions diminue de 1,5 % par an, à mesure que la part du charbon recule au profit des énergies renouvelables et de la production électrique à partir de gaz naturel.

Selon les prévisions, la production à partir de gaz naturel devrait augmenter en moyenne de près de 9 % entre 2024 et 2026, ce qui entraînera une légère hausse de sa part dans le mix électrique, passant de 14 % en 2023 à 15 % en 2026. Diverses initiatives sont mises en œuvre aux Philippines pour encourager l'utilisation du gaz naturel comme énergie de transition, notamment le [projet de loi](#) sur le développement de l'industrie gazière aval, qui offrirait des incitations fiscales au secteur, ainsi qu'un [projet de circulaire](#) précisant le cadre réglementaire pour le développement des installations de production sur le réseau de Luçon.

Les Philippines visent [35 % d'énergies renouvelables](#) dans leur bouquet électrique d'ici 2030. En 2023, cette part avoisinait 23 %, et elle devrait croître en moyenne de près de 8 % par an entre 2024 et 2026, atteignant ainsi 25 % sur cette période. Cette progression est principalement portée par le solaire et l'éolien, dont la part dans le mix électrique plus que double, passant de 3 % en 2023 à 7 % en 2026. Plusieurs dispositifs soutiennent cette dynamique, comme le [Programme d'option énergie verte](#), qui permet aux consommateurs possédant une capacité et un comptage suffisants d'acheter directement de l'électricité renouvelable, ou encore la [possibilité d'une propriété étrangère à 100 %](#) des actifs renouvelables depuis décembre 2022.

Singapour

Des avancées majeures ont été réalisées dans l'approbation des projets d'interconnexion régionale prévus

La demande d'électricité à Singapour a augmenté de moins de 0,5 % en 2023, contre 2 % en 2022. Entre 2024 et 2026, nous prévoyons une hausse moyenne de 2 %, en adéquation avec la croissance économique. Les véhicules électriques représenteront une part croissante de la nouvelle demande d'électricité, le pays ayant pour objectif d'abandonner l'achat de véhicules à combustion d'ici 2030.

En 2023, le gaz naturel comptait pour environ 93 % de la production électrique de Singapour, et sa part devrait diminuer à 92 % dans les prochaines années à mesure que les sources propres progressent, malgré une croissance annuelle moyenne de 1,5 % de la production à partir du gaz. La part des énergies renouvelables devrait atteindre 6 % du mix de production en 2025, principalement grâce au solaire photovoltaïque et à la biomasse. La production solaire photovoltaïque devrait enregistrer une croissance annuelle moyenne de près de 15 % entre 2024 et 2026, portée par l'ajout continu de capacités. De nouvelles installations au gaz sont également en construction, avec le lancement des travaux en juillet 2023 d'une centrale à turbine gaz à cycle combiné de 600 MW sur l'île de Jurong, dont l'achèvement est prévu au premier semestre 2026. L'installation fonctionnera d'abord exclusivement au gaz naturel, mais elle est conçue pour pouvoir co-combustionner jusqu'à 30 % d'hydrogène et pourra être convertie pour fonctionner entièrement à l'hydrogène.

L'intensité des émissions de Singapour a reculé de 2,2 % en 2023, soutenue par la progression des énergies renouvelables et la baisse de la production à base de pétrole, qui avait fortement augmenté en 2022 à cause de la flambée des prix du gaz. Nous prévoyons que cette tendance à la baisse se poursuivra sur la période de prévision, à un rythme d'environ 0,7 % par an.

En 2023, l'Agence de l'énergie de Singapour (EMA) a annoncé l'approbation conditionnelle de plusieurs projets d'interconnexion dans le cadre d'un [appel à projets lancé en 2021](#), visant à importer jusqu'à 4 GW d'électricité bas-carbone d'ici 2035. Parmi ces initiatives figurent des projets représentant [2 GW en provenance d'Indonésie](#), prévus pour être réalisés dans les cinq prochaines années, [1 GW du Cambodge](#) et encore [1,2 GW du Viet Nam](#), soit plus de la moitié de la demande de pointe actuelle de Singapour. Ces grands projets d'intégration régionale s'appuient sur le succès du projet existant d'intégration énergétique Laos-Thaïlande-Malaisie-Singapour (100 MW), qui permet à Singapour d'importer de l'hydroélectricité depuis le Laos via la Thaïlande et la Malaisie, opérationnel depuis 2022.

En raison de la forte dépendance au gaz naturel, les prix de l'électricité à Singapour ont [connu une volatilité marquée](#) à cause de la hausse des prix mondiaux des combustibles et des perturbations de l'approvisionnement en gaz. Parmi les mesures prises, comme la mise en place d'une installation de GNL de secours et un plafonnement temporaire des prix, le ministre du Commerce et de l'Industrie de Singapour a annoncé en octobre 2023 la création d'une entité chargée de [gérer l'achat centralisé](#) du gaz destiné au secteur électrique ; l'EMA prévoit sa mise en place en 2024.

Amériques

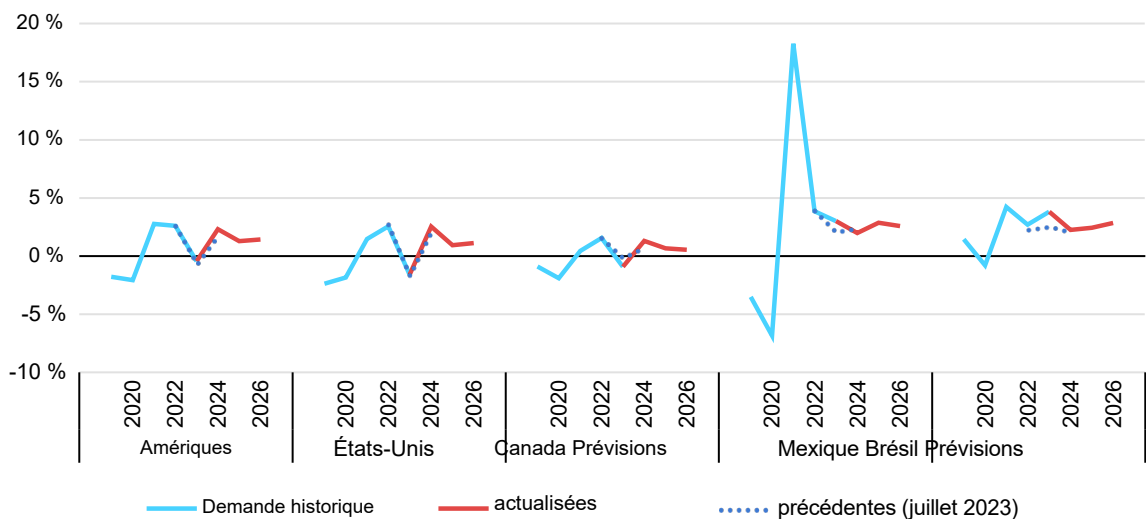
La forte croissance des énergies renouvelables relègue progressivement la production à base de combustibles fossiles

La demande d'électricité aurait diminué de 0,4 % en 2023, principalement en raison d'une baisse de la consommation aux États-Unis, attribuée à des conditions météorologiques plus douces. À l'inverse, le Brésil et le Mexique ont enregistré une croissance soutenue de la demande. Entre 2024 et 2026, on prévoit une hausse annuelle moyenne de la demande d'électricité de 1,7 % dans la région.

La production d'électricité renouvelable devrait augmenter de 7 % par an en moyenne sur la période analysée. Cette progression des renouvelables compensera largement la croissance supplémentaire de la demande et réduira la part de l'électricité produite à partir du charbon, qui devrait reculer en moyenne de 10 % entre 2024 et 2026. Les États-Unis restent au cœur de ces évolutions, produisant et consommant près des deux tiers de l'électricité générée sur le continent américain.

Grâce à la forte progression des renouvelables, la part des énergies fossiles dans la production d'électricité devrait passer de 50 % en 2022 à 44 % en 2026. Les émissions associées à la production d'électricité en Amérique devraient diminuer en moyenne de 4 % par an sur la période, et leur intensité descendra à 235 g CO₂/kWh en 2026, contre 280 g CO₂/kWh en 2023.

Variation annuelle en pourcentage de la demande d'électricité, Amériques, 2019-2026



AIE. CC BY 4.0.

États-Unis

Des conditions météorologiques plus clémentes ont entraîné une baisse de la demande d'électricité en 2023, mais la croissance repart à la hausse avec l'accélération de l'électrification jusqu'en 2026

Malgré la croissance de l'économie américaine à un rythme annualisé supérieur à 3 % sur les trois premiers trimestres de 2023, dont 4,9 % au troisième trimestre, la demande d'électricité a diminué de 1,6 % sur l'année, alors qu'elle avait progressé de 2,6 % en 2022. Cette baisse s'explique principalement par une météo plus clémente dans de nombreuses régions du pays, aussi bien en été qu'en hiver, limitant ainsi les besoins de chauffage et de climatisation. Par ailleurs, l'activité manufacturière a reculé malgré la croissance globale, sous l'effet d'une réduction des stocks, de grèves dans l'industrie automobile et de pressions inflationnistes. Le nombre de degrés-jours de chauffage (HDD) au premier trimestre, période généralement la plus gourmande en chauffage, a été de plus de 10 % inférieur à celui de 2022, avec des régions du Nord-Est et du Midwest particulièrement en dessous de la moyenne. Au troisième trimestre, les degrés-jours de refroidissement (CDD) lors des pics de demande de climatisation étaient inférieurs de 1,5 % au niveau observé en 2022.

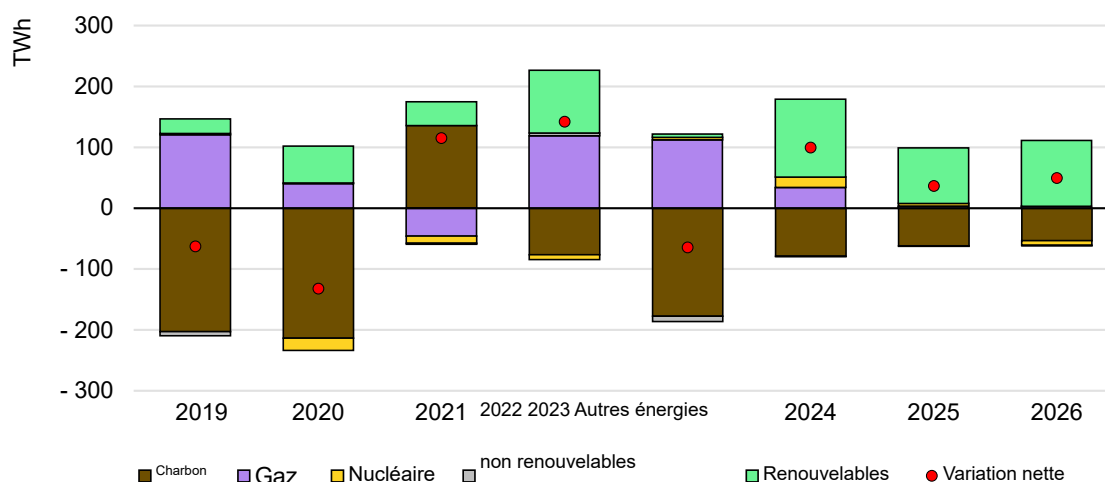
Entre 2024 et 2026, nous anticipons un retour à la croissance de la demande d'électricité, avec une hausse moyenne de 1,5 % par an, portée par une reprise de l'activité manufacturière et l'électrification accrue des secteurs des transports et du bâtiment. Près d'un tiers de cette demande supplémentaire à l'horizon 2026 devrait provenir uniquement du secteur des centres de données, en pleine expansion. Les projets soutenus par l'Inflation Reduction Act (IRA) de 2022 et la Loi bipartite sur les infrastructures (BIL), à travers des dispositifs financiers spécifiques, des subventions, des crédits d'impôt, des garanties de prêts et d'autres incitations, devraient s'accélérer au fil de la période de prévision. Ces mesures permettent aux ménages et aux entreprises de valoriser les crédits d'impôt, prêts et remises de l'IRA pour l'installation de pompes à chaleur, chauffe-eau et autres appareils électriques à haut rendement énergétique. En septembre 2023, les gouverneurs de 25 États, réunis au sein de l'U.S. Climate Alliance, ainsi que l'administration Biden, ont annoncé leur intention de quadrupler le nombre de pompes à chaleur dans les foyers américains d'ici 2030, passant de 4,7 millions à 20 millions.

L'IRA et la BIL ont permis d'importants investissements dans le secteur de l'énergie, avec 110 milliards USD consacrés à la fabrication d'équipements pour l'énergie propre, dont plus de 70 milliards USD pour la chaîne d'approvisionnement des véhicules électriques (VE) à la date d'août 2023. De plus, 125 milliards USD supplémentaires ont été attribués à des projets de production d'énergie propre. En novembre 2023, la BIL avait accordé un financement à 44 000 projets d'infrastructure majeurs à travers les 50 États, incluant des investissements dans la fiabilité et la résilience du réseau électrique. L'IRA a également lancé le programme de Réinvestissement dans les Infrastructures Énergétiques (EIR) (section 1706), qui garantit des prêts pour des projets visant à moderniser, rénover, reconvertir ou remplacer des infrastructures énergétiques, ou à améliorer l'efficacité des infrastructures existantes.

Le gaz progresse au détriment du charbon, tandis que la production renouvelable reste inférieure à la moyenne en 2023

La production d'électricité à partir de gaz a augmenté de 6,4 % en 2023, contre 7,3 % en 2022, profitant de la chute des prix. Les tarifs du gaz ont fortement baissé au Henry Hub en 2023, passant d'environ 6 USD/MBtu en 2022 (leur plus haut niveau depuis 2008) à un minimum de 2,15 USD/MBtu en mai 2023, grâce à la hausse de la production nationale et à une météo clémente. Cette augmentation de la production à partir de gaz s'est faite principalement au détriment de [centrales à charbon électriques](#), dont la production a reculé de 7,7 % en 2022 et de 19 % en 2023, la baisse du coût du gaz ayant favorisé le changement de combustible. Le facteur de charge des centrales à charbon est passé de 52 % à 42 % sur la période, tandis que celui des centrales à cycle combiné gaz est monté de 55 % à 59 %. De plus, environ 30 GW de capacité au charbon ont été retirés depuis début 2022, en raison du vieillissement du parc (âge moyen de 43 ans) et du renforcement des réglementations environnementales fédérales et locales. En 2023, la part du gaz dans le mix électrique a atteint un record de 42 %, alors que celle du charbon a diminué à 17 %. Cette évolution prolonge les tendances de long terme, le gaz et le charbon représentant respectivement 24 % et 40 % en 2011.

Évolution annuelle de la production électrique aux États-Unis, 2019-2026



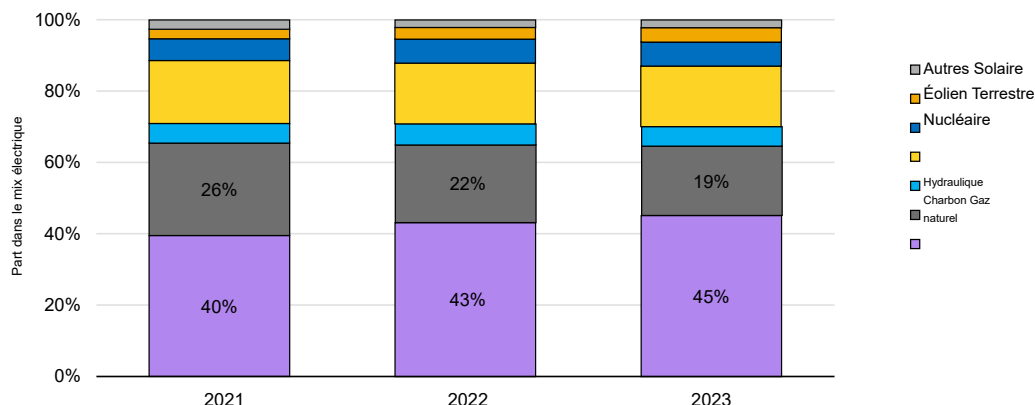
AIE. CC BY 4.0.

Remarques : Les autres sources non renouvelables incluent le pétrole, les déchets et d'autres énergies non renouvelables. Les chiffres pour 2024-2026 sont des prévisions.

La croissance de la production renouvelable a été freinée par des conditions météorologiques défavorables, surtout pour l'éolien, malgré de nombreuses nouvelles installations. La production éolienne est restée quasiment stable en 2023 par rapport à 2022, bien que la capacité ait augmenté d'environ 8 GW. Par ailleurs, la production des centrales hydroélectriques a chuté de 4,4 % en raison d'une fonte des neiges printanière rapide, provoquée par des températures record dans le nord-ouest, impactant une région qui assure près de 50 % de l'hydroélectricité américaine.

La production photovoltaïque solaire a progressé de 16 %, portée par de nouvelles installations aussi bien à grande échelle (26 GW) qu'en production décentralisée (8 GW).

Part de la production d'électricité aux États-Unis en juillet et août, 2021-2023



IEA. CC BY 4.0.

Source : Analyse de l'AIE basée sur les données officielles des autorités nationales et de régulation.

La production nucléaire a légèrement augmenté avec la mise en service commerciale de l'unité 3 de la centrale de Vogtle en juillet 2023, dix ans après le début des travaux. L'unité 4 devrait suivre en 2024. Utah Municipal et NuScale Power ont convenu d'[annuler leur projet de petit réacteur modulaire \(SMR\)](#) prévu dans l'Idaho, faute d'avoir atteint le seuil de souscriptions de 80 % de la production du projet.

La production solaire photovoltaïque et éolienne devrait dépasser celle du charbon en 2024, marquant une étape clé

Les nouvelles installations éoliennes et solaires devraient permettre une hausse d'environ 10 % par an de la production d'énergie renouvelable entre 2024 et 2026. Néanmoins, des difficultés de financement et des perturbations dans la chaîne d'approvisionnement entraînent des retards et des annulations de certains projets, notamment dans l'éolien en mer. La production solaire et éolienne devrait dépasser celle du charbon dès 2024. L'extraction de charbon devrait chuter d'environ 10 % par an sur la période 2024-2026, les fermetures d'unités se poursuivant, mais à un rythme plus lent qu'en 2022-2023. La production de gaz restera globalement stable : les nouvelles capacités viendront remplacer les unités retirées, et les prix du gaz modérés permettront à la production au gaz de rester compétitive face au charbon. Avec la progression des renouvelables et le recul du charbon, les émissions totales du secteur électrique et leur intensité devraient diminuer respectivement de 4 % et 5 % par an entre 2023 et 2026.

Questions de fiabilité pour l'hiver

Une grande partie des États-Unis est exposée à un [risque accru](#) de pénurie d'électricité pendant les pics hivernaux, selon la North American Electric

La Corporation de Fiabilité (NERC), alors que les marges de réserve ont diminué dans de nombreuses zones. Un nouvel épisode de vagues de froid prolongées, à l'image de la tempête hivernale Uri dans les États centre-sud en février 2021 et d'Elliott en décembre 2022, qui ont entraîné d'importantes coupures de charge, risque de réduire la production à partir du gaz et de perturber l'approvisionnement en combustible, en particulier là où les installations ne sont pas conçues pour de telles conditions. Les prévisions de demande deviennent alors très incertaines et complexes, et sous-estimer la demande est identifié comme un risque pour la fiabilité. Des événements d'envergure comme Elliott pourraient également limiter les transferts entre régions voisines.

Canada

La demande d'électricité retrouve une dynamique de croissance sur la période 2024-2026, portée par une hausse de la production à partir du gaz pour compenser le recul du nucléaire

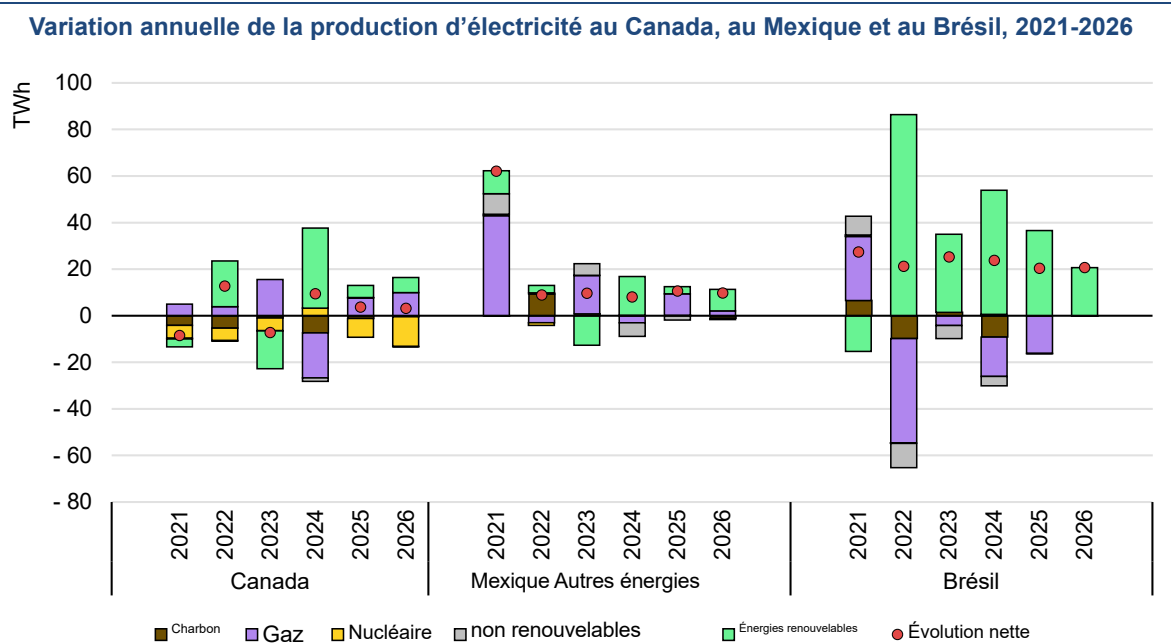
Au Canada, la douceur hivernale a compensé un été chaud et sec, entraînant une baisse de la demande d'électricité de 1 % en 2023. On prévoit que la demande augmentera d'environ 1 % par an au cours des trois prochaines années.

La production hydroélectrique, qui représente plus de la moitié de l'approvisionnement en électricité du pays, a diminué d'environ 7 % en raison d'une fonte des neiges réduite liée à la douceur de l'hiver. Cela a conduit le Canada à [réduire ses exportations d'électricité vers les États-Unis](#) de près de 15 % pour le Québec et 30 % pour la Colombie-Britannique au cours du premier semestre de l'année.

La production nucléaire devrait augmenter d'environ 4 % en 2024, puis reculer de 10 % en 2025 et 16 % en 2026, alors que plusieurs réacteurs seront mis hors service pour les travaux de rénovation en cours aux centrales [Bruce](#) (6,2 GW) et [Darlington](#) (3,5 GW). Chaque unité sera arrêtée pendant environ trois ans pour les travaux, ce qui prolongera leur durée de vie de 30 ans. La centrale de [Pickering](#) (3,1 GW) prévoit la fermeture des unités 1 et 4 à l'expiration de leur licence à la fin 2024. Toutefois, le gouvernement provincial de l'Ontario a annoncé son intention de demander une [extension jusqu'en 2026](#) pour les unités 5 à 8, en raison de marges de réserve limitées.

La baisse de la production nucléaire sera compensée par une combinaison d'électricité issue du gaz et des énergies renouvelables. Par conséquent, les émissions totales liées à la production d'électricité devraient augmenter de 6 % sur la période 2025-2026. En août, [les travaux ont démarré](#) sur une station de conversion de 1 250 MW pour la [ligne de transport Champlain Hudson Power Express](#) qui acheminera l'électricité du Québec vers New York. Sa mise en service est prévue pour 2026.

En novembre, le gouvernement du Premier ministre Trudeau [a exempté le mazout domestique](#) du programme fédéral de taxe carbone (actuellement 65 CAD/t CO₂) pour les trois prochaines années, en partie à cause du récent doublement du prix du pétrole. Cette mesure s'accompagne d'incitations supplémentaires pour passer du chauffage au mazout aux pompes à chaleur électriques.



AIE. CC BY 4.0.

Remarques : Les autres énergies non renouvelables incluent le pétrole, les déchets et d'autres sources d'énergie non renouvelables. Les données pour 2024-2026 sont des prévisions.

Mexique

La production hydroélectrique a atteint un niveau historiquement bas en 2023 à cause de la sécheresse, entraînant une hausse de la production à partir du pétrole et du gaz

En 2023, la demande d'électricité dans le pays a augmenté de 3 % sur un an, suivant de près la croissance économique moyenne de [3,2 %](#). Le dynamisme du secteur industriel, des services et de l'agriculture a contribué à stimuler la demande d'électricité. Nous prévoyons une croissance stable de la demande électrique de 2,5 % pour la période 2024-2026. Ce rythme annuel est moins élevé que celui observé les deux dernières années, période de reprise après la pandémie de Covid-19, mais il restera étroitement lié à l'activité économique du pays.

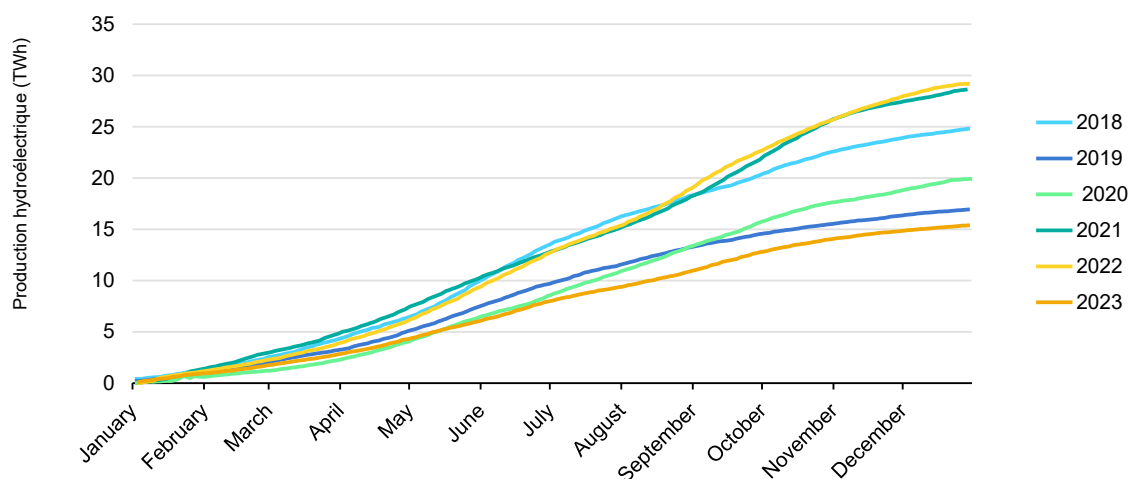
La demande d'électricité et la croissance économique seront soutenues par une exigence de contenu régional plus élevé dans la fabrication des produits commercialisés localement (règles de contenu régional) dans le cadre de l'Accord États-Unis-Mexique-Canada (AEUMC), ainsi que par la relocalisation de la production. La relocalisation consiste à rapprocher une partie de la fabrication du consommateur final, ce qui

réduction des coûts et des difficultés logistiques. L'effet du nearshoring [devrait se faire sentir progressivement](#) au fil des prochaines années, entraînant une hausse régulière de la demande d'électricité sur la période de prévision.

L'hydroélectricité représente environ 40 % de l'offre d'énergie renouvelable du Mexique et constitue une source essentielle de production pendant les fortes chaleurs estivales, tout en assurant flexibilité et secours lorsque d'autres moyens de production sont perturbés. Toutefois, les sécheresses persistantes de ces dernières années ont limité sa disponibilité. À l'été 2023, une alerte opérationnelle a été lancée en raison d'un faible niveau de réserves (sous 6 %), mais le CENACE, l'ISO national, a par la suite [précisé](#) que l'approvisionnement électrique n'était pas menacé. Cette situation s'explique par une montée soudaine de la demande de pointe — 9 % supérieure à celle enregistrée en 2022 (52,9 GW) — et par une faible disponibilité hydraulique.

Malgré une demande d'électricité en hausse, la production hydraulique cumulée annuelle en 2023 était de plus de 40 % inférieure à celle de 2022 et 2021, et 9 % en dessous de celle de 2019, année où la production hydroélectrique a été la plus faible de l'histoire récente. Les solutions de remplacement pour compenser cette baisse impliquent des sources de combustibles plus coûteuses, comme le gaz naturel majoritairement importé, le diesel ou le fioul, ce qui pourrait à terme faire grimper les coûts de production de l'électricité.

Production hydroélectrique annuelle cumulée au Mexique, 2018-2023



IEA. CC BY 4.0.

Source : Analyse de l'AIE basée sur les données du [Sistema de Información de Mercado](#).

En 2023, l'intensité des émissions du secteur électrique a augmenté d'environ 4 % sur un an, atteignant 446 g CO₂/kWh en raison d'une production hydroélectrique plus faible. Une hausse de la production à partir du gaz naturel, du nucléaire, du solaire et de l'éolien a permis de compenser cette baisse. Le développement du solaire et de l'éolien au Mexique devrait cependant rester limité

concernant les projets déjà attribués aux enchères, mais suspendus en 2019. Leur mise en œuvre permettra de faire grimper la part du solaire et de l'éolien dans la production totale d'électricité de 10 % en 2023 à 13 % en 2026.

Avec la montée en puissance de l'électricité solaire et éolienne, la production issue du gaz naturel passera de 59 % à 57 % et la part du charbon reculera de 7 % à 6 %. Ensemble, ces évolutions permettront de réduire l'intensité des émissions du secteur électrique d'environ 3 % par an sur la période 2024-2026.

Brésil

En 2026, la production combinée du solaire et de l'éolien bondira de 50 %, tandis que de nouvelles lignes de transport d'électricité transformeront le paysage énergétique.

La demande d'électricité au Brésil a augmenté d'environ 4 % en 2023, contre 2,7 % en 2022, reflétant surtout une activité économique dynamique et une consommation accrue dans le secteur des bâtiments. La plus forte progression absolue en 2023 a été observée dans le [sous-système nord](#), en raison de températures moyennes plus élevées et d'un meilleur accès à l'électricité. À noter : le 13 novembre 2023, le réseau interconnecté du pays a atteint une demande instantanée record de plus de 100 GW. Ce jour-là, une vague de chaleur a fortement augmenté les besoins de climatisation, notamment dans le sous-système Sud-Est/Centre-Ouest, qui a lui-même atteint un pic historique (61 GW).

Les facteurs de charge de l'hydroélectricité au Brésil sont passés d'une moyenne de 56 % entre 1990 et 2021 à 42 % sur la période 2017-2020, pour atteindre le niveau historiquement bas de 38 % en 2021, le plus faible depuis au moins 1990. Les graves sécheresses de 2021 ont entraîné des pénuries d'eau et des coupures d'électricité. En 2022, la production hydroélectrique a rebondi, progressant de 17 % sur un an, avec un facteur de charge moyen de 44 %. En 2023, ce facteur est resté autour de 44 %, avec une hausse de la production de 1 %. Parallèlement, la production à partir du gaz a diminué de 10 %, tandis que celle issue du charbon a augmenté de 10 %.

On prévoit que la demande d'électricité au Brésil augmentera en moyenne de 2,5 % par an entre 2024 et 2026, contre 2,2 % sur la période 2018-2023. Cette croissance est soutenue par le dynamisme économique continu et une consommation résidentielle en hausse. Le programme d'électrification rurale Luz Para Todos (La lumière pour tous), qui a déjà bénéficié à plus de 18 millions de personnes depuis sa création, [a célébré ses 20 ans](#) en novembre 2023. D'ici 2026, jusqu'à 2 millions de personnes supplémentaires devraient en bénéficier, ce qui contribuera à la hausse de la demande d'électricité.

D'ici 2026, la majeure partie de la nouvelle demande d'électricité au Brésil devrait être couverte par l'éolien et le solaire photovoltaïque. Selon nos prévisions, leur production combinée sera en 2026 presque 50 % supérieure à celle de 2022, dépassant 200 TWh, pour représenter près de 30 % de la production totale (contre environ 20 % en 2023). Ainsi, la part des énergies renouvelables dans le mix électrique du Brésil atteindra environ 95 % en 2026. Compte tenu de cette prépondérance croissante des renouvelables dans le

Le système, qui intègre actuellement plus de 20 GW de capacité de production d'électricité distribuée, [le ministère brésilien des Mines et de l'Énergie a lancé une consultation publique](#) en novembre 2023 afin de valider un mécanisme visant à réduire l'inflexibilité contractuelle des centrales thermiques en cas de surplus d'électricité. Cette mesure permettrait aux centrales thermiques de proposer au réseau de diminuer leur production inflexible.

En complément de l'extension du réseau, le stockage d'électricité est considéré comme une solution clé pour une meilleure intégration de l'éolien et du solaire photovoltaïque. Par exemple, en mars 2023, [le premier système de batteries de grande capacité](#) (30 MW/60 MWh) au Brésil a été mis en service dans l'État de São Paulo pour renforcer le réseau. En octobre 2023, le régulateur national de l'électricité a lancé une consultation sur les solutions réglementaires concernant [le raccordement au réseau des systèmes de stockage](#), abordant notamment la définition de la capacité de réseau à contractualiser pour ces systèmes et les tarifs d'utilisation du réseau.

D'autres annonces sur le développement du réseau en 2023 devraient transformer le secteur électrique brésilien dans les prochaines années. En juin, le premier appel d'offres de transmission de l'année a attribué un total de 15,7 milliards BRL (environ 3 milliards USD) pour des investissements dans des lignes et des postes, avec un projet devant être mis en service sous 36 mois. Un second appel d'offres – le plus important jamais organisé par le régulateur – a attribué trois lots pour un total de 21,7 milliards BRL (environ 4 milliards USD) de lignes de transmission en décembre 2023. Ces nouvelles lignes permettront d'acheminer l'électricité renouvelable produite dans le nord-est, où soleil et vent sont abondants, vers la région sud, plus demandeuse. China State Grid a remporté la plus grande part des contrats lors de cette vente historique et détient déjà 24 concessions de transmission, dont 19 en tant qu'opérateur unique et 5 en coentreprise, exploitant au total plus de 16 000 km de lignes électriques au Brésil.

Autres Amériques

La demande d'électricité au Chili a progressé de moins de 1 % en 2023 par rapport à l'année précédente, reflétant une croissance économique stable. L'année a été marquée par une part record de plus de 60 % d'énergies renouvelables dans le mix électrique. Grâce à des précipitations abondantes, la production hydraulique a dépassé d'environ 10 % la moyenne 2018-2022. En outre, le solaire photovoltaïque et l'éolien ont assuré environ un tiers de la production en 2023, atteignant plus de 70 % de part horaire sur le réseau national lors de plus de 30 heures sur l'année. Pour la période 2024-2026, nous anticipons une croissance moyenne de la demande de 2,4 % par an. Cette hausse sera largement couverte par la croissance combinée du solaire PV et de l'éolien, attendue autour de 15 % par an en moyenne, selon les projets en cours. Cela entraînera une baisse rapide de la production à partir de gaz et de charbon, qui devrait tomber à environ un tiers du niveau de 2023 en 2026, ramenant l'intensité carbone de la génération électrique sous 100 g CO₂/kWh. Le Chili vise l'arrêt complet des centrales à charbon d'ici 2040 au plus tard.

En 2023, le secteur de l'électricité au Chili a placé les tarifs et les réformes pour le développement des infrastructures au centre de ses priorités publiques. Pour protéger les consommateurs, les tarifs ont été gelés dès 2019, évitant ainsi des hausses dans un contexte de tensions sociales. Cette année, le gouvernement a supprimé la « tarification hiver » pour certaines catégories d'usagers. Désormais, aucune majoration ne sera appliquée pendant l'automne et l'hiver, afin de réduire la facture énergétique des ménages et encourager l'électrification du chauffage. Parallèlement, face au fort taux de limitation des énergies renouvelables variables (VRE), des mesures ont été proposées pour améliorer les conditions du marché des projets renouvelables. Parmi celles-ci : la redistribution des revenus liés à la congestion pour les projets touchés, un appel d'offres pour augmenter la capacité de stockage sur batterie (plus de 500 MW en construction), ainsi qu'une actualisation de la planification du réseau électrique. Toutes ces actions s'inscrivent dans la « Agenda Initiale pour la Deuxième Phase de la Transition Énergétique », qui doit entrer en vigueur en 2024. Par ailleurs, le projet de ligne de transport à courant continu haute tension (HVDC) Kimal-Lo Aguirre, d'une capacité de 2 x 1,5 GW et destiné à relier les régions riches en énergie solaire aux grands centres de consommation, a entamé sa procédure d'autorisation environnementale et devrait être opérationnel d'ici la fin de la décennie.

En Colombie, la demande d'électricité a progressé d'environ 3 % en 2023 par rapport à l'année précédente, un rythme inférieur au rebond post-covid de 4,7 % en 2022. Les conséquences de l'oscillation australe El Niño, dont le cycle a débuté en mai 2023, risquent de réduire la production hydroélectrique jusqu'à mai-juin 2024. En novembre, la Colombie, qui dépend fortement de l'hydroélectricité (environ 70 % de sa production annuelle), a officiellement annoncé le début du phénomène El Niño dans le pays, avec un risque de températures élevées et de sécheresses accrues, avertissant que cela pourrait entraîner une hausse des prix de l'électricité et une demande accrue liée aux besoins de refroidissement. Ce phénomène climatique réduit habituellement les précipitations en Colombie, provoquant des sécheresses qui affectent fortement l'approvisionnement en eau et la production hydroélectrique. Pour 2024-2026, la demande devrait augmenter d'environ 3 % par an, et la majorité de l'approvisionnement supplémentaire proviendra des énergies renouvelables. L'éolien et le solaire photovoltaïque ne représentent encore que moins de 2 % de la production totale.

Le secteur de l'électricité en Colombie a connu plusieurs évolutions notables en 2023. À la suite de coupures de courant en Équateur début octobre, dues à la sécheresse provoquée par El Niño, la Colombie a accepté [d'augmenter ses exportations transfrontalières](#) (provenant des centrales thermiques), afin de renforcer la sécurité énergétique de l'Équateur.

En juin, le gouvernement a publié [le décret 0929](#), qui, entre autres points, charge le régulateur de concevoir des mécanismes de marché pour la gestion de la demande, la rémunération des excédents d'énergie produits à petite échelle et la révision du processus de formation du prix de gros. Ces mesures visent à stimuler l'efficacité et la concurrence dans la fourniture d'électricité. Bien que le décret ne modifie pas directement la structure tarifaire, il fixe un cadre pour le travail à venir du régulateur. De plus, après le gel des tarifs pendant la pandémie de Covid-19,

ce qui a exercé une pression financière sur plusieurs fournisseurs d'électricité, le gouvernement a mis en place une [ligne de crédit d'un milliard de COP](#) (soit environ 230 millions USD). Cette initiative vise à garantir que ces entreprises puissent continuer à approvisionner les consommateurs en électricité.

La demande d'électricité au Costa Rica a augmenté de plus de 2 % en 2023, portée par la croissance économique. Les effets d'El Niño ont entraîné une [baisse de la production hydroélectrique](#) sur l'année, ce qui a fait grimper la part de la production thermique à plus de 5 % du mix électrique en 2023 – éloignant ainsi le système costaricien de sa proportion habituelle de renouvelables proche de 100 %.

Des inquiétudes concernant [les déséquilibres entre l'offre et la demande](#) durant les étés 2024-2026, liées à l'incertitude autour [de la production hydroélectrique](#) sont apparues. À court terme, pour anticiper la baisse de la production hydroélectrique due au phénomène El Niño durant les étés 2024-2026, la compagnie nationale d'électricité ICE a acquis 140 MW de [puissance thermique supplémentaire](#). Cette décision, prise afin de garantir un approvisionnement électrique suffisant, a représenté un coût total de CRC 82 millions.

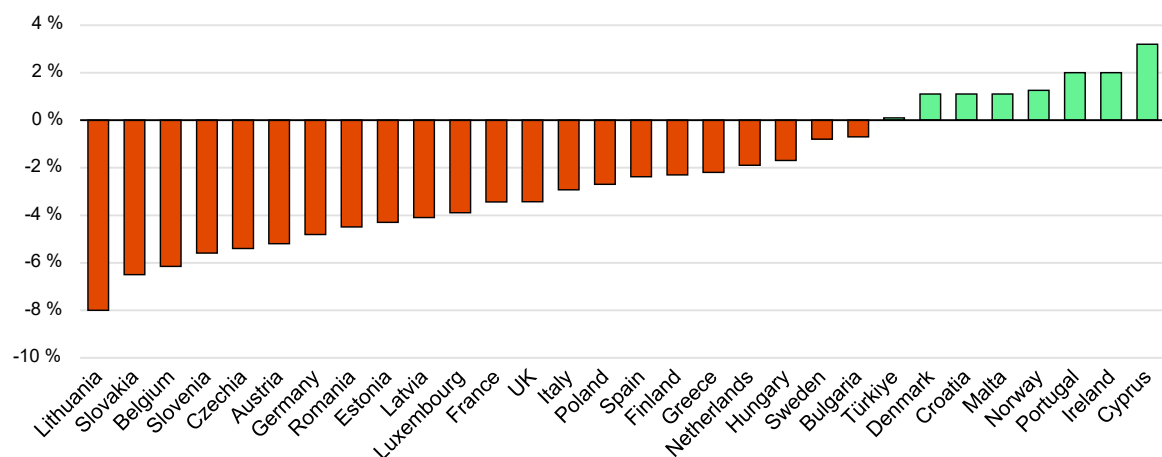
En 2023, le gouvernement du Costa Rica s'est également concentré sur des réformes du marché et de la réglementation. En octobre, un [projet de loi](#) (projet 23 414) vise à renforcer la concurrence sur le marché de l'électricité, à harmoniser le cadre réglementaire et à créer un opérateur de système indépendant, parmi d'autres mesures.

Europe

Le ralentissement du secteur manufacturier et industriel a fait reculer la demande d'électricité en 2023

La demande d'électricité en Europe a reculé de 2,4 % en 2023 sur un an, après une baisse de 3,6 % en 2022. Dans la plupart des pays de l'UE, cette diminution s'explique par un contexte macroéconomique morose et une activité industrielle en berne. Cependant, les tendances varient selon les régions. Au sud du continent, le Portugal, la Croatie, Chypre¹ et Malte ont enregistré une hausse de leur consommation d'électricité. Si l'été 2023 a été plus chaud au Portugal et à Chypre¹ qu'en 2022, favorisant la croissance de la demande, Malte a connu un été plus frais, ce qui indique que des facteurs autres que la météo ont influencé la consommation. En Irlande, au Danemark et en Norvège, au nord, la demande a aussi nettement augmenté, portée par le développement rapide des centres de données. Enfin, si l'hiver fut plus doux en Irlande et dans l'ensemble de l'Europe, il s'est avéré plus froid dans les pays nordiques, stimulant ainsi les besoins en chauffage.

Évolution annuelle en pourcentage de la demande d'électricité en Europe, 2023 vs 2022



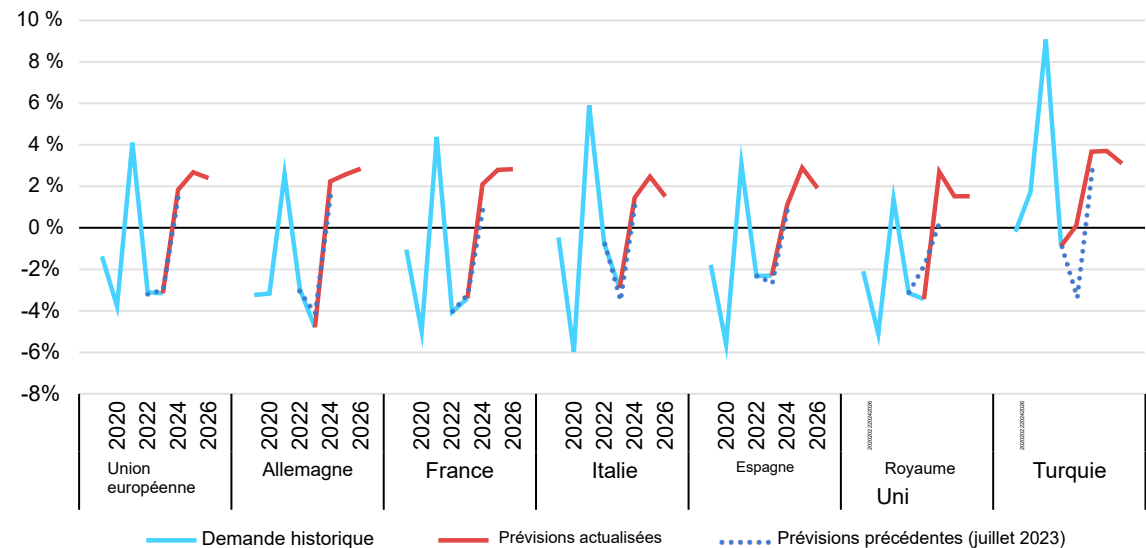
AIE. CC BY 4.0.

¹ Note de la République de Türkiye : Les informations de ce document concernant « Chypre » se rapportent à la partie sud de l'île. Il n'existe aucune autorité unique représentant à la fois les communautés turque et grecque chypriotes sur l'île. La Türkiye reconnaît la République turque de Chypre du Nord (RTCN). Jusqu'à la mise en place d'une solution durable et équitable dans le cadre des Nations Unies, la Türkiye maintiendra sa position sur la question chypriote. Note de tous les États membres de l'Union européenne de l'OCDE et de l'Union européenne : La République de Chypre est reconnue par tous les membres des Nations Unies à l'exception de la Türkiye. L'information contenue dans ce document concerne la zone sous le contrôle effectif du gouvernement de la République de Chypre.

Nous prévoyons une hausse moyenne de la demande d'électricité de 2,4 % par an en Europe sur la période 2024-2026, encouragée par la reprise progressive de l'activité industrielle, l'électrification croissante du chauffage et des transports, ainsi que le développement des centres de données.

La croissance plus modérée de la demande d'électricité en Europe en 2023 a entraîné une baisse de la production issue des combustibles fossiles, avec une chute marquée du gaz (-16 %) et du charbon (-19 %). Parallèlement, la production renouvelable a progressé de 9 %. La production hydroélectrique dans l'Union européenne a augmenté de 16 % par rapport à 2022, année affectée par des sécheresses. À l'inverse, la Turquie a continué d'enregistrer une production hydroélectrique inférieure à la moyenne en raison des sécheresses de 2022 et 2023, et a encore reculé de 4,5 % l'an passé. Nous anticipons une hausse de 14 % de la production renouvelable en Europe en 2024, portée par le rebond attendu de l'hydroélectricité en Turquie, puis une croissance moyenne de 6,6 % sur 2025-2026 avec l'expansion continue des capacités éoliennes et solaires. La production à base de charbon devrait poursuivre son recul en Europe, avec une baisse supplémentaire moyenne de 10 % par an, et celle du gaz de 6 %. Les émissions du secteur électrique devraient diminuer en moyenne de 9 % par an, tandis que l'intensité carbone de la production électrique se réduira également, à un rythme moyen de 11 %, passant d'environ 223 g CO₂/kWh en 2023 à 157 g CO₂/kWh en 2026. L'Europe restera parmi les régions où l'intensité carbone de la production électrique est la plus faible.

Variation annuelle en pourcentage de la demande d'électricité en Europe, 2019-2026



IEA. CC BY 4.0.

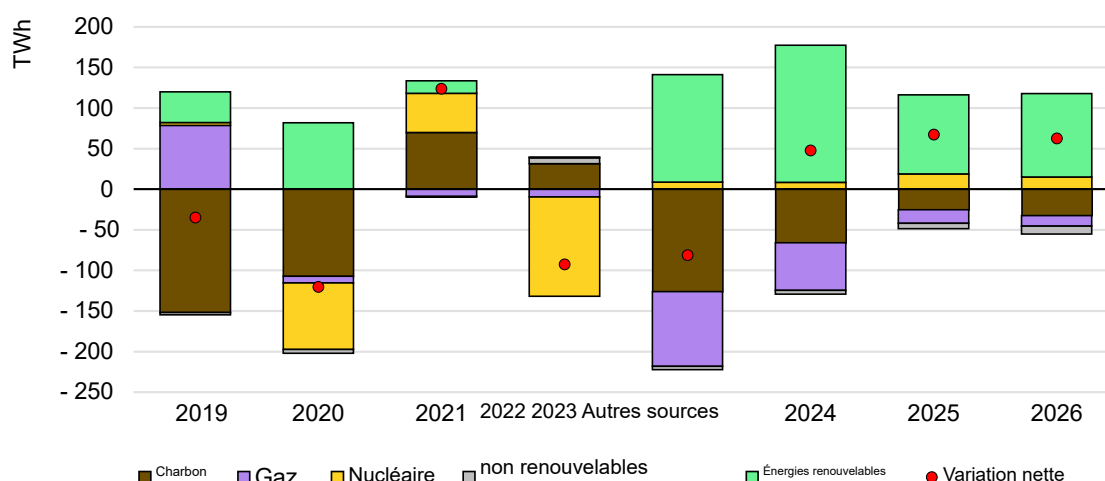
Union européenne

La part d'électricité propre dans la production devrait dépasser 75 % d'ici 2026, entraînant une baisse rapide de l'intensité carbone de l'approvisionnement électrique²

Après deux années consécutives de baisse de la demande d'électricité dans l'UE (-3,1 % en 2022 et -3,2 % en 2023), on prévoit un rebond de 1,8 % en 2024, suivi d'une croissance moyenne de 2,5 % entre 2024 et 2026. La demande ne devrait pas retrouver son niveau de 2021 avant 2026 au plus tôt. La reprise graduelle du secteur industriel devrait représenter 40 % de la hausse de la demande, tandis que le développement des véhicules électriques, des pompes à chaleur et des centres de données en représente 50 %.

Sur la période de prévision, la production d'énergies renouvelables devrait croître en moyenne de 9 %, couvrant ainsi l'ensemble de la demande supplémentaire et remplaçant la production issue des énergies fossiles. La production à partir du charbon a chuté d'environ 26 % en 2023 et devrait encore diminuer de 13 % en moyenne entre 2024 et 2026. Celle issue du gaz a baissé de 17 % en 2023, et une nouvelle réduction annuelle de 7 % est prévue jusqu'en 2026. La production nucléaire a augmenté de 1,4 % l'an dernier et devrait progresser de 2,2 % par an jusqu'en 2026, au fur et à mesure de l'avancement du calendrier de maintenance du parc nucléaire français, et de la mise en service prévue des réacteurs Flamanville-3 (France) et Mochovce-4 (Slovaquie). La part des renouvelables dans la production devrait passer de 45 % en 2023 à 50 % en 2024, puis atteindre environ 55 % en 2026. La part de la production à faibles émissions – renouvelables et nucléaire – est attendue en hausse, passant de 67 % en 2023 à 77 % en 2026.

Variation annuelle de la production d'électricité dans l'Union européenne, 2019-2026



IEA. CC BY 4.0.

Notes : Les autres énergies non renouvelables incluent le pétrole, les déchets et d'autres sources énergétiques non renouvelables. Les chiffres 2024-2026 sont des prévisions.

Les interventions d'urgence de 2022-2023 ont rencontré des défis variés lors de leur mise en œuvre et ont eu des effets divers

Face à la flambée des prix de l'énergie après l'invasion de l'Ukraine par la Russie, l'Union européenne a adopté plusieurs [mesures d'urgence](#) pour diminuer la consommation et alléger la facture énergétique des ménages. Le règlement du Conseil publié en octobre 2022 comprenait des objectifs contraignants et non contraignants de réduction de la demande (pour la période du 1er décembre 2022 au 31 mars 2023), un plafond de revenus de 180 EUR/MWh pour les producteurs inframarginaux (du 1er décembre 2022 au 30 juin 2023), et autorisait des tarifs réglementés inférieurs au coût pour les ménages et les petites et moyennes entreprises (du 8 octobre 2022 au 31 décembre 2023).

En juin 2023, la Commission a publié son [bilan](#) des mesures d'urgence. Ainsi, l'objectif contraignant de réduire de 5 % la demande d'électricité pendant les heures de pointe a été adopté comme prévu. Cependant, de nombreux États membres ont rencontré des difficultés pour atteindre l'objectif indicatif de baisse de 10 % de la consommation totale mensuelle brute d'électricité (par rapport aux cinq années précédentes). Il a également été signalé que la mise en œuvre du plafond de revenus s'est avérée complexe en raison du délai très court pour l'introduire et des difficultés liées à la collecte et au traitement des données. Plusieurs parties prenantes ont exprimé leurs inquiétudes, estimant que ce plafond pourrait avoir un impact sur les PPA existants et d'autres contrats de longue durée, et pourrait décourager la conclusion de nouveaux accords. Une [analyse détaillée des mesures introduites](#) est disponible dans le Rapport de Surveillance du Marché 2023 publié par l'Agence européenne de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER).

Un accord provisoire a été conclu sur la réforme du marché européen de l'électricité

Les négociations sur la réforme du marché de l'électricité de l'UE ont eu lieu en 2023, après que la Commission européenne [a adopté la proposition](#) en mars de la même année. En [octobre 2023](#), le Conseil européen est parvenu à un accord sur une approche générale de la réforme du marché de l'électricité. Les [lignes directrices convenues](#) ont servi de base à la position des États membres lors des négociations ultérieures avec le Parlement européen sur les détails de la législation.

En décembre 2023, le Conseil européen et le Parlement [sont parvenus à un accord provisoire](#) sur la réforme des marchés européens de l'énergie, visant à [protéger le marché de l'électricité](#) contre les chocs liés à la récente crise énergétique, atténuer la volatilité des prix et préparer le système énergétique à une plus grande intégration des énergies renouvelables. Du côté de la demande, les mesures pour préserver les consommateurs des hausses de prix incluent la promotion des PPA par les fournisseurs d'énergie au détail, le libre choix du fournisseur et le droit de participer à des dispositifs de partage d'énergie pour l'autoconsommation pour tous les consommateurs. Les fournisseurs d'énergie ont également l'obligation de couvrir leurs risques de prix pour tous les volumes vendus dans le cadre de contrats à prix fixe.

Les communautés en situation de précarité énergétique seront protégées contre les coupures, et les États membres devront mettre en place des fournisseurs de dernier recours afin de garantir l'accès à l'électricité pour tous les consommateurs en période de crise. De plus, la réforme proposée étend le mandat des pays membres pour appliquer des tarifs réglementés aux petites et moyennes entreprises (PME) en cas de crise. En complément, le Conseil obtient le droit de déclarer une crise énergétique à l'échelle européenne, permettant ainsi à tous les États membres de mettre en œuvre les mesures mentionnées ci-dessus.

Sur le plan de l'approvisionnement, la réforme facilite la mise en place par les États membres de dispositifs de rémunération pour garantir des capacités de réserve et des services d'approvisionnement sécurisés à moyen et long terme, tout en affirmant que ces mécanismes de rémunération des capacités doivent occuper une place centrale dans la conception future du marché de l'électricité. L'exigence de neutralité carbone pour ces services de capacité pourra être suspendue jusqu'en 2028. Les États membres auront aussi la possibilité d'instaurer des mesures de soutien à la gestion de la demande et au stockage.

De plus, conformément à l'accord sur la conception du marché, les financements publics et dispositifs de soutien pour les projets d'énergies renouvelables et nucléaires devront davantage reposer sur des contrats pour différence (CFD) à double sens. Cette question a suscité des débats entre certains États membres de l'UE, notamment l'Allemagne et la France, lors de la présentation de ces réformes. Le cœur du désaccord portait sur le fait qu'avec ces nouvelles mesures, la France pourrait tirer d'importants bénéfices de son parc nucléaire existant. Certains pays craignaient que la France utilise ensuite ces [profits excédentaires](#), estimés entre 7 et 20 milliards EUR, pour soutenir son industrie. Cela a amené l'Allemagne à demander que les CFD ne s'appliquent pas aux centrales nucléaires déjà en activité. Le [compromis trouvé par les pays de l'UE](#) prévoit que si les CFD deviennent obligatoires pour les nouveaux investissements dans les énergies renouvelables et la production électrique bas carbone, ils restent facultatifs pour les installations existantes. Cette solution a apaisé les inquiétudes de certains États, la Commission européenne veillant à la concurrence équitable tout au long du processus. Les CFD à double sens redistribuent les revenus excédentaires aux consommateurs lorsque le prix du marché dépasse un seuil fixé à l'avance, tandis qu'en cas de prix inférieur à ce seuil, la différence est reversée au producteur. L'objectif est de favoriser le développement des énergies renouvelables à travers un retour sur investissement garanti et une tarification plus stable. Les gains générés par ces instruments CFD doivent être réinjectés aux consommateurs, soit directement soit via des investissements destinés à faire baisser les prix de l'énergie.

La nouvelle directive sur les énergies renouvelables a été officiellement adoptée et un plan d'action pour les réseaux a été lancé

L'Union européenne a [formellement adopté](#) la nouvelle directive sur les énergies renouvelables (RED III), élevant l'objectif pour 2030 de la part des énergies renouvelables dans la consommation finale de l'UE de 32 % à 42,5 %, avec une ambition d'atteindre 45 %. A

L'élément clé de cette réglementation repose sur des mesures destinées à accélérer l'autorisation de nouveaux projets d'énergies renouvelables. Plus précisément, ces projets seront désormais considérés comme étant d'« intérêt public majeur », limitant ainsi les recours juridiques à leur encontre. Dans le secteur des transports, les États membres s'engagent à réduire l'intensité des émissions de 14,5 % ou à atteindre une part contraignante de 29 % d'énergies renouvelables d'ici 2030. Des exigences minimales sont également introduites pour différentes sources de biocarburants. Pour l'industrie, l'objectif est d'augmenter chaque année de 1,6 % la part des énergies renouvelables, avec une cible spécifique visant à ce que 42 % de l'hydrogène provienne de sources renouvelables d'ici 2030, puis 60 % d'ici 2035. Dans le secteur du bâtiment, un objectif de 49 % d'énergies renouvelables à l'horizon 2030 a été fixé, avec une augmentation annuelle minimale de 0,8 % jusqu'en 2026, puis de 1,1 % jusqu'en 2030.

Dans son [Plan d'action européen pour les réseaux](#), publié en novembre 2023, la Commission européenne a réaffirmé le rôle central des réseaux électriques pour accompagner un système plus décentralisé, numérisé et flexible. Ce plan met en avant les défis liés à l'augmentation des besoins en capacité et au vieillissement des infrastructures. Plusieurs mesures sont proposées pour faciliter les investissements nécessaires, telles que la mise en œuvre du plan des Projets d'Intérêt Commun, une clarification réglementaire pour améliorer les incitations à l'investissement, l'accélération des procédures d'autorisation, et le soutien à des programmes de financement pour les réseaux intelligents et de distribution. La planification à long terme des réseaux serait également optimisée en renforçant la communication et les échanges entre les gestionnaires de réseau de transport et de distribution et les producteurs.

Allemagne

Après une forte baisse en 2023 due à une activité industrielle en repli, la demande d'électricité se redresse progressivement jusqu'en 2026

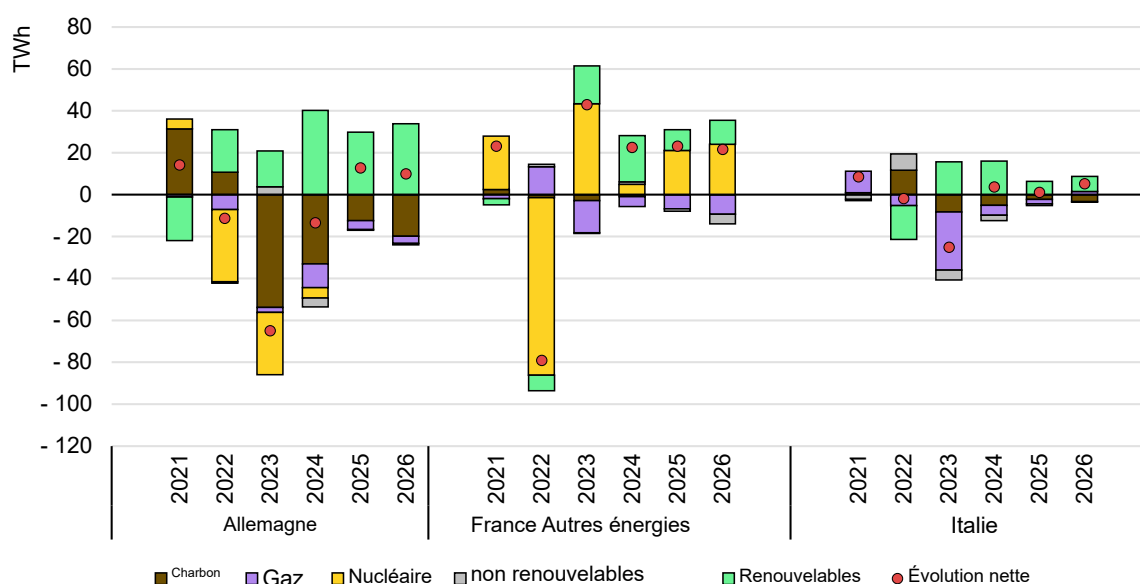
La demande d'électricité en Allemagne a reculé de manière impressionnante de 4,8 % en 2023, et ce malgré la baisse des prix de gros de l'énergie par rapport aux sommets précédents. Ce repli s'est surtout fait sentir dans les industries à forte intensité énergétique, qui ont enregistré une baisse de leur production de 13 % au cours du premier semestre 2023.

Nous prévoyons une reprise progressive mais modérée de la demande électrique dans l'industrie pour 2024, portée par des prix de l'énergie plus contenus. Les ventes de véhicules électriques et de pompes à chaleur devraient ensuite dynamiser la croissance de la demande d'électricité, avec une hausse attendue de 2,2 % en 2024, puis une augmentation moyenne de 2,6 % par an jusqu'en 2026. Parallèlement, la production d'énergie fossile devrait poursuivre sa chute, avec un recul annuel de 20 % pour le charbon et de 8 % pour le gaz. En 2024, nous anticipons que les énergies renouvelables représenteront plus de 60 % de la production totale, avec un taux de croissance annuel moyen de 11,5 % sur la période 2024-2026.

Des conditions météorologiques favorables et l'accélération du déploiement du solaire photovoltaïque ont stimulé la production renouvelable en 2023, le solaire ayant représenté plus de la moitié de cette croissance. Pour la première fois, la part des énergies renouvelables a dépassé 50 % de la production totale d'électricité. L'Allemagne a été importatrice nette d'électricité en 2023, avec environ 12 TWh d'importations nettes.

Dans le secteur des énergies renouvelables, le solaire photovoltaïque a atteint ses objectifs d'expansion pour 2023 dès le mois d'octobre, et sa croissance devrait se poursuivre rapidement pour atteindre 23 % de la production d'ici 2026. À l'inverse, le développement de l'éolien n'a pas atteint ses objectifs d'installation en 2023, en raison de difficultés d'autorisation qui ont freiné son essor. D'après les projets en cours, on prévoit une hausse d'environ 12 % de la production éolienne sur la période de prévision, pour atteindre 35 % de la production en 2026.

Évolution annuelle de la production d'électricité en Allemagne, France et Italie, 2021-2026



IEA. CC BY 4.0.

Remarque : Les autres sources non renouvelables incluent le pétrole, les déchets et d'autres énergies non renouvelables.

En avril 2023, les trois derniers réacteurs nucléaires ont été arrêtés, marquant la fin de la production nucléaire en Allemagne. Dans le contexte de l'abandon du nucléaire et du charbon, le gouvernement a annoncé en 2023 sa stratégie baptisée [Kraftwerksstrategie](#), qui vise à lancer des appels d'offres pour des centrales à gaz et à promouvoir une production décarbonée à partir d'unités pilotables, afin de compléter la part croissante des renouvelables. Le volume mis en appel pour les prochaines années correspond à au moins 10 GW de capacité prête pour l'hydrogène d'ici 2026, fonctionnant temporairement au gaz naturel, ainsi qu'à 4,4 GW supplémentaires de centrales « sprinter » alimentées à l'hydrogène jusqu'en 2028, fonctionnant dès la mise en service à l'hydrogène, et 4,4 GW de capacité hybride.

Des centrales électriques seront construites à des emplacements qui pourront être raccordés ultérieurement à un réseau d'hydrogène.

Le gouvernement a prolongé la participation temporaire de 1,9 GW de capacité de réserve alimentée au lignite sur le marché afin d'économiser du gaz durant l'hiver 2023/2024, en prévision d'un marché européen du gaz potentiellement tendu.

Pour remédier à la congestion du réseau entre le nord de l'Allemagne, riche en ressources ENR, et les pôles de consommation de l'ouest et du sud, et à la suite de la décision de l'ACER, les GRT examinent actuellement quatre configurations distinctes pour les zones d'enchères allemandes, parmi douze options possibles.

France

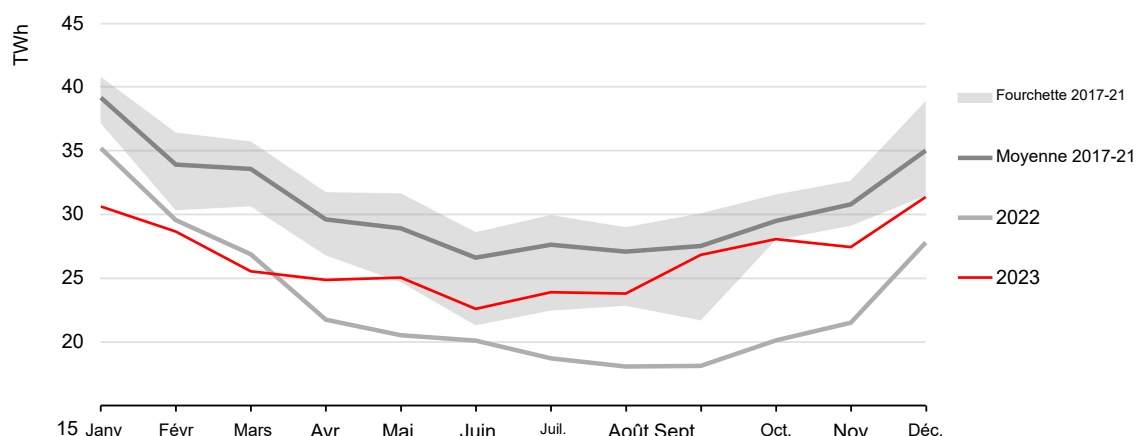
Le redressement de la production d'électricité nucléaire fait oublier le repli observé en 2022-2023 et devrait retrouver une dynamique de croissance jusqu'en 2026

Suite aux difficultés d'approvisionnement rencontrées dès la fin 2021, le marché français de l'électricité a connu en 2023 un début de reprise. La demande d'électricité a poursuivi sa baisse, reculant de 3,4 % contre 4,1 % en 2022. Parallèlement, la meilleure disponibilité du parc nucléaire et la reprise de la production renouvelable ont permis une hausse de la production globale et le retour à un solde exportateur net vers les marchés voisins.

Alors que le gouvernement français a prolongé le bouclier tarifaire sur l'électricité pour protéger les consommateurs face à la flambée des prix de 2022 jusqu'à fin 2023, le plafond du tarif réglementé (concernant les ménages, petites entreprises et collectivités de taille limitée) a été relevé à deux reprises. Les deux augmentations tarifaires – [15 % en février](#) et [10 % en août](#) – ont pesé sur la facture des consommateurs et leurs habitudes de consommation, contribuant à la baisse annuelle de la demande, surtout sur les trois premiers trimestres.

La production d'électricité a suivi une trajectoire inverse en 2023, rebondissant après les creux historiques de 2022 dus à d'importantes opérations de maintenance du parc nucléaire et à la mise en évidence de problèmes de corrosion sur plusieurs réacteurs. La production nucléaire a progressé de près de 15 % sur un an à mesure que les centrales revenaient progressivement sur le réseau. Toutefois, elle est restée environ 13 % sous la moyenne 2017-2021, retrouvant des niveaux mensuels habituels en septembre et octobre avant que de nouveaux arrêts non prévus ne viennent freiner la production au quatrième trimestre 2023.

Production mensuelle d'électricité nucléaire en France, 2017-2023



AIE. CC BY 4.0.

Source : analyse de l'AIE basée sur les données de RTE, [éCO2mix](#).

Le redressement de la production d'électricité renouvelable a également permis à la France de retrouver son rôle traditionnel d'exportateur en 2023. Grâce à l'installation record de 5 GW de capacités solaires et éoliennes en 2022 et à des conditions météorologiques plus favorables, la production combinée éolienne et solaire a progressé d'environ 25 % en 2023, compensant la hausse plutôt modérée de l'année précédente. La production hydraulique a également retrouvé son niveau après la baisse de 2022. Au total, la génération d'électricité renouvelable a augmenté de 16 % en 2023, contribuant à une baisse de 30 % de la consommation de gaz pour la production électrique et à une croissance globale de 9 % de la production d'électricité.

En mars 2023, le gouvernement français a adopté sa [Loi d'accélération des énergies renouvelables](#), visant à faciliter le déploiement des technologies vertes, notamment via l'accélération des procédures d'autorisation et une implication accrue des acteurs locaux et de la société civile. Néanmoins, ce texte a reçu un accueil mitigé de la part des acteurs économiques et politiques, et ses effets devraient principalement se faire sentir plus tard dans la décennie.

La demande d'électricité devrait augmenter en moyenne de 2,6 % par an sur la période considérée, pour ne retrouver son niveau d'avant-crise qu'en 2026. Une croissance annuelle moyenne de la production totale de 4 % devrait permettre à la France de renforcer sa marge d'exportation dans les années à venir.

La production française d'électricité renouvelable devrait croître en moyenne de près de 10 % par an jusqu'en 2026, grâce à de nouveaux ajouts de capacités, même modestes, et au retour de l'hydroélectricité à des niveaux habituels. Cette progression devrait entraîner une baisse de 76 % de la production à partir du gaz et du charbon par rapport à 2022. D'ici 2026, 30 % de la production d'électricité en France devrait provenir des énergies renouvelables, contre environ 24 % en 2022.

Italie

L'électricité produite à partir du gaz conservera un rôle clé, mais sa part dans le mix énergétique devrait diminuer au profit des énergies renouvelables en pleine expansion

La demande d'électricité en Italie a reculé de 2,9 % en 2023, après une baisse de 0,8 % en 2022. Même si les prix de gros de l'énergie ont chuté, la demande continue de diminuer, portée par le ralentissement économique et les efforts réussis d'économies d'énergie. Dans le secteur du bâtiment, le dispositif de super prime a permis de réduire la consommation électrique. En octobre 2023, les ménages italiens avaient déposé plus de [400 000](#) projets d'efficacité énergétique dans le cadre des déductions fiscales du superbonus, dont environ 78 % déposés en 2022 et 2023. Le ralentissement de la croissance économique s'explique notamment par une demande intérieure en berne pour les biens et services, ainsi qu'une activité industrielle réduite,

particulièrement dans les secteurs aux coûts de production plus élevés. Si le secteur manufacturier repart en 2024, on s'attend à une hausse annuelle moyenne de la demande de 1,8 % sur la période 2024-2026.

La production d'énergie renouvelable a progressé de 16 % en 2023. L'hydroélectricité [a bénéficié d'un rebond](#), avec des niveaux de réservoirs supérieurs à ceux de 2022, passant d'une baisse annuelle de 38 % en 2022 à une hausse d'environ 35 % en 2023. La production annuelle issue des renouvelables variables a également augmenté, avec une croissance de 13 % pour l'éolien et d'environ 7 % pour le photovoltaïque. Cette dynamique s'explique en grande partie par les incitations à l'installation de panneaux photovoltaïques [dans le secteur résidentiel](#), qui ont représenté [47 %](#) de la capacité photovoltaïque ajoutée au premier semestre 2023. En 2024, la part des énergies renouvelables dans la production totale devrait dépasser 50 %. Cette tendance positive devrait se poursuivre avec le nouveau Plan National Intégré pour l'Énergie et le Climat proposé en 2023.

La part du charbon dans le mix électrique a chuté à 7 % en 2023, soit une baisse de 3 points par rapport à l'année précédente. Ce repli s'explique par [la limitation de l'exploitation des centrales à charbon](#) au strict minimum, l'Italie ayant réduit les mesures d'urgence mises en place en 2022 face au risque de pénurie de gaz. Cette évolution résulte aussi des [effets conjugués](#) d'une demande plus faible, d'une hausse de la production renouvelable et d'une augmentation des importations.

Malgré une baisse annuelle de 20 % en 2023, le gaz naturel reste une ressource clé pour la production d'électricité en Italie, représentant environ 43 % du mix. Cependant, les énergies renouvelables ont devancé le gaz en 2023 avec une part de 45 %. D'ici 2026, on prévoit une diminution de la production à partir du gaz d'environ 1,6 % en moyenne par an, sa part tombant à 39 % en 2026.

L'interconnexion Italie-Autriche, dont la construction a débuté en novembre 2020, a été mise en service en décembre 2023. Cette interconnexion permet de doubler la capacité d'importation actuelle des deux pays pour atteindre 300 MW.

Espagne

L'essor dynamique du solaire photovoltaïque va progressivement remplacer la production issue des énergies fossiles

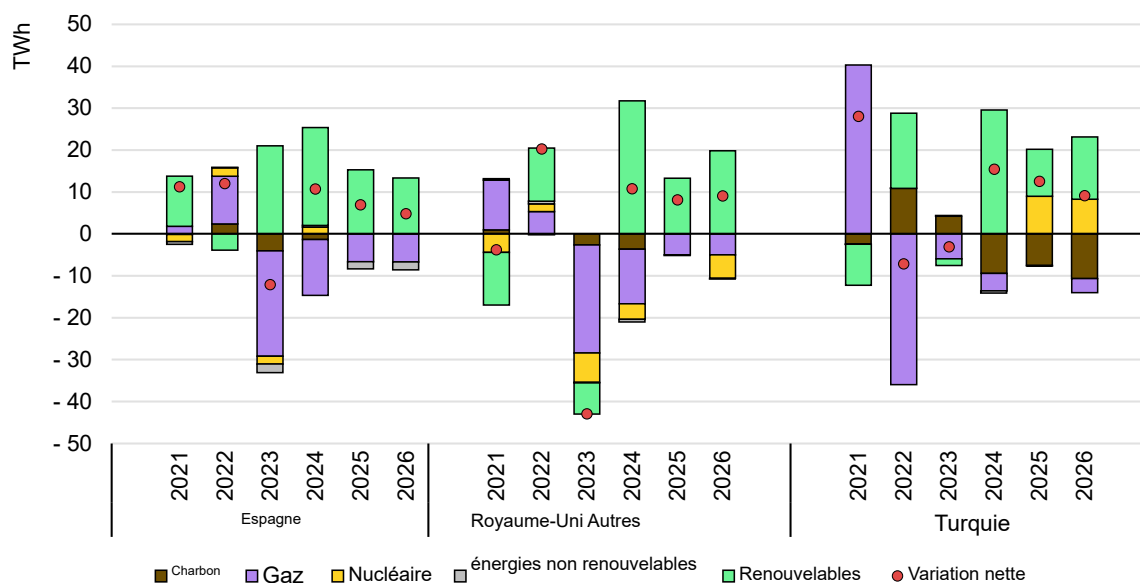
Après une baisse de 2,3 % en 2022, la demande d'électricité en Espagne a encore reculé de 2,3 % en 2023, tombant même sous le niveau atteint pendant la crise du Covid-19 en 2020. La principale raison est la diminution de la production industrielle. Malgré une forte baisse des prix du gaz et de l'électricité par rapport à l'année précédente, la demande industrielle a continué de s'affaiblir au cours des trois premiers trimestres, et la reprise reste lente.

Du côté de la production, l'essor du solaire photovoltaïque se poursuit, passant de 15,3 GW fin 2021 à 20 GW fin 2022, puis à 22,7 GW fin septembre 2023. Le photovoltaïque représente désormais environ 16 % du mix de production, après une croissance de plus d'un tiers. L'autoconsommation issue des installations photovoltaïques décentralisées progresse également en Espagne. La capacité éolienne n'a augmenté que modestement, de 30,2 GW en 2022 à 30,4 GW en 2023. L'essor des énergies renouvelables a entraîné une forte hausse de l'utilisation de l'hydroélectricité par pompage, en hausse de près de 50 % par rapport à 2022.

La baisse de la production totale (environ 4,5 %) a été plus marquée que celle de la demande, car les exportations d'électricité ont chuté d'environ 30 % après le pic observé en 2022, lié à la flambée des prix du gaz et au mécanisme de l'Exception ibérique. La majeure partie du recul concerne la production en cycle combiné, estimée en diminution d'un tiers. La production d'électricité à partir du charbon en Espagne prendra fin durant la période de prévision, les quatre dernières centrales (Aboño, Soto de Ribera, Los Barrios, As Pontes et es Murterar) ayant annoncé leur conversion au gaz, à l'hydrogène ou leur fermeture. Par ailleurs, la Cour suprême espagnole a autorisé Naturgy à fermer provisoirement dix installations à cycle combiné après une longue procédure judiciaire. À la date de rédaction de ce rapport, l'entreprise n'avait pas encore communiqué sa décision finale concernant ces installations, ce qui pourrait avoir un impact sur la sécurité d'approvisionnement et la future réglementation des mécanismes de capacité.

Le mécanisme de l'Exception ibérique a été prolongé jusqu'à la fin 2023, malgré la détente des prix du gaz après les pics de 2022 qui avaient motivé sa mise en place. Dans les prochaines années, l'intégration réussie de la production renouvelable croissante (en particulier le solaire photovoltaïque), notamment lors des mois où la demande est plus faible et l'ensoleillement fort – généralement en avril et mai – sera essentielle. Le calendrier de fermeture des centrales nucléaires reste prévu entre 2027 et 2035.

Évolution annuelle de la production d'électricité en Espagne, au Royaume-Uni et en Türkiye, 2021-2026



AIE. CC BY 4.0.

Note : Les autres sources non renouvelables incluent le pétrole, les déchets et d'autres sources d'énergie non renouvelables.

Royaume-Uni

Alors que la production à partir du charbon sera arrêtée d'ici 2024, celle issue du gaz doit également diminuer au profit des énergies renouvelables qui poursuivent leur essor

La demande d'électricité a reculé de 3,4 % en 2023, freinée par la hausse des prix de l'énergie et une croissance économique modérée. On observe en 2023 des baisses notables d'une année sur l'autre : charbon (-36 %), gaz (-20 %) et nucléaire (-15 %). La production issue des renouvelables a diminué d'environ 5 %, car les progressions de l'éolien et du solaire ont été compensées par une forte chute de plus de 15 % de la biomasse, liée à des arrêts pour maintenance.

Pour la période 2024-2026, nous prévoyons une hausse de la consommation d'électricité, légèrement inférieure à 2 % par an en moyenne. La part du charbon dans le mix électrique devrait approcher zéro en 2024. La production nucléaire devrait rester relativement stable jusqu'en 2026, date à laquelle une baisse de 15 % est attendue suite à la fermeture de certaines centrales. La production à partir du gaz devrait diminuer de 8 % par an en moyenne, tandis que les renouvelables progresseraient de plus de 14 % chaque année, tirées surtout par l'éolien.

Une partie de l'approvisionnement actuel en électricité du Royaume-Uni a été sécurisée par EDF, qui a prolongé la durée de vie opérationnelle de [deux centrales nucléaires](#) jusqu'en mars 2026, représentant 5 % de la fourniture électrique britannique actuelle. L'électricité issue du charbon restait nécessaire

Pour garantir l'approvisionnement en électricité en 2023, National Grid ESO a dû faire appel aux centrales à charbon de réserve en raison d'une offre limitée, alors qu'une vague de froid en [mars](#) a augmenté la demande de chauffage et qu'une canicule en [juin](#) a entraîné une hausse de la demande de climatisation. À la suite de ces événements, les centrales ont été mises hors service, conformément à l'engagement du Royaume-Uni de [sortir du charbon](#) pour la production d'électricité d'ici 2024.

En 2022, le Royaume-Uni est devenu pour la première fois exportateur net d'électricité, l'Europe continentale achetant l'électricité britannique moins chère pour compenser les arrêts de centrales nucléaires et la baisse de la production hydraulique. Cette tendance s'est inversée en 2023, lorsque les importations nettes du Royaume-Uni ont atteint environ 25 TWh.

Une réponse sur les modalités de développement du système d'échange de quotas d'émission britannique (UK-ETS) [a été publiée](#) en juin 2023. Dès 2024, le plafond d'émissions pour 2021-2030 [sera abaissé](#) de 1 365 Mt CO₂ à 936 Mt CO₂. Parmi les autres mesures, on trouve la distribution d'allocations équivalant à 53,3 Mt CO₂ provenant des réserves entre 2024 et 2027, ainsi que l'augmentation de la part d'allocations gratuites pour le secteur industriel à 40 % du plafond annuel, contre 37 % auparavant. Certains acteurs du marché estiment que ce durcissement du plafond est atténué par ces mesures, ce qui contribue à la faiblesse du prix des quotas de carbone britanniques

par rapport à celui de l'Union européenne. Le mécanisme d'ajustement carbone (CBAM) risque ainsi d'entraîner [des taxes à l'exportation](#) sur des produits comme l'acier et l'aluminium à destination de l'Union européenne, conséquence de la tarification carbone plus basse au Royaume-Uni.

Le ministère de la Sécurité énergétique et de la Neutralité carbone a publié sa réponse à la consultation sur la Révision de l'organisation du marché de l'électricité. De nombreuses réformes ont été proposées pour encourager la décarbonation, renforcer la sécurité et garantir des tarifs abordables. Parmi ces propositions, on trouve la création de deux marchés distincts : un pour l'électricité renouvelable et un pour l'électricité non renouvelable, permettant d'accéder à des prix potentiellement plus bas mais plus volatils via le pool renouvelable. Une autre réforme envisagée consiste à adopter un système de tarification zonale ou nodale pour optimiser l'utilisation du réseau et limiter les congestions. Bien que la grande majorité des participants à la consultation s'accordent sur la nécessité de réformer le marché de l'électricité, un consensus fait défaut quant au rythme et à l'ampleur de la mise en œuvre de ces changements.

Irlande

[Le secteur des centres de données, en plein essor, stimule la demande en électricité, faisant de l'Irlande le pays affichant la plus forte croissance en Europe](#)

La demande d'électricité a augmenté de 2 % en 2023, faisant de l'Irlande l'un des rares pays d'Europe à avoir enregistré une hausse cette année-là. La production d'électricité à partir du charbon a chuté de 17 % sur un an et la production au gaz a légèrement reculé de 1,2 %. La production issue des énergies renouvelables est restée globalement stable, malgré la progression de

La production d'électricité à partir du solaire, de l'hydroélectricité et de la biomasse a été surpassée par la baisse de l'énergie éolienne. [L'Irlande se trouve en phase 4](#) des étapes d'intégration du système selon l'AIE, où les renouvelables variables couvrent presque toute la demande sur certaines périodes. Ce phénomène est principalement dû à l'énergie éolienne, qui a représenté près de 33 % de la production totale d'électricité en 2023.

Pour la période 2024-2026, nous anticipons une augmentation moyenne de la consommation d'électricité de près de 7 % par an, soit la plus forte croissance de la demande en Europe selon nos prévisions. Cette hausse marquée sera portée par l'expansion rapide du secteur des centres de données. Nous prévoyons une baisse annuelle moyenne de 0,5 % de la production électrique à partir du gaz jusqu'en 2026, la forte croissance de la demande empêchant une diminution plus importante malgré le dynamisme des renouvelables. Nous estimons que les énergies renouvelables progresseront plus rapidement, à un rythme moyen annuel d'environ 13 %, principalement grâce à l'éolien.

En [Irlande, les centres de données](#) auraient [consommé](#) environ 5,3 TWh d'électricité en 2022, soit une hausse de 31 % par rapport à 2021. Cela représente 17 % de la demande d'électricité du pays, l'équivalent de la consommation de tous les foyers urbains. Dans un scénario haut basé sur les [projections](#) et les plans annoncés, on estime que cette consommation pourrait atteindre environ 12 TWh d'ici 2026, soit plus de 30 % de la demande nationale d'électricité. Le gestionnaire de réseau public, EirGrid, a instauré un [moratoire de facto](#) sur les centres de données du Grand Dublin en raison de leur développement rapide, provoquant une congestion du réseau, surtout dans cette zone. Ce moratoire interdit le dépôt de nouvelles demandes de permis pour les centres de données de fin 2022 à 2028, mais ne bloque pas les contrats déjà engagés. Certains centres de données se sont donc [raccordés au réseau de gaz de Dublin](#) pour produire leur propre électricité en alternative au réseau national, mais [cette solution de contournement](#) a également été fermée par le gouvernement.

Le réseau électrique irlandais a connu une [alerte](#) en juin, signalant un risque de pénurie d'électricité par rapport à la demande. Cette situation était due à une combinaison de faible production éolienne et solaire, ainsi qu'à des pannes sur plusieurs sites de production. Face à ces inquiétudes, la centrale à charbon de Moneypoint, initialement prévue pour la fermeture en 2025, a été [convertie du charbon au fioul](#) et sa durée de vie prolongée. De plus, de nouvelles centrales à gaz sont en construction pour servir de générateurs de secours lors des pics de consommation.

L'Irlande dispose actuellement d'une seule interconnexion avec le marché britannique, d'une capacité de 500 MW, qui sera doublée en 2024 grâce à [l'interconnexion Greenlink](#) vers le Pays de Galles. D'ici 2027, une première liaison avec l'Europe continentale sera ouverte via une interconnexion de 700 MW vers la France, le [Celtic Interconnector](#). Ce projet a reçu le statut [de Projet d'Intérêt Commun](#) de la Commission européenne, puisqu'il relie les réseaux énergétiques de plusieurs pays de l'UE. Ce statut lui permet de bénéficier de conditions réglementaires avantageuses, d'un processus d'instruction accéléré et d'un soutien financier.

Danemark

La part totale de l'éolien et du solaire photovoltaïque dans la production d'électricité devrait atteindre le cap des 70 % en 2024, contre 63 % en 2023

La demande d'électricité a progressé d'environ 1 % en 2023, faisant du Danemark l'un des rares pays de l'Union européenne à avoir enregistré une hausse cette année-là. La production issue du charbon a reculé de 35 %, tandis que celle issue du gaz a baissé de 10 %. Les énergies renouvelables ont augmenté de 5 %, avec une contribution notable du solaire, même si l'éolien reste le pilier principal du mix renouvelable.

Pour la période 2024-2026, nous prévoyons une croissance moyenne annuelle de la consommation d'électricité de 3,3 %, soutenue en grande partie par le développement des centres de données, ainsi que par l'essor des véhicules électriques et des pompes à chaleur. Nous anticipons également une forte progression des énergies renouvelables, avec une augmentation moyenne d'environ 7 % par an, portée par de nouveaux projets solaires et éoliens sur cette période. En 2024, la part des énergies renouvelables variables dans la production totale du Danemark devrait atteindre 70 %.

Le Danemark détient la part la plus élevée au monde d'énergies renouvelables variables (solaire photovoltaïque et éolien), représentant environ 63 % de la production d'électricité en 2023. Le pays [est en phase 5](#) d'intégration des renouvelables au système électrique et veille à la stabilité du réseau. Jusqu'à présent, cela a été rendu possible grâce à une combinaison d'échanges d'électricité via les interconnexions, à une flexibilité accrue des centrales et de la demande, ainsi qu'à d'autres mesures complémentaires.

Le Danemark a renforcé sa capacité d'interconnexion grâce à la mise en service du [Viking Link Interconnector](#) de 1 400 MW. Ce [plus long câble terrestre et sous-marin du monde](#) relie le Danemark au Royaume-Uni, en plus des connexions déjà existantes avec l'Allemagne, la Suède, les Pays-Bas et la Norvège. Cet atout permet au Danemark d'exporter son électricité lors des pics de production éolienne et d'en importer lorsque le vent faiblit.

Le Danemark a adopté une loi autorisant les lignes électriques directes, ouvrant la voie à des projets [Power-to-X](#) qui relient directement producteurs et consommateurs, contournant le réseau traditionnel. Cette initiative a permis de lancer un [premier appel d'offres Power-to-X au monde](#), avec un soutien public pour les projets utilisant l'électricité abondante et abordable de l'éolien afin de produire de l'hydrogène vert, un processus très énergivore. Le Danemark prévoit aussi d'exploiter son potentiel éolien en mer pour développer des [îles énergétiques en mer du Nord](#) qui, une fois pleinement développées, produiront jusqu'à 10 GW d'électricité. Un [appel d'offres a toutefois été retardé](#) dans l'attente de consultations visant à assurer la viabilité économique du projet.

Turquie

La baisse de la production hydroélectrique due à la sécheresse a entraîné une hausse de l'électricité produite à partir du charbon pour répondre à la demande

La demande d'électricité est restée globalement stable en 2023, portée par une croissance économique modérée. Même si l'été a vu une forte demande liée à la climatisation et à l'irrigation agricole, la douceur de l'hiver par rapport à l'année précédente a freiné la progression de la consommation électrique. L'économie a connu une croissance modérée, avec un PIB estimé à près de 4 % pour 2023 selon le FMI, contre 5,5 % en 2022. Nous prévoyons une augmentation annuelle moyenne de la demande d'électricité de plus de 3 % entre 2024 et 2026, portée par l'accélération de la croissance économique.

Après le rebond observé en 2022, la production hydroélectrique a reculé de 4,5 % en 2023 en raison d'une [sécheresse prolongée](#). La production éolienne est restée stable, tandis que celle du solaire photovoltaïque a bondi de 24 %. Les investissements réalisés cette année dans le solaire ont permis d'atteindre un cap majeur, le pays dépassant [les 10 GW](#) de capacité installée. Dans l'ensemble, la part des énergies renouvelables dans la production totale d'électricité est restée stable par rapport à 2022.

Bien que la production issue des énergies renouvelables ait légèrement reculé en 2023 par rapport à 2022, en raison d'une baisse de l'hydroélectricité, nous prévoyons un rebond cette année, porté par le retour attendu de l'hydroélectricité et les avancées dans le solaire et la bioénergie. D'ici 2026, ces évolutions devraient permettre aux énergies renouvelables de représenter 53 % du mix électrique, contre 42 % en 2023.

La Turquie vise à renforcer la part des énergies bas carbone d'ici 2035, notamment grâce au développement du nucléaire, avec la mise en service commerciale de son premier réacteur prévue pour 2025. Le pays ambitionne d'atteindre une capacité installée de plus de 20 GW de nucléaire à l'horizon 2050. À ce jour, des négociations sont en cours avec la Russie, la Chine, la Corée du Sud, les États-Unis et le Royaume-Uni pour la construction de ses deuxième et troisième centrales nucléaires ainsi que l'intégration de petits réacteurs modulaires (SMR).

La production d'électricité à partir de gaz naturel a chuté de 8 % en 2023, dans un contexte de hausses persistantes des prix du gaz, tandis que celle issue du charbon a progressé de 3,7 % par rapport à l'année précédente. En juin 2023, la Turquie s'est imposée comme [premier producteur d'électricité au charbon en Europe](#). Néanmoins, nous prévoyons un recul de la production issue du charbon et du gaz sur l'ensemble de la période de prévision, au profit des renouvelables. Ainsi, la part du charbon devrait passer de 36 % du mix électrique en 2023 à 25 % en 2026, et celle du gaz diminuer de 4 points pour atteindre 17 % sur la même période.

Ukraine

Des attaques ciblées ont endommagé les infrastructures énergétiques, réduisant l'approvisionnement en électricité

Les acteurs du secteur énergétique ukrainien ont profité des mois d'été pour réparer les infrastructures abîmées par plus de 1 200 attaques de drones et missiles russes durant l'hiver 2022/23, et renforcer la protection pour la saison hivernale, notamment en acquérant des équipements de secours comme des générateurs, des batteries et des pièces détachées. Ces offensives ont causé [des dégâts estimés](#) à 10 milliards USD et ont obligé le système à fonctionner en mode urgence, avec des marges de sécurité limitées. En décembre 2023, l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité fut particulièrement tendu, près de 500 localités ayant [subi des coupures de courant](#). Les mauvaises conditions météorologiques et les dommages infligés aux centrales par les bombardements ont limité l'approvisionnement en électricité, alors que la demande augmentait fortement en raison du froid et du besoin accru de chauffage.

Environ la moitié des transformateurs haute tension du réseau ukrainien ont été endommagés ou détruits, tandis que la capacité électrique a chuté de près de 50 % par rapport à son niveau d'avant 2022, passant de 37 GW à 19 GW. Par conséquent, la demande d'électricité en Ukraine est restée environ 20 % inférieure à celle d'avant 2022, malgré une légère hausse en

En 2023, l'énergie nucléaire demeure la principale source de production électrique, représentant environ 60 % de l'ensemble. Les énergies renouvelables couvrent près de 10 %, principalement grâce à l'hydroélectricité (6 %) et, dans une moindre mesure, au solaire photovoltaïque (2 %).

Les prévisions concernant l'offre et la demande restent très incertaines, mais une légère hausse de la demande est attendue au cours des trois prochaines années. L'augmentation la plus probable de l'offre proviendrait du nucléaire, suivie des énergies renouvelables.

L'Ukraine a synchronisé son réseau avec celui de l'Union européenne en mars 2022 et a mis fin aux échanges d'électricité avec la Russie et la Biélorussie. Les importations en provenance de Moldavie ont progressé, tandis que le volume global des échanges a diminué, assurant ainsi un équilibre extérieur.

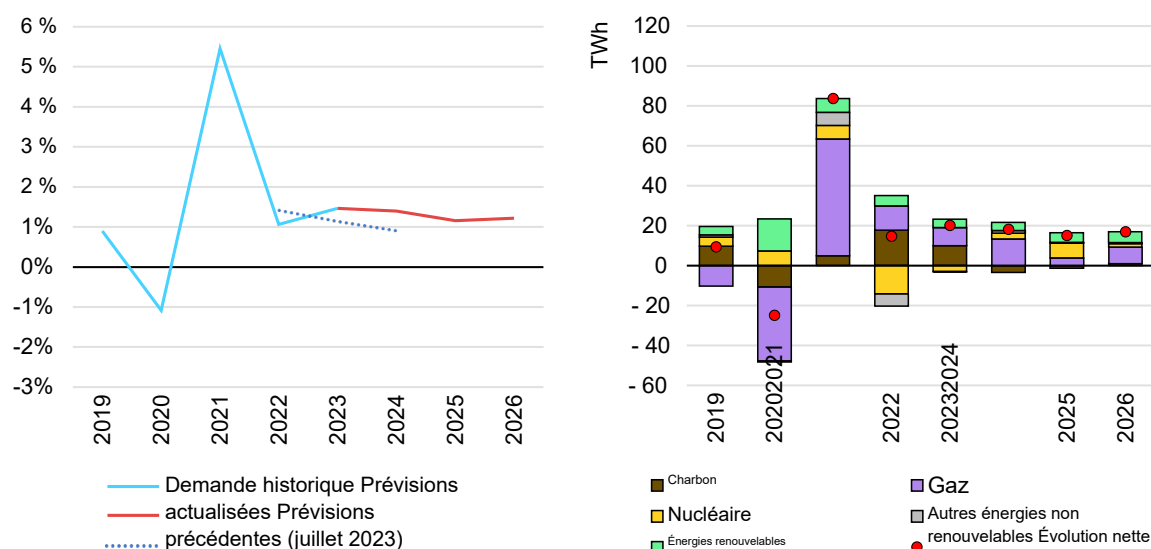
Eurasie

Les énergies fossiles restent la principale source d'électricité dans la région

En Eurasie, la consommation d'électricité a repris en 2023 malgré une conjoncture économique difficile. Entre 2015 et 2019, la croissance annuelle moyenne était de 1,5 %, avant de ralentir à 1 % en 2022. Les premières données montrent que la demande d'électricité a rebondi pour atteindre environ 1,5 % en 2023. La Russie représente à elle seule près de la moitié de l'augmentation de la demande cette année-là. Pour la période 2024-2026, la croissance de la demande devrait rester inférieure à celle d'avant-guerre, avec un taux annuel estimé à 1,2 %.

La production issue des combustibles fossiles continuera de dominer le mix électrique de l'Eurasie avec une part d'environ 66 % sur la période de prévision. Même si le développement des renouvelables reste lent, une meilleure disponibilité du nucléaire en Russie devrait permettre de réduire l'intensité carbone de la production électrique, passant de 388 g CO₂/kWh en 2023 à 382 g CO₂/kWh en 2026.

Évolution annuelle en pourcentage de la demande d'électricité (gauche) et de la production électrique (droite), Eurasie, 2019-2026



IEA. CC BY 4.0.

Remarque : Les autres sources non renouvelables incluent le pétrole, les déchets et d'autres énergies non renouvelables.

Russie

On estime que la demande d'électricité a progressé d'environ 1 % en 2023, mais une forte incertitude subsiste

Il est difficile d'évaluer précisément la demande d'électricité en Russie, compte tenu du conflit actuel contre l'Ukraine. On estime que la demande d'électricité russe a augmenté d'environ 1 % en 2023, soit un rythme comparable à celui de 2022, et ce malgré une activité industrielle, manufacturière et commerciale en baisse par rapport à la période précédant la guerre. La production totale d'électricité du pays a progressé de 0,8 % sur les onze premiers mois de 2023 par rapport à l'année précédente. La production thermique à base de combustibles fossiles a crû de 2 %, représentant 63 % de l'électricité produite durant cette période. Cette hausse s'explique notamment par une baisse de la production nucléaire, en recul de 3,5 % sur un an. La production hydraulique a augmenté de 0,7 % sur la même période. L'énergie solaire et éolienne poursuivent leur essor, chacune progressant d'environ 10 %. Les exportations d'électricité vers la Chine ont chuté de plus de 25 % au cours des onze premiers mois de 2023, en raison d'une moindre production dans l'Extrême-Orient russe. Cette région a été touchée par des vagues de chaleur extrêmes et une disponibilité hydraulique réduite, ce qui a limité la capacité d'exportation vers la Chine.

La croissance de la demande d'électricité devrait ralentir, avec une hausse moyenne attendue de 0,7 % par an entre 2024 et 2026. Cependant, de grandes incertitudes planent sur l'évolution économique et la structure du pays, ce qui pourrait influencer sur la tendance de la demande d'électricité. La part de la production thermique à base de combustibles fossiles devrait légèrement diminuer, pour se situer juste au-dessus de 60 % à moyen terme. Le développement des capacités éoliennes et solaires reste lent. La mise en service de l'unité 1 de la centrale nucléaire de Koursk II est prévue pour 2025.

Kazakhstan

La demande d'électricité progresse au rythme de la croissance économique, tandis que la production à partir du gaz augmente pour répondre à la consommation supplémentaire

La consommation d'électricité au Kazakhstan est repartie à la hausse, avec une augmentation de plus de 2 % en glissement annuel au cours des dix premiers mois de 2023, après un recul de 1,4 % en 2022 lié au ralentissement économique. La production thermique à base de combustibles fossiles constitue près de 90 % du mix énergétique du pays, le charbon assurant 60 % et le gaz 27 %. La part de charbon devrait diminuer à 56 % d'ici 2026, tandis que celle du gaz atteindrait 32 %.

La production hydroélectrique a chuté de 4,6 % sur un an, et la production thermique issue de fossiles a baissé de 1 % par rapport à la même période en 2022. Le déficit entre la demande et la production nationale a été compensé par une hausse des importations d'électricité

La Russie a enregistré une hausse spectaculaire de 75 % en glissement annuel sur les dix premiers mois de 2023. La production nationale d'électricité a été fortement soutenue par une progression notable de l'énergie éolienne, avec une augmentation de 35 % sur un an.

Depuis 2022, des perturbations et des coupures programmées touchent les grandes villes et les régions voisines des pays interconnectés que sont le Kazakhstan, le Kirghizistan et l'Ouzbékistan, principalement en raison de déséquilibres sur le réseau comme des surcharges. En 2023, l'ouest du Kazakhstan a connu de fréquentes coupures contrôlées pouvant durer jusqu'à cinq heures, le temps que les autorités locales élaborent une stratégie pour prioriser la distribution d'électricité. Le Kazakhstan s'emploie actuellement à moderniser son réseau électrique vieillissant, après que les exportations de gaz ont été interrompues en raison de crises énergétiques dans le pays.

La demande d'électricité au Kazakhstan devrait croître d'environ 2,2 % par an entre 2024 et 2026, principalement couverte par l'expansion des centrales à gaz. Il existe également des projets prévoir la construction de trois centrales à charbon par Inter RAO de Russie, bien que ces réalisations concernent une période postérieure à nos prévisions.

Autres pays d'Eurasie

Après un net rebond de 4 % en 2021, la croissance de la demande d'électricité s'est ralentie sur les autres marchés eurasiens, s'établissant en moyenne à 3 % par an en 2022 et 2023.

En Ouzbékistan, les données préliminaires révèlent que la production d'électricité du pays a progressé de 3 % sur les onze premiers mois de 2023 par rapport à la même période de l'année précédente. Le pays a poursuivi le développement de ses capacités de production en 2023, avec plus de 80 % de l'électricité générée à partir du gaz. La centrale thermique [Shirin](#) (1,5 GW) est entrée en service en octobre 2023 et devrait atteindre son plein fonctionnement au premier trimestre 2024. D'après le ministère de l'Énergie, environ 1,5 GW de capacités éoliennes et solaires étaient prévues pour 2023. La baisse continue de la production de gaz naturel en Ouzbékistan (–9,5 % sur un an sur les onze premiers mois de 2023) pèse toujours sur la sécurité d'approvisionnement en électricité.

Au Turkménistan, riche en gaz, la production d'électricité a augmenté d'environ 2,7 % sur un an durant les onze premiers mois de 2023. Le Turkménistan exporte de l'électricité vers l'Afghanistan, l'Iran, le Kirghizistan et l'Ouzbékistan. Les exportations vers le Kirghizistan ont débuté en août 2021, atteignant 1,6 TWh en 2023. En octobre 2022, le Turkménistan et l'Ouzbékistan ont convenu d'augmenter les livraisons d'électricité à 4 TWh/an, ce qui pourrait renforcer la sécurité énergétique en Ouzbékistan.

En Azerbaïdjan, la croissance de la demande d'électricité aurait ralenti à 1 % en 2023, après avoir dépassé 4 % en 2022, poursuivant ainsi la tendance à la baisse amorcée après le rebond de 7 % enregistré en 2021. Le système électrique du pays repose presque exclusivement sur le gaz. La production thermique à base de combustibles fossiles est restée stable en 2023, tandis que les énergies renouvelables poursuivaient leur essor. La production hydroélectrique a progressé de 15 %, alors que l'éolien

La production a diminué de 30 %, tandis que celle de l'énergie solaire a augmenté de 30 %. Au final, la part des énergies renouvelables dans le mix électrique de l'Azerbaïdjan est restée globalement stable, autour de 6 %.

La demande d'électricité en Eurasie, hors Kazakhstan et Russie, devrait croître en moyenne de 3,5 % par an sur la période 2024-2026. Cette hausse sera principalement portée par l'augmentation de la population et le développement économique de la région, même si les perspectives macroéconomiques se sont détériorées depuis l'invasion de l'Ukraine par la Russie.

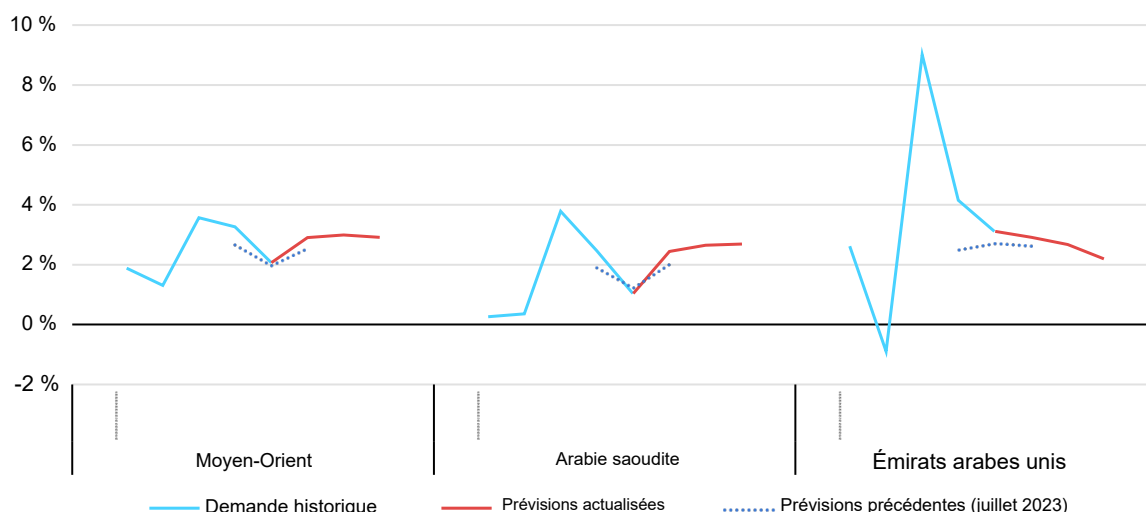
Moyen-Orient

La production à partir de gaz naturel poursuit sa croissance, tandis que les énergies renouvelables accélèrent leur développement

La demande d'électricité au Moyen-Orient aurait progressé de 2 % en 2023, soit une baisse des deux tiers par rapport aux 3,3 % enregistrés en 2022, en raison d'une activité économique plus faible malgré des températures plus élevées ayant augmenté le recours à la climatisation. Pour la période de prévisions 2024-2026, nous anticipons une croissance plus soutenue, en moyenne de 3 % portée par l'économie. La part des combustibles fossiles dans la production d'électricité devrait passer de 93 % en 2023 à 90 % en 2026.

Parallèlement, la part des sources à faibles émissions augmente de 7 % à 10 %. La production d'énergie nucléaire a bondi de 50 % en 2023 par rapport à 2022, et devrait encore croître de 29 % en 2024 puis de 14 % en 2025, avant de se stabiliser en 2026. Dans le même temps, la production renouvelable a progressé d'environ 20 % en 2023, et devrait augmenter de 23 % supplémentaires en 2024, puis ralentir à une moyenne de 11 % sur 2025-2026.

Variation annuelle en pourcentage de la demande d'électricité, Moyen-Orient, 2019-2026



AIE. CC BY 4.0.

Les émissions annuelles liées à la production d'électricité sont restées quasiment stables en 2023, la hausse du nucléaire et des renouvelables ayant compensé l'augmentation du recours aux énergies fossiles. Cependant, entre 2024 et 2026, les émissions du secteur devraient progresser à un rythme moyen de 1 % par an, la production à base de gaz naturel augmentant de 2,4 % chaque année. La production issue du pétrole devrait, quant à elle, reculer en moyenne de moins d'1 % par an. L'intensité en CO₂ de la production d'électricité au Moyen-Orient a diminué

en baisse de 2,3 % à 552 g CO₂/kWh en 2023, grâce à la part croissante du nucléaire, notamment aux Émirats arabes unis. Selon les prévisions pour 2024-2026, l'intensité en CO₂ devrait encore diminuer, à raison de 1,7 % par an en moyenne, pour atteindre 497 g CO₂/kWh, au fur et à mesure que la part du nucléaire et des renouvelables augmente dans le mix électrique régional.

Arabie Saoudite

La demande en électricité devrait être soutenue par les besoins en refroidissement et en dessalement d'eau, tandis que les énergies renouvelables progressent nettement

La demande d'électricité en Arabie Saoudite n'a augmenté que de 1 % en 2023, contre 2,5 % en 2022, en raison d'une croissance économique plus faible. Les secteurs commercial, gouvernemental et industriel ont principalement porté cette hausse, le refroidissement et le dessalement d'eau étant les principaux postes de consommation. À lui seul, le refroidissement représente près de 70 % de la demande électrique du pays. Le dessalement d'eau continuera aussi de stimuler la croissance de la demande au cours de la période de prévision.² Le pays est le [premier producteur](#) d'eau dessalée au monde, avec 70 % de l'eau potable du pays issue de ce procédé. Pour la période 2024-2026, on prévoit une hausse plus marquée de la demande électrique, de 2,6 %, portée par la reprise économique et l'électrification accrue.

À la fin de 2022, la capacité de production totale de l'Arabie saoudite atteignait 82 GW. Plus de 60 % de l'électricité provenait de centrales au gaz naturel, le reste étant majoritairement issu de centrales fonctionnant au pétrole. Bien que le pays ne dispose pas encore de capacité nucléaire, il a fondé la Nuclear Energy Holding Company pour assurer le rôle de développeur national du nucléaire. Le 28 septembre 2023, l'Arabie saoudite a annoncé [son intention de construire, dans un premier temps](#), deux réacteurs de 1,4 GW chacun, avec un objectif d'atteindre une capacité de 17 GW d'ici 2040.

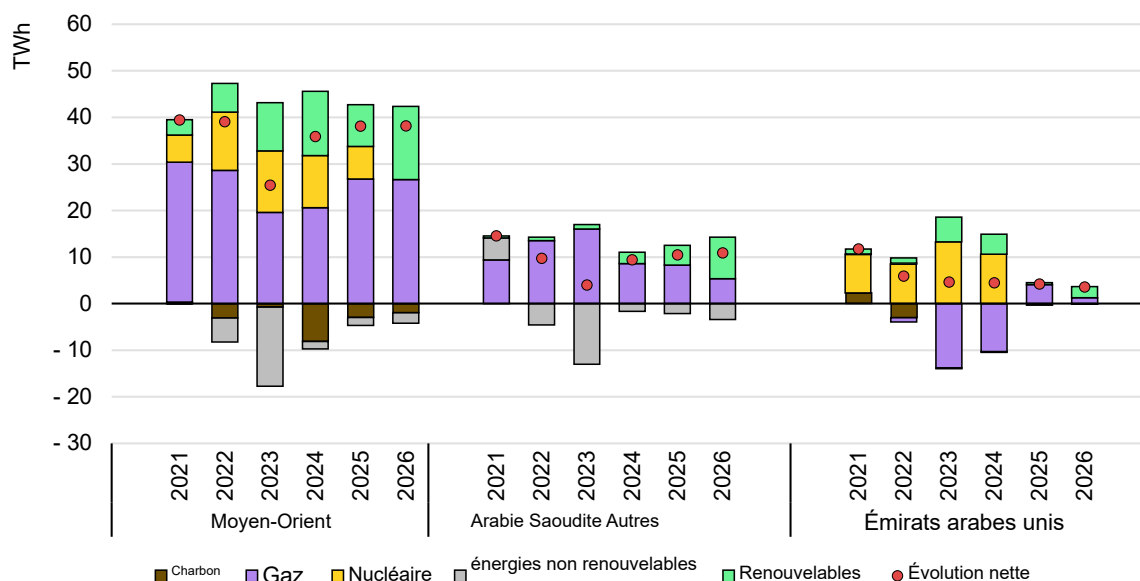
Par ailleurs, le pays ambitionne de développer des interconnexions électriques avec ses voisins et au-delà. Le corridor Inde-Moyen-Orient-Europe (IMEC) englobe des projets d'infrastructures destinés à faciliter le transport d'électricité entre l'Asie et l'Europe via l'Arabie saoudite. De plus, en septembre 2023, l'Arabie saoudite et les États-Unis ont signé un [protocole d'accord](#) afin d'élaborer un cadre pour la création de corridors verts traversant le Royaume.

L'Arabie saoudite vise à [atteindre 50 % d'énergies renouvelables](#) dans son mix de production d'ici 2030. En 2023, le pays a [présélectionné des entreprises](#) pour la réalisation de projets solaires photovoltaïques totalisant 1,5 GW.

² Bien qu'aucun objectif précis concernant la capacité de dessalement n'ait été fixé dans le pays, des acteurs majeurs tels que la Saline Water Conversion Corporation (SWCC), principal opérateur national en termes de capacité, ont formulé [plusieurs annonces récentes](#) indiquant que 8 de ses 13 usines thermiques de dessalement (représentant 94 % de sa production issue de cette technologie) sont en cours de remplacement par l'osmose inverse ou en construction. Par ailleurs, la SWCC s'est donnée pour ambition que 30 % de sa production provienne de sources renouvelables, notamment le solaire photovoltaïque, ce qui laisse présager une hausse de la demande en électricité dans les années à venir.

mise en service prévue d'ici 2026. Par ailleurs, grâce au [projet Neom Green Hydrogen](#), le Royaume prévoit de produire 600 t/j d'hydrogène à faibles émissions et 1,2 Mt/an d'ammoniac vert alimentés par 3,9 GW d'énergies renouvelables sur la même période. La décision finale d'investissement (FID) a été prise en 2023. Bien que la production renouvelable progresse rapidement, elle ne devrait représenter qu'environ 4 % de la production totale d'électricité en Arabie Saoudite en 2026, contre 1 % en 2023.

Évolution annuelle de la production d'électricité au Moyen-Orient, 2021-2026



IEA. CC BY 4.0.

Notes : Les autres sources non renouvelables incluent le pétrole, les déchets et d'autres énergies non renouvelables. Les chiffres pour 2024-2026 sont des prévisions.

Émirats arabes unis

La part des renouvelables dans la production d'électricité devrait atteindre 12 % en 2026, soit plus du double du niveau de 2022

Aux Émirats arabes unis, la consommation d'électricité a augmenté d'environ 3 % en 2023, après une hausse de 4 % en 2022. On prévoit une croissance annuelle moyenne de la demande totale d'électricité d'environ 2,6 % entre 2024 et 2026. Le pays vise à atteindre l'objectif de [50 % de véhicules électriques](#) sur les routes d'ici 2050. Même si aucun objectif fédéral officiel à moyen terme n'a été annoncé pour le taux de pénétration des véhicules électriques, des plans ambitieux prévoient l'installation de [70 000 bornes de recharge dans tout le pays d'ici 2030](#). En parallèle, Dubaï a relevé son objectif annuel d'acquisition de véhicules électriques et hybrides à 20 % pour 2025 et 30 % pour 2030. Un autre secteur clé est le dessalement de l'eau. Abou Dhabi prévoit de [couvrir plus de 90 %](#) de la demande totale en eau grâce au dessalement par osmose inverse.

La part totale des énergies renouvelables dans le mix de production électrique a nettement progressé, passant de 5 % en 2022 à 8 % en 2023. L'Emirates Water and Electricity Company (EWEC) prévoit d'augmenter la capacité solaire totale d'Abou Dhabi à [7 GW d'ici 2030](#). La demande totale d'électricité actuelle est estimée à 7,7 GW. Par ailleurs, Abou Dhabi vise à produire [60 % de son électricité](#) à partir du nucléaire et des énergies renouvelables d'ici 2035. À l'échelle fédérale, cet objectif atteint [50 % en 2050](#). Après les derniers tests réalisés fin 2023, les Émirats arabes unis s'apprêtent à mettre en service le quatrième réacteur de la centrale nucléaire de [Barakah](#) début 2024. Grâce à cette nouvelle unité, la centrale devrait couvrir plus de 25 % des besoins en électricité du pays.

Alors que la production d'électricité d'origine nucléaire a augmenté d'environ 70 % en 2023, le gaz reste la principale source, représentant plus de 70 % de l'approvisionnement total. Toutefois, la part du gaz naturel dans le mix énergétique national devrait reculer à 64 % d'ici 2026, au fur et à mesure que le nucléaire progresse et que les renouvelables accélèrent leur déploiement. Grâce à la forte croissance de la production renouvelable et nucléaire, les émissions du secteur électrique ont chuté de 11 % en 2023. Nous prévoyons une nouvelle baisse marquée de 9 % en 2024, avec la mise en service de la quatrième unité de la centrale nucléaire de Barakah, suivie d'une remontée progressive, les renouvelables ne couvrant qu'une partie de la croissance de la demande jusqu'en 2026. La part des énergies renouvelables dans la production électrique devrait atteindre 12 % en 2026, et celle des sources à faibles émissions (nucléaire et renouvelables) grimper à 36 %.

Du côté de la demande, la société Abu Dhabi Distribution Company (ADDC) s'est engagée à investir 20 millions AED (environ 5,4 millions USD) dans [l'optimisation de la climatisation](#), ce qui permettra d'équiper près de 850 mosquées à Abou Dhabi, dont la vaste région de Dhafra, qui couvre près des deux tiers de l'émirat. L'entreprise estime que cette initiative permettra d'économiser chaque année 26 GWh et 4 600 tonnes de CO₂. Cette mesure s'inscrit dans la stratégie nationale de gestion de la demande et de rationalisation de l'énergie, visant à réduire la consommation globale d'électricité de 22 % et celle d'eau de 32 % à l'horizon 2030.

Autres pays du Moyen-Orient

La capacité électrique installée du Koweït s'élève à un peu plus de 20 GW, dont plus de 99 % proviennent de centrales fonctionnant au pétrole ou au gaz, et seulement 70 MW sont issus du complexe solaire de Shagaya. L'installation de nouvelles capacités est au point mort depuis 2020. Parallèlement, la demande a progressé de 2 % en 2023, portée par une forte croissance démographique, l'augmentation des besoins en dessalement d'eau et des températures estivales élevées. Cela reste légèrement inférieur au taux de croissance annuel moyen de 2,6 % observé entre 2018 et 2023. Depuis le début de 2023, le parc de production électrique existant subit une forte pression, enregistrant des records mensuels de production même en dehors des pics estivaux.

La pointe de consommation électrique du Koweït a atteint un [niveau historique](#) de 17,6 GW en août 2023, soit près de 5 % de plus que le précédent record de l'année passée. La gravité de la situation a conduit à

pénuries d'électricité. En l'absence de nouvelles capacités prévues avant l'été 2025, le ministère de l'Électricité, de l'Eau et des Énergies renouvelables a lancé en mai 2023 une campagne nationale de sensibilisation à la réduction de la consommation d'électricité et d'eau (campagne Weffir).

Selon nos prévisions jusqu'en 2026, la demande totale d'électricité devrait augmenter en moyenne de 2,5 % par an. L'électricité continuera d'être produite principalement à partir du pétrole (40 %) et du gaz (60 %). À plus long terme, le gouvernement du Koweït a réaffirmé son objectif de longue date : atteindre 15 % de production issue des énergies renouvelables d'ici 2030, soit environ 14 GW. Cet objectif devrait être réalisé grâce à la

mise en œuvre du projet solaire Shagaya, qui vise une capacité de 4,5 GW d'ici 2027-2028 ; la demande de qualification vient d'être publiée. Parallèlement, l'Autorité d'Interconnexion du Conseil de Coopération du Golfe, via son projet d'expansion du réseau électrique du Golfe, permettrait au Koweït d'augmenter la capacité de son réseau électrique de 2,5 GW.

En 2023, la demande d'électricité en Israël a progressé d'environ 2 %, soit un ralentissement par rapport aux 4 % de l'année précédente. D'ici 2026, nous prévoyons une croissance annuelle moyenne de 2,5 %. La production issue des énergies renouvelables a fortement augmenté en 2023, avec une hausse de 43 % sur un an, représentant désormais 14 % du mix électrique. Malgré cette croissance rapide, il faudra accélérer les ajouts de capacité pour atteindre l'objectif d'Israël de produire 40 % de son électricité à partir de sources renouvelables d'ici 2030.

Selon la [feuille de route](#) publiée en février 2022 par le ministère de l'Environnement, Israël devra installer entre 18 et 23 GW de projets solaires ainsi que 5,5 GW de stockage (soit une capacité énergétique de 33 GWh) pour atteindre cet objectif. Le document recommande aussi la mise en place d'un cadre réglementaire pour gérer la production et le stockage décentralisés d'énergie renouvelable, ainsi que des centrales électriques virtuelles (VPP) pour piloter 100 MW de renouvelables et 50 MW de stockage.

Les projets en faveur des énergies renouvelables ont pris un nouvel élan depuis que le ministère de l'Énergie a annoncé, le 10 septembre 2023, que les actions en cours de modernisation du réseau permettraient [d'ajouter 2 GW d'énergies renouvelables](#) issues de l'éolien et du solaire au réseau, bien qu'aucun calendrier n'ait été précisé. Nous estimons que la production d'énergie renouvelable atteindra 23 % du mix d'ici 2026, principalement grâce au solaire photovoltaïque. La production à partir du gaz augmente aussi d'environ 6 % par an, tandis que le charbon recule nettement, entraînant une baisse annuelle des émissions d'environ 10 % jusqu'en 2026.

La demande d'électricité au Qatar a progressé d'environ 3 % en 2023, et nous tablons sur une croissance similaire de 3,1 % pour la période 2024-2026.

Avant l'inauguration de la première grande centrale solaire du Qatar, Al Kharsaah (2 TWh/an) en octobre 2022, toute la capacité de production reposait sur les énergies fossiles, principalement le gaz. La Vision nationale 2030 du Qatar vise à porter à 20 % la part d'électricité issue des énergies renouvelables d'ici 2030, en s'appuyant notamment sur le solaire photovoltaïque pour atteindre cet objectif. Deux nouvelles centrales solaires sont également attendues dans les zones industrielles de Mesaieed et de Ras Laffan.

La mise en service est prévue d'ici la fin 2024. Une fois achevé, ce projet permettra de doubler la production nationale d'énergie renouvelable et d'atteindre 5 % du mix électrique grâce aux renouvelables en 2025-2026.

En septembre 2023, QatarEnergy, premier producteur mondial de gaz naturel liquéfié (GNL), a annoncé relever son objectif de capacité photovoltaïque de 4 GW à 5 GW d'ici 2035, afin de liquéfier le gaz naturel à partir d'électricité renouvelable. Un vaste projet d'expansion est en cours, qui devrait augmenter la production de GNL au Qatar de 64 % entre 2021 et 2030.

La consommation d'électricité d'Oman a progressé d'environ 2,5 % en 2023, et nous prévoyons une croissance annuelle proche de 3 % au cours des trois prochaines années.

Oman ne dispose actuellement que d'une seule centrale solaire de grande envergure, la centrale photovoltaïque Ibri II de 500 MW centrale, mise en service en 2021, ainsi qu'un parc éolien de 50 MW. Deux nouvelles centrales solaires photovoltaïques, Manah I et II, d'une capacité totale de 1 000 MW, devraient entrer en exploitation en 2025, ce qui permettrait presque de tripler la capacité actuelle de production d'énergies renouvelables. Nous prévoyons que les énergies renouvelables atteindront près de 8 % du mix de production en 2026, tandis que l'électricité d'origine gazière passera de 93 % aujourd'hui à 88 %.

Pour accompagner le développement de nouvelles capacités de production, Oman relie ses réseaux électriques nord et sud grâce au [projet Rabt](#). Une étape importante a été franchie en août 2023 avec la mise en service de la station électrique Suwayhat, d'une valeur de 49 millions USD, [par l'Oman Electricity Transmission Company \(OETC\)](#). En septembre 2023, un appel d'offres a été lancé pour une station de transformation 132/33 kV sur l'île de Masirah, qui serait reliée au continent par un câble sous-marin, réduisant ainsi la dépendance de l'île à la production d'électricité à partir du diesel.

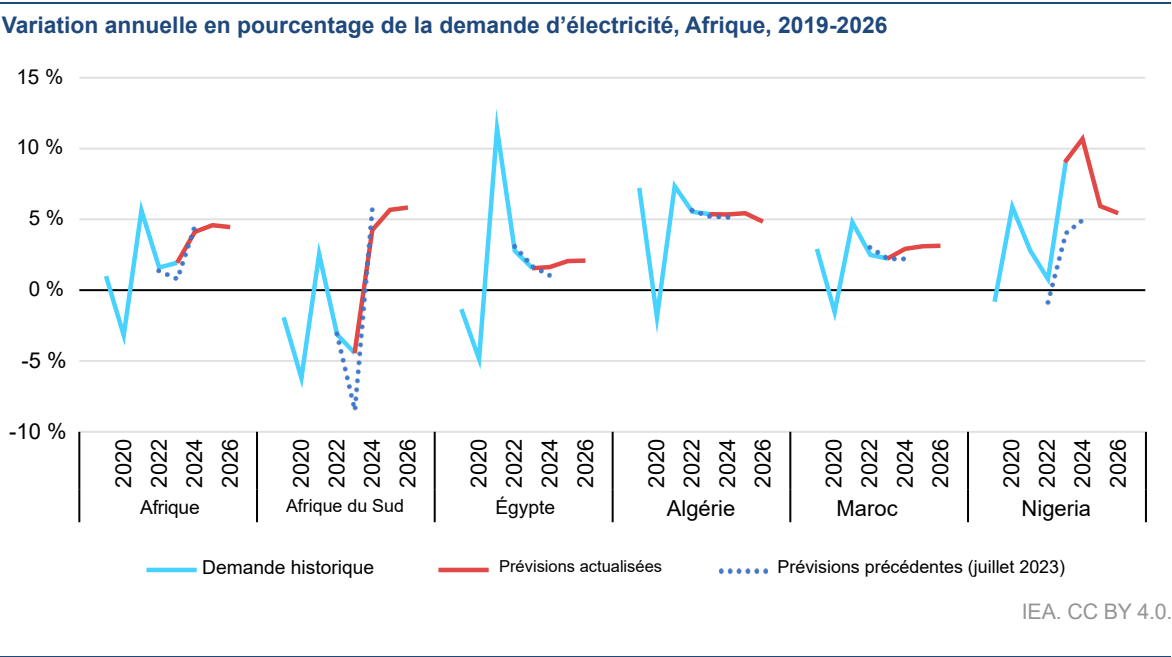
La crise énergétique a poussé le gouvernement à augmenter les subventions à l'électricité de 15 % en 2022 et 2023. Cependant, la réforme des subventions énergétiques à Oman se poursuit, avec pour objectif d'augmenter progressivement les tarifs des services publics jusqu'à la suppression totale des subventions d'ici 2025.

Afrique

La capacité électrique limitée et les problèmes d'infrastructures continuent de freiner la croissance

La demande d'électricité en Afrique a progressé de 2 % en 2023, soit une hausse légère par rapport à l'année précédente. Cette faible croissance s'explique surtout par une forte baisse de la demande en Afrique du Sud, principal consommateur du continent, conséquence de limitations persistantes dans la capacité électrique. L'Égypte et l'Algérie, deuxième et troisième consommateurs de la région, ont enregistré selon les estimations une croissance de 1,5 % et 5 % respectivement. Ensemble, ces trois pays représentent 60 % de la demande africaine.

Nos prévisions pour l'Afrique tablent sur une croissance nettement plus rapide entre 2024 et 2026, avec une augmentation annuelle moyenne de la demande électrique supérieure à 4 %. Cette accélération traduit également une reprise de la demande sud-africaine, suite à la remise en service de capacités interrompues. Nous anticipons un retour de la consommation d'électricité par habitant en Afrique à ses niveaux de 2010-2015 d'ici la fin de 2026 au plus tôt. Selon nos projections, deux tiers de la hausse supplémentaire de la demande devraient être couverts par le développement des énergies renouvelables, le reste étant principalement assuré par le gaz naturel. L'intensité d'émission liée à la production électrique devrait passer de 520 g CO₂/kWh en 2023 à 490 g CO₂/kWh en 2026.



Afrique du Sud

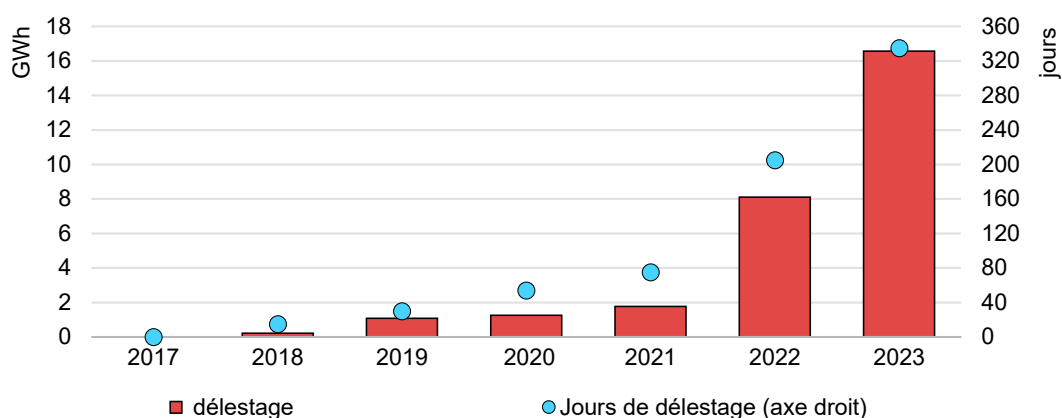
La demande freinée par l'aggravation continue des pénuries de production électrique en 2023, avec des perspectives toujours incertaines

La consommation d'électricité en Afrique du Sud a fortement diminué en 2023, avec une baisse de plus de 4 % sur un an en raison de l'intensification des délestages. Cette tendance à la baisse se poursuit depuis 2018, début de la crise actuelle du secteur électrique, à l'exception de 2021 marquée par une reprise de la demande après le choc du Covid-19.

Le secteur de l'énergie reste confronté aux délestages, dus à un manque de capacité alors que le parc de centrales à charbon vieillissant s'est davantage dégradé. Parallèlement, les nouveaux moyens de production, pourtant essentiels, peinent à entrer en service. Fait marquant, trois unités de la centrale Kusile fraîchement mise en service (4 800 MW) ont subi [des dégâts importants](#) lorsqu'une cheminée s'est effondrée fin 2022, mettant hors service la moitié de ses unités. La situation a été aggravée par [les opérations de maintenance](#) à la centrale nucléaire de Koeberg, dont l'un des deux réacteurs a été relancé en novembre 2023 après près d'un an d'arrêt, avant que l'autre soit stoppé pour des travaux similaires un mois plus tard.

En parallèle, l'acquisition rapide de nouvelles capacités via des appels d'offres depuis la pandémie n'a pas porté ses fruits, en raison de plusieurs obstacles. La flambée des coûts liée à l'inflation a empêché la finalisation des projets retenus.

Délestage en Afrique du Sud, 2017-2023



IEA. CC BY 4.0.

Source : [Eskom \(2023\), Portail de données Eskom.](#)

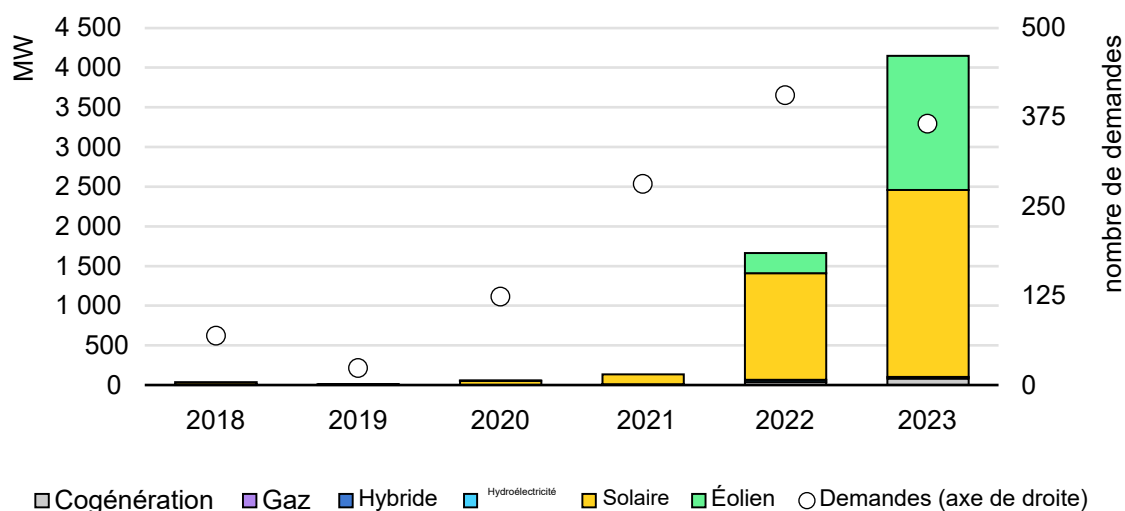
Face à ces difficultés, 2023 s'annonce comme l'année la plus critique à ce jour pour le délestage, le volume total enregistré jusqu'à fin septembre dépassant déjà celui des huit années précédentes réunies.

La dernière enchère sur les énergies renouvelables n'a pas connu un meilleur sort. Lors de l'étude des offres, il a été révélé que la capacité d'accueil du réseau dans le Cap-Oriental et le Cap-Occidental (où toutes les offres éoliennes avaient été déposées) était tombée à zéro. Ainsi, [seulement 860 MW de capacité solaire](#) (sur 5 200 MW d'énergies renouvelables mises en appel d'offres) ont été retenus. Cela va freiner davantage la réussite des dernières stratégies d'approvisionnement. Le gouvernement sud-africain a annoncé [plusieurs nouveaux appels d'offres en décembre 2023](#) concernant différentes technologies, incluant 5 000 MW d'éolien et de solaire photovoltaïque, 2 000 MW de projets à gaz et 615 MW de stockage par batterie. Ce dernier fait suite à l'attribution réussie d'environ [500 MW de capacité de stockage par batterie](#) l'an passé, lors du premier appel d'offres de ce type en Afrique du Sud. De plus, le gouvernement a annoncé vouloir acquérir [2 500 MW](#) de capacité nucléaire. Pour tenter de résoudre la crise énergétique actuelle, un plan intégré révisé des ressources a également été validé, même si sa publication pour consultation publique reste attendue.

Malgré ces difficultés majeures concernant la capacité électrique, la demande devrait augmenter en moyenne de 5 % sur la période de prévision. Cette dynamique contraste nettement avec la baisse moyenne de -2 % observée entre 2018 et 2023. Cette évolution s'explique par la remise en service de la production nucléaire et des unités endommagées de la centrale à charbon de Kusile. Par ailleurs, on s'attend à ce que les capacités renouvelables issues de précédentes enchères continuent d'être connectées grâce à des contrats directs avec le secteur privé. Cela entraînera une baisse de l'intensité carbone du système d'environ 2 % par an sur la période, pour atteindre un peu moins de 800 g CO₂/kWh en 2026.

Bien que les programmes d'approvisionnement n'aient pas permis d'augmenter la capacité, une politique ambitieuse ouvre de nouvelles perspectives au secteur privé, en dehors des circuits traditionnels. L'assouplissement des exigences en matière de licences pour les producteurs privés a provoqué une hausse notable des demandes, les entreprises et les industriels souhaitant désormais investir dans la production d'énergie renouvelable pour leur propre usage. Cette tendance est confirmée par les données publiques des projets privés enregistrés auprès du régulateur, ainsi que par [l'analyse](#) d'Eskom, qui estime qu'environ 4,4 GW (soit une augmentation de 3,5 GW sur l'année civile de juin 2022 à juillet 2023) de solaire photovoltaïque distribué ont été raccordés au réseau.

Installations privées de production d'électricité enregistrées en Afrique du Sud, 2017-2023

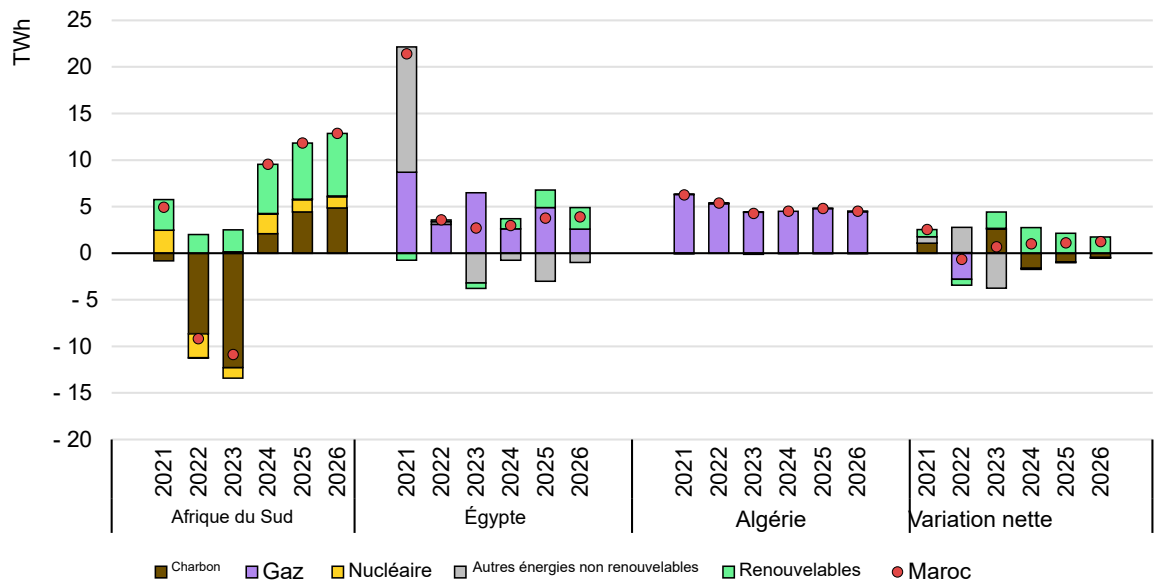


IEA. CC BY 4.0.

Source : [National Energy Regulator of South Africa \(2023\), Installations de production enregistrées \(06/11/2023\)](#)

La croissance des projets privés de production pourrait bientôt être encouragée par une nouvelle réglementation permettant l'acheminement de l'énergie vers plusieurs clients via des contrats d'achat d'électricité (PPA). Ce dispositif sera renforcé grâce au développement d'une plateforme numérique innovante par Eskom, capable de contourner les contraintes structurelles liées à la facturation et de faciliter le transfert d'électricité des producteurs privés directement aux acheteurs finaux au niveau de la distribution. La plateforme dite de « Virtual Wheeling » est récemment [passée du concept à la mise en œuvre](#) lorsque Vodacom, le principal opérateur télécom d'Afrique du Sud, a conclu un accord avec Eskom leur permettant d'acheter directement de l'électricité issue de projets d'énergies renouvelables pour alimenter leurs activités via cette plateforme. Jusqu'à présent, les projets privés d'acheminement de l'énergie avançaient lentement vers leur clôture financière, ce qui limite encore leur capacité à peser significativement dans le bouquet de production.

Variation annuelle de la production d'électricité en Afrique du Sud, Égypte, Algérie et Maroc, 2021 – 2026



IEA. CC BY 4.0.

Notes : Les autres énergies non renouvelables comprennent le pétrole, les déchets et d'autres sources non renouvelables. Les chiffres de 2024 à 2026 sont des prévisions.

Égypte

Le soutien des autorités favorise l'essor de l'électricité d'origine renouvelable

La demande d'électricité en Égypte a progressé d'environ 1,5 % en 2023. La production issue du gaz aurait augmenté de près de 2 %. Le recul de la part de l'électricité produite à partir de produits pétroliers au profit du gaz, comparé à l'année précédente, a entraîné une baisse annuelle de 1,2 % de l'intensité des émissions du mix énergétique.

Depuis 2018, le gouvernement égyptien a pris de grandes mesures pour appuyer le secteur de l'électricité, attirer les investisseurs étrangers et développer les réseaux de transport et de distribution. Ces efforts ont rendu le secteur plus concurrentiel, avec de nombreux groupes internationaux en lice pour des parts de marché, et ont permis d'augmenter nettement les investissements dans le pays.

Nous prévoyons une croissance soutenue de la demande d'électricité, d'environ 2 % par an jusqu'en 2026, portée notamment par une utilisation accrue de la climatisation. Par ailleurs, l'Égypte s'est engagée à réduire fortement les subventions énergétiques dans le cadre d'un programme de soutien financier avec le FMI. Le prix de l'électricité restera stable pour les consommateurs jusqu'en janvier 2024 ; toutefois, une hausse ultérieure pourrait ralentir la progression de la demande.

La croissance des capacités renouvelables sera soutenue par le pilier Énergie de [la Plateforme nationale de l'Égypte pour le programme Nexus Eau, Alimentation et Énergie \(NWFE\)](#), lancé par le gouvernement lors de la COP27 en novembre 2022. Le programme NWFE vise à installer 10 GW supplémentaires de capacités renouvelables (solaire et éolien) entre 2023 et 2028. Il prévoit également le retrait progressif de 5 GW de capacités fossiles peu efficaces à partir de 2023. La progression continue des énergies renouvelables fera passer leur part dans le mix électrique d'environ 11 % aujourd'hui à 13 % d'ici 2026.

Nous prévoyons que les émissions liées à la production d'électricité resteront relativement stables entre 2024 et 2026, car l'essor des renouvelables limite l'augmentation de la production à base de gaz naturel. Le plan Vision 2030 de l'Égypte, lancé en 2022, vise une réduction de 10 % des émissions de gaz à effet de serre dans le secteur de l'énergie, y compris le pétrole et le gaz, d'ici 2030 par rapport aux niveaux de 2016.

Lancé en 2023, le [projet Red Sea Wind Energy](#), soutenu par la Banque européenne pour la reconstruction et le développement (BERD), va accompagner la transition écologique de l'Égypte avec la création d'un parc éolien terrestre de 500 MW dans la région du Golfe de Suez.

Algérie

[Les vastes réserves de gaz naturel du pays assurent presque toute la production d'électricité, mais les énergies renouvelables commencent à se faire une place](#)

La demande d'électricité en Algérie a progressé d'environ 5 % en 2023, un niveau similaire à celui de l'année précédente. Sur la période de prévision 2024-2026, nous prévoyons une croissance annuelle moyenne de 5,2 % de la demande totale d'électricité, portée principalement par l'essor économique, ainsi que par la consommation accrue liée au dessalement de l'eau et aux véhicules électriques. Si l'électrification du secteur du transport reste encore limitée, elle devrait s'accélérer progressivement, le gouvernement visant à atteindre 1 000 voitures électriques en circulation et 1 000 bornes de recharge d'ici 2024.

La capacité installée de production électrique en Algérie atteint actuellement près de 25 GW. Le mix énergétique reste largement dominé par le gaz naturel, qui représentait 99 % de la production en 2023. Les autorités accélèrent le développement des énergies renouvelables pour atteindre l'objectif de 22 GW d'ici 2030. Après un appel d'offres lancé en décembre 2021 pour 1 GW de solaire photovoltaïque qui n'a pas abouti à des contrats, un nouvel appel d'offres a été émis en août 2023 pour porter la capacité totale à 2 000 MW. Sur plus de 100 candidatures, 73 dossiers, nationaux comme internationaux, ont été jugés conformes. Deux autres appels d'offres ont suivi : l'un portant de nouveau sur 1 GW, relançant l'appel de 2021, et un second pour 3 GW.

Pourtant, à la fin de 2023, aucun lauréat n'avait été désigné et aucun contrat privé n'avait été signé pour les différents appels d'offres. Faute de projets en phase avancée de développement, les prévisions restent prudentes quant au nombre d'installations à grande échelle qui seront mises en service d'ici 2026 ; ainsi, il est attendu que le gaz continue de représenter la quasi-totalité de la production (99 %). Cela entraînerait une augmentation des émissions du secteur électrique d'environ 4,5 % par an en moyenne entre 2024 et 2026, sous l'effet de la hausse de la demande d'électricité.

L'engouement de l'Algérie pour les énergies renouvelables est également lié au programme national de dessalement de l'eau. En mars 2023, le gouvernement a validé la création d'une [agence nationale indépendante dédiée au dessalement de l'eau](#), afin d'assurer la sécurité hydrique et d'atteindre 50 % de l'approvisionnement en eau potable [provenant du dessalement](#) d'ici 2030. Six mois plus tard, la société algérienne de l'énergie (AEC) a annoncé que la nouvelle usine de Corso, d'une capacité de 80 000 m³, [fonctionne désormais à pleine capacité](#). L'ensemble des usines de dessalement d'eau de mer devrait atteindre une capacité totale de [3,6 millions m³/j](#) d'ici 2024. Cette consommation électrique supplémentaire pourrait représenter entre 1 et 4 % de la demande actuelle du pays, selon les technologies utilisées.

Pour améliorer le réseau, le gouvernement a lancé un [projet d'interconnexion](#) pour relier le réseau du sud au réseau national. La construction d'une ligne à haute tension double de 700 km (400 kV) permettrait de renforcer l'approvisionnement électrique des provinces méridionales du pays.

Maroc

[La diversification de la production d'électricité progresse de manière notable, mettant l'accent sur les énergies renouvelables et les technologies flexibles](#)

La consommation d'électricité au Maroc a augmenté d'environ 2 % en 2023 et devrait poursuivre sa croissance à un rythme annuel moyen de 3,1 % pendant le reste de la période de prévision. Le pays s'efforce de diversifier ses sources d'énergie et de renforcer la part des renouvelables, avec pour objectif d'atteindre [au moins 52 %](#) d'ici 2030. Plusieurs appels d'offres fructueux ont permis d'augmenter la part de la production éolienne et solaire (incluant le photovoltaïque et le solaire thermodynamique), ainsi que les technologies flexibles comme les batteries et l'hydroélectricité par pompage, facilitant l'intégration de ces nouvelles ressources. En 2023, près de 80 % de la production provenait du thermique, principalement du charbon (73 %), dont la part a régulièrement progressé au cours des cinq dernières années au détriment du gaz. Cette évolution fait suite à la [fin des importations de gaz en provenance d'Algérie intervenue](#) en novembre 2021 à la suite de la rupture des relations diplomatiques entre les deux pays.

De ce fait, la hausse de la demande au Maroc prévue entre 2024 et 2026 devrait être comblée par l'essor de la production éolienne et solaire photovoltaïque, ce qui réduira parallèlement la part du thermique dans le bouquet énergétique. En juillet 2023, une centrale éolienne de 300 MW

a été mis en service, tandis que la ministre marocaine de la Transition énergétique et du Développement durable (METSD) a récemment [présenté son Plan d'Investissement pour 2023–2027](#), qui prévoit le déploiement de 7 GW de nouvelles capacités renouvelables.

En outre, en août 2023, suite à [l'attribution réussie d'un appel d'offres](#) pour la construction d'une centrale solaire photovoltaïque de 400 MW avec deux heures de stockage sur batterie, [un nouvel appel d'offres](#) a été lancé pour une centrale solaire photovoltaïque supplémentaire de 400 MW avec une heure de stockage sur batterie. Cela illustre non seulement l'accélération vers les objectifs de capacité, mais aussi la flexibilité accrue pour intégrer ces nouvelles ressources. Cette dynamique est également portée par le récent protocole d'accord signé [entre le Maroc et la société chinoise](#) de télécommunications Huawei, visant à exploiter des solutions innovantes de stockage d'électricité pour faciliter l'intégration des énergies renouvelables au réseau. Le Maroc a également adopté, en octobre 2023, une législation qui, une fois intégrée au cadre réglementaire, permettra et encouragera le développement plus large de la production décentralisée.

Si la croissance de l'offre s'appuie principalement sur les énergies renouvelables, le Maroc a aussi signé un [contrat d'approvisionnement en GNL avec Shell](#) portant sur 0,5 milliard de m³ de GNL jusqu'en 2035, conformément aux objectifs de décarbonation affichés par la METSD. Ce contrat vise à pallier la baisse des livraisons de gaz depuis l'Algérie.

Nigeria

La dégradation des infrastructures électriques a accru la dépendance aux groupes électrogènes, qui représentent désormais 40 % de la consommation d'électricité

En 2022, 73 % de la population nigériane avait accès à l'électricité, soit plus de 70 millions de personnes supplémentaires en dix ans. Bien que le pays dispose d'une capacité installée totale d'environ 13 GW, [la puissance réellement disponible](#) est restée autour de 4,5 GW en 2023, en raison d'[une combinaison de facteurs](#) tels que la vétusté des équipements, un entretien insuffisant et des contraintes de trésorerie. L'approvisionnement en électricité reste instable à cause d'un réseau limité, du manque d'investissements et [de cadres réglementaires inadaptés](#), si bien qu'environ 40 % de l'électricité consommée au Nigeria provient de [groupes électrogènes de secours](#).

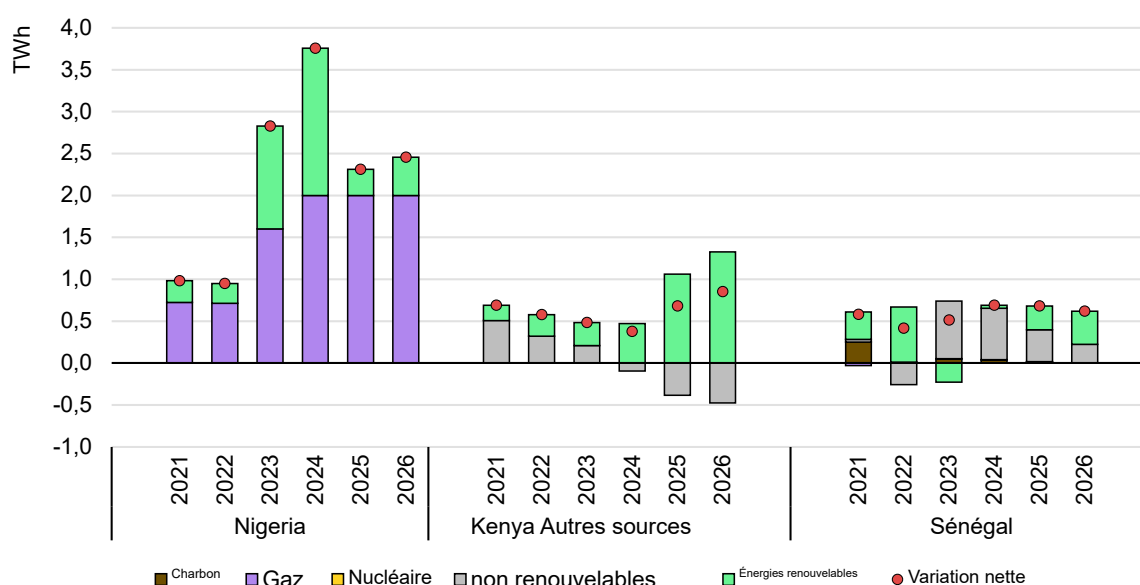
Pour répondre à la demande croissante, les performances du [secteur nigérian de l'approvisionnement en électricité \(NESI\)](#) sont en cours d'évaluation, et l'approvisionnement en électricité demeure une priorité pour le gouvernement fédéral. La centrale à gaz Afam Three Fast Power de 240 MW [Afam](#), ainsi que la centrale thermique d'urgence de Maiduguri de 50 MW, ont été mises en service en 2023. Par ailleurs, la centrale hydroélectrique de Zungeru de 700 MW [Zungeru](#) a été inaugurée au quatrième trimestre 2023, renforçant ainsi la production d'électricité renouvelable du pays.

L'annonce a été faite du plus grand projet de centrale thermique du pays, avec une extension de 1 900 MW de [la centrale Egbin Power Plc, prévue pour une mise en service commerciale en 2025. La centrale à gaz de 1 350 MW](#)

[Centrale électrique indépendante de Gwagwalada](#) est actuellement en construction en trois étapes, dont la première doit s'achever en 2024. Une fois mise en service, elle devrait fournir environ 11 % de l'électricité du pays.

La production d'électricité à partir du gaz aurait augmenté de 6 % dans le pays en 2023, grâce à la mise en service de nouvelles centrales. On estime que la demande d'électricité a crû de 9 % en 2023, portée par une capacité de production accrue. Entre 2024 et 2026, la demande devrait progresser en moyenne de 7 % par an, avec l'entrée en fonction de nouvelles installations au gaz, soutenant un taux de croissance moyen de 6 % pour la production à partir du gaz sur cette période. Toutefois, les retards de mise en service et les problèmes persistants d'infrastructures ajoutent des incertitudes à ces prévisions.

Évolution annuelle de la production d'électricité au Nigeria, au Kenya et au Sénégal, 2021-2026



IEA. CC BY 4.0.

Remarques : Les autres énergies non renouvelables comprennent le pétrole, les déchets et d'autres sources non renouvelables. Les chiffres pour 2024-2026 sont des prévisions.

Le gaz naturel représentait environ 75 % de l'électricité produite sur le réseau principal en 2023. Il devrait continuer de jouer un rôle clé dans l'approvisionnement énergétique et la stabilisation du réseau électrique nigérian jusqu'en 2030, avec une diminution prévue d'ici 2050, selon le [Plan de Transition Énergétique \(ETP\)](#).

Les énergies renouvelables devraient aussi progresser sur la période 2024-2026, avec un taux de croissance annuel moyen d'environ 8 %, et un impact positif sur la réduction des émissions de GES (-1,8 %). L'hydroélectricité constitue la majeure partie de la production renouvelable durant ces années, portée notamment par l'achèvement du projet [Zungeru](#), avec une production estimée à 2,6 TWh par an. L'hydroélectricité devrait encore croître à l'avenir grâce à la mise en service de la centrale [Makurdi Hydropower de 1 650 MW](#).

On s'attend à une forte accélération du solaire photovoltaïque, avec une croissance moyenne supérieure à 50 % par an au cours des trois prochaines années, bien que sa part dans la production reste autour de 1 % en 2025. Le secteur hors réseau (incluant les mini-réseaux, les systèmes solaires domestiques et les lampes solaires) représente une part importante de l'électricité solaire photovoltaïque dans le pays, et la capacité installée est estimée à [93 MW](#) en 2021, pouvant ainsi porter l'essentiel de la croissance dans les années à venir. En mai 2023, le président Bola Tinubu a annoncé la [fin des subventions aux combustibles fossiles au Nigeria](#). Cette décision [pourrait accélérer l'adoption de solutions solaires](#) pour remplacer les générateurs diesel onéreux.

L'Agence nigériane d'électrification rurale (REA) est chargée de promouvoir et de coordonner les programmes d'électrification rurale, et a mis en place l'[Initiative « Energizing Economies »](#), qui vise à soutenir le déploiement rapide de solutions électriques hors réseau dans les pôles économiques, en collaboration avec les acteurs privés. La forte croissance des solutions hors réseau au Nigeria alimente une tendance plus large de développement en Afrique de l'Ouest.

En juin 2023, le Nigeria a adopté une nouvelle [Loi sur l'électricité 2023](#), qui vise à établir un [cadre juridique et institutionnel complet](#) pour un marché de l'électricité privatisé et concurrentiel, fondé sur des règles, afin d'attirer les investissements privés dans le secteur de l'énergie. Cette loi renforce le rôle des [organismes de régulation](#), introduit des mesures de protection des consommateurs et prévoit un [processus transparent de fixation des tarifs](#), tout en ouvrant la voie à de multiples [régimes de licences](#) grâce à la régulation au niveau des États. Bien que la réglementation fédérale reste la norme en l'absence de réglementation étatique, une coordination et une harmonisation attentive des approches réglementaires entre les États seraient nécessaires pour limiter l'incertitude liée à la diversité des régimes existants.

Autres pays africains

Au Kenya, plus de 700 000 nouveaux clients ont été raccordés au réseau national en 2022, portant le taux d'accès à l'électricité (réseau national et solutions hors réseau confondues) à 75 % de la population, soit un bond remarquable comparé aux 47 % de 2015. La demande d'électricité aurait augmenté d'environ 4,5 % en 2023, et nous prévoyons une croissance annuelle moyenne de 5,7 % entre 2024 et 2026. La capacité installée totale au Kenya atteint près de 3,3 GW pour une production d'environ 13 TWh, dont plus de 90 % proviennent des énergies renouvelables. Le gouvernement kenyan vise une production électrique entièrement renouvelable d'ici 2030.

Nous estimons qu'en 2023, plus de 44 % de la production électrique du Kenya provenait de la géothermie, le reste des renouvelables étant principalement issu de l'hydroélectricité et de l'éolien. Le [parc éolien du lac Turkana](#) est le plus vaste d'Afrique, avec 365 turbines de 850 kWh chacune. Nous anticipons une croissance d'environ 7 % par an de la production renouvelable du pays sur la période 2024-2026, avec une hausse particulièrement marquée du solaire et de l'éolien, estimée respectivement à 25 % et 13 % par an.

Le gouvernement envisage d'introduire [des systèmes de stockage d'énergie par batteries à l'échelle du réseau pour soutenir l'essor des énergies renouvelables](#) et remplacer la production thermique lors des pics de consommation. Le Kenya souhaite également diversifier ses sources de production en intégrant à l'avenir l'énergie nucléaire et ambitionne de mettre en service sa [première centrale nucléaire](#) d'ici 2038.

[Le réseau électrique kényan est relié](#) à celui de l'Éthiopie grâce à une ligne de 1 058 km mise sous tension en 2023. Kenya Power and Lighting Company (KPLC) a commencé à importer de l'électricité à des tarifs plus avantageux l'an dernier, dans le cadre d'un accord d'échange d'électricité de 27 ans signé entre les deux gouvernements. D'autres interconnexions régionales sont prévues, notamment par un interconnecteur en construction avec la Tanzanie, ainsi qu'une seconde ligne avec l'Ouganda, actuellement en cours de réalisation. Ces projets permettront à terme de créer un marché régional de l'électricité.

D'après l'analyse de l'AIE, le Sénégal progresse de manière prometteuse vers l'Objectif de Développement Durable 7 (ODD7), à savoir l'accès universel à l'électricité d'ici 2030. Grâce à des efforts supplémentaires et au déploiement de solutions hors réseau, le pays peut également atteindre son objectif de 2025. En 2022, 75 % de la population bénéficiait de l'accès à l'électricité, soit une hausse de 17 points de pourcentage en dix ans. Malgré cette avancée rapide, des disparités persistent entre les zones urbaines et rurales, où les taux d'accès sont respectivement de 97 % et 55 %. Garantir une offre suffisante et abordable pour répondre à la demande croissante reste un enjeu crucial pour le pays.

La demande d'électricité a connu une hausse estimée à 8 % en 2023 et devrait croître à un rythme légèrement supérieur de 9 % sur la période 2024-2026. L'approvisionnement repose principalement sur les combustibles fossiles, notamment le fioul lourd importé (HFO). En 2021, la capacité totale installée atteignait 1,62 GW, dont 72 % (1,16 GW) provenaient des énergies fossiles. En 2022, les énergies renouvelables représentaient environ 25 % de la production électrique totale et 30 % de la capacité installée, conformément aux objectifs gouvernementaux.

Dans l'optique de valoriser ses ressources nationales de gaz naturel en cours de développement, le Sénégal adopte une [stratégie gaz-électricité](#) afin de remplacer le fioul lourd importé par du gaz naturel, ce qui devrait permettre de réduire les coûts et les émissions tout en renforçant la sécurité d'approvisionnement. Une centrale électrique à cycle combiné alimentée au gaz de 300 MW [située au Cap des Biches](#) devrait être mise en service en 2024.

Un nouveau code de l'électricité ([Loi n° 2021-31](#)), adopté en 2021, ouvre la voie au découpage du secteur électrique. Dans ce nouveau cadre, le gouvernement sénégalais conçoit un [Plan Intégré à Moindre Coût](#) (PIMC) pour améliorer la planification du secteur. En 2023, le Sénégal a rejoint le [Partenariat pour une Transition Énergétique Juste](#) (JETP) avec la France, l'Allemagne, l'Union européenne, le Royaume-Uni et le Canada. Grâce à ce partenariat, les partenaires internationaux se mobilisent pour apporter jusqu'à 2,5 milliards EUR afin d'accélérer le déploiement des énergies propres au service du développement durable. Le Sénégal a relevé ses objectifs en matière d'énergies renouvelables à 40 % de la capacité installée d'ici 2030.

Annexes

Tableaux récapitulatifs

Répartition régionale de la demande d'électricité, 2021-2026

TWh	2021	2022	2023	2026	Croissance taux 2021- 2022	Croissance taux 2022- 2023	TCAC 2024- 2026
Afrique	753	765	780	887	1,6%	1,9%	4,4%
Amériques	6 219	6 382	6 353	6 677	2,6%	-0,4%	1,7 %
<i>dont États-Unis</i>	4 170	4 277	4 208	4 404	2,6%	-1,6 %	1,5 %
Asie-Pacifique	13 193	13 733	14 394	16 459	4,1 %	4,8 %	4,6 %
<i>dont Chine</i>	8 307	8 615	9 164	10 573	3,7 %	6,4 %	4,9 %
Eurasie	1 302	1 316	1 335	1 386	1,1 %	1,5 %	1,3 %
Europe	3 813	3 674	3 586	3 845	-3,6 %	-2,4 %	2,4 %
<i>dont Union européenne</i>	2 736	2 651	2 568	2 749	-3,1 %	-3,2 %	2,3 %
Moyen-Orient	1 172	1 210	1 235	1 347	3,3 %	2,1 %	2,9 %
Monde	26 453	27 080	27 682	30 601	2,4 %	2,2 %	3,4 %

Remarques : Les données pour 2023 sont provisoires ; celles de 2024 à 2026 sont des prévisions. Les écarts dans les totaux sont dus aux arrondis. CAAGR = taux de croissance annuel moyen composé. Pour le CAAGR 2024-2026 indiqué, la fin de l'année 2023 sert d'année de référence pour le calcul. Pour toute la période, les données de l'Union européenne concernent les 27 États membres.

Répartition mondiale de la production d'électricité et des émissions, 2021-2026

TWh	2021	2022	2023	2026	Croissance taux 2021- 2022	Croissance taux 2022- 2023	TCAC 2023- 2026
Nucléaire	2 809	2 668	2 741	2 959	-5,0%	2,7%	2,6%
Charbon	10 284	10 442	10 613	10 088	1,5%	1,6%	-1,7%
Gaz	6 556	6 609	6 639	6 785	0,8%	0,5%	0,7%
Autres non renouvelables	852	857	782	705	0,6 %	-8,8 %	-3,4 %
Total des énergies renouvelables	7 925	8 549	8 959	12 158	7,9 %	4,8 %	10,7 %
Production totale	28 426	29 124	29 734	32 694	2,5 %	2,1 %	3,2 %

Mt CO ₂	2021	2022	2023	2026	Croissance taux 2021- 2022	Croissance taux 2022- 2023	TCAC 2023- 2026
Émissions totales	13 263	13 448	13 575	13 111	1,4 %	0,9 %	-1,2 %

Répartition de la production et des émissions d'électricité en Asie-Pacifique, 2021-2026

TWh	2021	2022	2023	2026	Croissance taux 2021- 2022	Croissance taux 2022- 2023	Taux de croissance annuel moyen 2023- 2026
Nucléaire	727	746	792	916	2,6%	6,1 %	5,0 %
Charbon	8 000	8 196	8 675	8 542	2,5 %	5,8 %	-0,5 %
Gaz	1 517	1 481	1 471	1 600	-2,4 %	-0,7 %	2,8 %
Autres non renouvelables	203	198	155	126	-2,2 %	-21,9 %	-6,7 %
Total des énergies renouvelables	3 554	3 946	4 155	6 136	11,0 %	5,3 %	13,9 %
Production totale	14 001	14 568	15 248	17 321	4,0 %	4,7 %	4,3 %

Mt CO ₂	2021	2022	2023	2026	Croissance taux 2021- 2022	Croissance taux 2022- 2023	Taux de croissance annuel moyen 2023- 2026
Émissions totales	8 420	8 589	9 011	8 929	2,0 %	4,9 %	-0,3 %

Répartition de la production et des émissions électriques en Amérique, 2021-2026

TWh	2021	2022	2023	2026	Évolution taux 2021- 2022	Évolution taux 2022- 2023	TCAC 2023- 2026
Nucléaire	942	924	924	924	-1,8 %	0,0 %	0,0 %
Charbon	1 110	1 025	844	618	-7,7 %	-17,7 %	-9,9 %
Gaz	2 204	2 291	2 421	2 422	3,9 %	5,7 %	0,0 %
Autres non renouvelables	206	205	200	179	-0,4 %	-2,8 %	-3,6 %
Total renouvelables	2 264	2 490	2 521	3 101	10,0 %	1,2 %	7,2 %
Production totale	6 726	6 934	6 909	7 244	3,1 %	-0,4 %	1,7 %

Mt CO ₂	2021	2022	2023	2026	Évolution taux 2021- 2022	Évolution taux 2022- 2023	TCAC 2023- 2026
Émissions totales	2 107	2 057	1 938	1 709	-2,4 %	-5,8 %	-4,1 %

Répartition de la production et des émissions d'électricité en Europe, 2021-2026

TWh	2021	2022	2023	2026	Évolution taux 2021- 2022	Évolution taux 2022- 2023	TCAC 2023- 2026
Nucléaire	889	750	769	827	-15,6 %	2,5 %	2,5 %
Charbon	646	686	558	402	6,2 %	-18,6 %	-10,4 %
Gaz	843	796	665	547	-5,6 %	-16,4 %	-6,3 %
Autres non renouvelables	86	95	89	67	10,1 %	-6,3 %	-9,1 %
Total renouvelables	1 589	1 588	1 729	2 247	0,0 %	8,9 %	9,1 %
Production totale	4 053	3 915	3 811	4 090	-3,4 %	-2,7 %	2,4 %

Mt CO ₂	2021	2022	2023	2026	Évolution taux 2021- 2022	Évolution taux 2022- 2023	TCAC 2023- 2026
Émissions totales	1 000	1 033	856	649	3,3 %	-17,1 %	-8,8 %

Répartition de la production et des émissions d'électricité en Eurasie, 2021-2026

TWh	2021	2022	2023	2026	Croissance taux 2021- 2022	Croissance taux 2022- 2023	TCAC 2023- 2026
Nucléaire	225	211	208	220	-6,3 %	-1,4 %	1,9 %
Charbon	261	279	289	285	6,8 %	3,6 %	-0,4 %
Gaz	666	678	687	712	1,8 %	1,3 %	1,2 %
Autres sources non renouvelables	18	12	12	14	-33,6 %	-0,7 %	5,3 %
Total des renouvelables	284	289	293	308	1,8 %	1,4 %	1,6 %
Production totale	1 454	1 469	1 489	1 539	1,0 %	1,4 %	1,1 %

Mt CO ₂	2021	2022	2023	2026	Croissance taux 2021- 2022	Croissance taux 2022- 2023	TCAC 2023- 2026
Émissions totales	548	565	578	589	3,3 %	2,2 %	0,6 %

Répartition de l'approvisionnement en électricité et des émissions au Moyen-Orient, 2021-2026

TWh	2021	2022	2023	2026	Croissance taux 2021- 2022	Croissance taux 2022- 2023	TCAC 2023- 2026
Nucléaire	13	26	39	57	95,3 %	51,6 %	13,6 %
Charbon	21	18	17	4	-14,6 %	-4,2 %	-38,3 %
Gaz	956	985	1 004	1 078	3,0 %	2,0 %	2,4 %
Autres sources non renouvelables	284	278	261	256	-1,8 %	-6,1 %	-0,7 %
Total des renouvelables	43	49	59	98	14,4 %	21,1 %	18,2 %
Production totale	1 316	1 355	1 381	1 493	3,0 %	1,9 %	2,6 %

Mt CO ₂	2021	2022	2023	2026	Croissance taux 2021- 2022	Croissance taux 2022- 2023	TCAC 2023- 2026
Émissions totales	716	725	721	741	1,2 %	-0,5 %	0,9 %

Répartition de la production et des émissions électriques en Afrique, 2021-2026

TWh	2021	2022	2023	2026	Croissance taux 2021- 2022	Croissance taux 2022- 2023	TCAC 2023- 2026
Nucléaire	12	10	9	13	-20,7 %	-11,5 %	15,2 %
Charbon	246	238	229	238	-3,0 %	-4,0 %	1,2 %
Gaz	371	379	391	425	2,2 %	3,3 %	2,8 %
Autres sources non renouvelables	56	69	66	63	22,7 %	-4,4 %	-1,2 %
Ensemble des renouvelables	191	187	201	268	-2,0 %	7,6 %	10,0 %
Production totale	876	883	896	1 007	0,8 %	1,5 %	4,0 %

Mt CO ₂	2021	2022	2023	2026	Croissance taux 2021- 2022	Croissance taux 2022- 2023	TCAC 2023- 2026
Émissions totales	473	479	471	493	1,3 %	-1,6 %	1,5 %

Regroupements régionaux et nationaux

Afr ique – Algérie, Angola, Bénin, Botswana, Cameroun, Congo, République démocratique du Congo, Côte d'Ivoire, Égypte, Guinée équatoriale, Érythrée, Éthiopie, Gabon, Ghana, Kenya, Libye, Maurice, Maroc, Mozambique, Namibie, Niger, Nigeria, Sénégal, Afrique du Sud, Soudan du Sud, Soudan, République-Unie de Tanzanie, Togo, Tunisie, Zambie, Zimbabwe et autres pays et territoires africains.¹

Asie – Bangladesh, Brunéi Darussalam, Cambodge, Taipei chinois, Inde, Indonésie, Japon, Corée, République populaire démocratique de Corée, République démocratique populaire lao, Malaisie, Mongolie, Myanmar, Népal, Pakistan, République populaire de Chine,² Philippines, Singapour, Sri Lanka, Thaïlande, Viêt Nam ainsi que d'autres pays, territoires et économies d'Asie.³

Asie-Pacifique – Australie, Bangladesh, Brunéi Darussalam, Cambodge, Taipei chinois, Inde, Indonésie, Japon, Corée, République populaire démocratique de Corée, République démocratique populaire lao, Malaisie, Mongolie, Myanmar, Népal, Nouvelle-Zélande, Pakistan, République populaire de Chine,² Philippines, Singapour, Sri Lanka, Thaïlande, Viêt Nam ainsi que d'autres pays, territoires et économies de la région Asie-Pacifique.⁴

Amérique centrale et du Sud – Argentine, Bolivie, Brésil, Chili, Colombie, Costa Rica, Cuba, Curaçao, République dominicaine, Équateur, Salvador, Guatemala, Haïti, Honduras, Jamaïque, Nicaragua, Panama, Paraguay, Pérou, Suriname, Trinité-et-Tobago, Uruguay, Venezuela ainsi que d'autres pays et territoires de l'Amérique latine.⁵

Eurasie – Arménie, Azerbaïdjan, Géorgie, Kazakhstan, Kirghizistan, Fédération de Russie, Tadjikistan, Turkménistan et Ouzbékistan.

Europe – Albanie, Autriche, Belgique, Biélorussie, Bosnie-Herzégovine, Bulgarie, Croatie, Chypre,⁶ Tchéquie, Danemark, Estonie, Finlande, France, Allemagne, Gibraltar, Grèce, Hongrie, Islande, Irlande, Italie, Kosovo⁷ Lettonie, Lituanie, Luxembourg, Malte, Monténégro, Pays-Bas, Macédoine du Nord, Norvège, Pologne, Portugal, République de Moldavie, Roumanie, Serbie, Slovaquie, Slovénie, Espagne, Suède, Suisse, République de Türkiye, Ukraine et Royaume-Uni.

Union européenne – Autriche, Belgique, Bulgarie, Croatie, Chypre,⁶ Tchéquie, Danemark, Estonie, Finlande, France, Allemagne, Grèce, Hongrie, Irlande, Italie, Lettonie, Lituanie, Luxembourg, Malte, Pays-Bas, Pologne, Portugal, Roumanie, Slovaquie, Slovénie, Espagne et Suède.

Moyen-Orient – Bahreïn, République islamique d'Iran, Irak, Israël¹, Jordanie, Koweït, Liban, Oman, Qatar, Arabie saoudite, République arabe syrienne, Émirats arabes unis et Yémen.

Pays nordiques – Danemark, Finlande, Norvège, Suède.

Afrique du Nord – Algérie, Égypte, Libye, Maroc et Tunisie.

Amérique du Nord – Canada, Mexique et États-Unis.

Asie du Sud-Est – Brunei Darussalam, Cambodge, Indonésie, Laos, République démocratique populaire, Malaisie, Myanmar, Philippines, Singapour, Thaïlande et Viêt Nam. Tous ces pays sont membres de l'Association des Nations de l'Asie du Sud-Est (ASEAN).

Économies avancées – Pays membres de l'OCDE, ainsi que Bulgarie, Croatie, Chypre, Malte et Roumanie.

Marchés émergents et économies en développement – Tous les autres pays qui ne sont pas inclus dans le groupe des économies avancées.

¹ Les données individuelles ne sont pas disponibles et sont estimées globalement pour : Burkina Faso, Burundi, Cap-Vert, République centrafricaine, Tchad, Comores, Djibouti, Gambie, Guinée, Guinée-Bissau, Lesotho, Libéria, Madagascar, Malawi, Mali, Mauritanie, Réunion, Rwanda, Sao Tomé-et-Principe, Seychelles, Sierra Leone, Somalie, Eswatini et Ouganda.

² Inclut Hong Kong.

³ Les données individuelles ne sont pas disponibles et sont estimées globalement pour : Afghanistan, Bhoutan, Macao (Chine), Maldives et Timor-Leste.

⁴ Les données individuelles ne sont pas disponibles et ont été estimées globalement pour : Afghanistan, Bhoutan, Îles Cook, Fidji, Polynésie française, Kiribati, Macao (Chine), Maldives, Nouvelle-Calédonie, Palaos, Papouasie-Nouvelle-Guinée, Samoa, Îles Salomon, Timor-Leste, Tonga et Vanuatu.

⁵ Les données individuelles ne sont pas disponibles et sont regroupées pour : Anguilla, Antigua-et-Barbuda, Aruba, Bahamas, Barbade, Belize, Bermudes, Îles Vierges britanniques, Îles Caïmans, Dominique, Îles Malouines (Falkland), Grenade, Guyana, Montserrat, Saba, Saint-Eustache, Saint-Christophe-et-Niévès, Sainte-Lucie, Saint-Pierre-et-Miquelon, Saint-Vincent-et-les-Grenadines, Sint Maarten et Îles Turques-et-Caïques.

⁶ Note de la République de Türkiye : Les informations figurant dans ce document concernant « Chypre » portent sur la partie sud de l'île. Il n'existe pas d'autorité unique représentant à la fois les communautés turque et grecque chypriotes sur l'île. La Türkiye reconnaît la République turque de Chypre du Nord (RTCN). Tant qu'une solution durable et juste n'aura pas été trouvée dans le cadre des Nations Unies, la Türkiye maintiendra sa position sur la « question chypriote ». Note de tous les États membres de l'Union européenne de l'OCDE et de l'Union européenne : La République de Chypre est reconnue par tous les membres des Nations Unies, à l'exception de la Türkiye. Les informations de ce document concernent la zone placée sous le contrôle effectif du gouvernement de la République de Chypre.

⁷ La désignation ne préjuge en rien du statut et s'inscrit dans le cadre de la Résolution 1244/99 du Conseil de sécurité des Nations Unies ainsi que de l'avis consultatif de la Cour internationale de Justice sur la déclaration d'indépendance du Kosovo.

⁸ Les données statistiques concernant Israël sont fournies et relèvent de la responsabilité des autorités israéliennes compétentes. L'utilisation de ces données par l'OCDE et/ou l'AIE se fait sans préjuger du statut du plateau du Golan, de Jérusalem-Est et des implantations israéliennes en Cisjordanie selon le droit international.

Abréviations et acronymes

ACER	Agence de l'Union européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie
AEMO	Opérateur australien du marché de
IA	l'énergie intelligence artificielle système
BESS	de stockage d'énergie par batterie
BIL	Loi bipartisane sur les infrastructures
BMWK	Ministère fédéral de l'Économie et de la Protection du Climat
BNetzA	Bundesnetzagentur – Agence fédérale allemande des réseaux
CAISO	Opérateur du marché de l'énergie de Californie
MACF	Mécanisme d'ajustement carbone aux
TCMC	frontières taux de croissance annuel moyen
CERC	Commission centrale de régulation de l'électricitécontrats
CFD	pour la différencedioxyde de carbone
CO2	
CSP	énergie solaire concentréeénergies
ÉDR	renouvelables distribuéesopérateurs
GRD	de réseaux de distribution
ERCOT	Conseil de fiabilité électrique du Texas
SEQE-UE	Système européen d'échange de quotas d'émission
FERC	Commission fédérale de régulation de
RRF	l'énergie réponse rapide de
PIB	fréquenceproduit intérieur brut
CEC	Certificats d'électricité
FOL	vertEFIoul lourd
Marché Spot à Prix Élevé (HP-DAM)	Marché day-ahead à prix élevé
Courant continu haute tension (HVDC)	courant continu haute tension
AIEA	Agence internationale de l'énergie atomique
TIC	Technologies de l'information et de la communication
FMI	Fonds monétaire international
Producteurs indépendants d'électricité (IPP)	producteurs indépendants d'électricité
Loi sur la réduction de l'inflation (IRA)	Loi sur la réduction de l'inflation
Partenaires pour une transition énergétique équitable (JETP)	Partenaires pour une transition énergétique juste
Ministre marocain de la Transition énergétique et du Développement durable (METDS)	Ministre marocain de la Transition énergétique et du Développement durable
North American Electricity Reliability Corporation (NERC)	Corporation nord-américaine de fiabilité électrique
Feuille de route nationale pour la transition énergétique (NETR)	Feuille de route nationale pour la transition énergétique
Directive sur les réseaux et l'information (ENI)	Directive sur les réseaux et l'information
Azote, Phosphore et Potassium (NPK)	Azote, phosphore et potassium
Scénario « zéro émission nette d'ici 2050 » (NZE)	Scénario zéro émission nette d'ici 2050
Plan de développement de l'électricité (PDF)	Plan de développement électrique
Contrat d'achat d'électricité (PPA)	contrat d'achat d'électricitéparité
Parité de pouvoir d'achat (PPP)	du pouvoir d'achat
Systèmes solaires domestiques (SHS)	Systèmes solaires domestiques
Réponse d'inertie synchrone (SIR)	Réponse d'inertie synchrone

Prix Marginal du
Système (SMP)

RSM

Scénario Politiques
Déclarées

GRT

Financement de
l'Écart de
Viabilité

Énergies
renouvelables
variables

Prix marginal du système

petits réacteurs modulaires

Scénario des politiques déclarées

gestionnaires de réseaux de transport

Financement de l'écart de viabilité pour
les énergies renouvelables variables

Unités de mesure

bbl bbl/j bcm	baril barils par jour milliard de
bcm/an cm/s	mètres cubes milliard de mètres
g CO ₂ g	cubes par an centimètres par
CO ₂ /kWh	seconde gramme de dioxyde de
	carbone
	grammes de dioxyde de carbone par
GJ	kilowattheure gigajoule
Gt/an	gigatonnes par an
GW	gigawatt
kt	kilotonnes
MW	mégawatt
MWh	mégawatt-heure
Mt	million de tonnes
Mt CO ₂	million de tonnes de dioxyde de carbone
Mt CO ₂ /an	million de tonnes de dioxyde de carbone par
GW	an gigawatt gigawatt-heure térawatt-heure
GWh	
TWh	

Agence internationale de l'énergie (AIE)

Ce document exprime les opinions du Secrétariat de l'AIE, sans nécessairement refléter celles des pays membres, des bailleurs de fonds ou des partenaires. Il ne s'agit pas d'un conseil professionnel relatif à une situation ou un sujet précis. L'AIE ne garantit ni l'exactitude ni l'exhaustivité du contenu présenté, et ne pourra être tenue responsable de l'usage ou de la confiance accordée à ce travail.



Sous réserve de la [notification relative au contenu sous licence CC de l'AIE](#), ce document est diffusé sous licence [Creative Commons Attribution 4.0 International](#).

Ce document, ainsi que toute carte qui y figure, est publié sans préjuger du statut ou de la souveraineté de tout territoire, ni de la délimitation des frontières internationales ou de la désignation de tout territoire, ville ou région.

Sauf indication contraire, toutes les données et analyses figurant dans les graphiques et tableaux proviennent de l'AIE.

Publications de l'AIE

Agence internationale de l'énergie

Site web : www.iea.org

Coordonnées : www.iea.org/contact

Composition réalisée en France par l'AIE - Janvier 2024

Conception de la couverture : AIE

Crédits photo : © Shutter stock

Version révisée, janvier et mai 2024

Avis d'information disponible

sur : www.iea.org/corrections

