



“ LE TEMPS NÉCESSAIRE AUX PRISES DE DÉCISION EUROPÉENNES ET CELUI, PLUS LONG, DE LA TRANSITION BAS CARBONE COMPLIQUENT LA CONVERGENCE ENTRE TRANSITION ET SOUVERAINETÉ DE L’EUROPE. NÉANMOINS, DES MOTIFS D’OPTIMISME EXISTENT. L’UNION EUROPÉENNE DISPOSE D’ATOUTS ET SON POSITIONNEMENT OFFENSIF POURRAIT LUI PERMETTRE DE LES VALORISER. ”

ÉTUDES ÉCONOMIQUES



BNP PARIBAS

La banque
d'un monde
qui change

EXECUTIVE SUMMARY

UNION EUROPÉENNE : TRANSITION BAS-CARBONE ET SOUVERAINETÉ ÉNERGÉTIQUE, UN PARCOURS SEMÉ D'EMBUCHES

Pascal Devaux

Éléments-clés des politiques européennes, les programmes de transition bas-carbone et de souveraineté énergétique convergent sur de nombreux points. La montée des tensions géopolitiques, la crise énergétique européenne de 2022 et l'exacerbation des tensions commerciales internationales ont favorisé cette convergence. À première vue, elle paraît évidente : l'Europe, qui est structurellement dépendante des importations d'énergies fossiles, a intérêt à accélérer la décarbonation de son mix énergétique pour, *in fine*, réduire ses importations d'hydrocarbures. Néanmoins, la progression du tandem transition-souveraineté reste un parcours semé d'embuches :

1. Des obstacles techniques liés à l'intégration des énergies renouvelables dans les réseaux existants pourraient accentuer le rôle d'énergie de transition du gaz, et ainsi, à la fois retarder la transition et réduire la souveraineté énergétique de l'Europe.
2. Les tensions internationales compliquent son autonomie sur l'ensemble de la chaîne de valeur des technologies propres, des matériaux critiques aux équipements. Malgré ces contraintes, la mise en œuvre de programmes de souveraineté ambitieux et les capacités productives réelles de l'Europe dans le domaine des « cleantech » permettraient de progresser sur les deux fronts.

Dans une première partie, nous dressons un état des lieux et une évaluation des programmes européens de souveraineté énergétique et de transition. Nous examinons, dans une deuxième partie, quelques-unes des contraintes techniques qui freinent la transition bas-carbone, et comment celles-ci pourraient aussi gêner l'atteinte de objectifs de souveraineté énergétique. Enfin, dans une troisième partie, nous nous penchons sur l'influence des facteurs géopolitiques et géoéconomiques sur la chaîne de valeur des technologies propres.

3

Des réponses européennes multiples à un enjeu décisif

8

Des contraintes techniques propres à la transition pourraient retarder la progression vers la souveraineté

10

Les technologies propres : une chaîne de valeur soumise aux enjeux géopolitiques



BNP PARIBAS

La banque
d'un monde
qui change

UNION EUROPÉENNE : TRANSITION BAS-CARBONE ET SOUVERAINETÉ ÉNERGÉTIQUE, UN PARCOURS SEMÉ D'EMBUCHES

3

Éléments-clés des politiques européennes, les programmes de transition bas-carbone et de souveraineté énergétique convergent sur de nombreux sujets. La montée des tensions géopolitiques, la crise énergétique européenne de 2022 et l'exacerbation des tensions commerciales internationales ont favorisé cette convergence. À première vue, elle paraît évidente : l'Europe, qui est structurellement dépendante des importations d'énergies fossiles, a intérêt à accélérer la décarbonation de son *mix* énergétique pour réduire ses importations d'hydrocarbures. Néanmoins, la progression du tandem transition-souveraineté reste un parcours semé d'embuches.

DES RÉPONSES EUROPÉENNES MULTIPLES À UN ENJEU DÉCISIF

La transition bas-carbone et la souveraineté énergétique font l'objet de nombreux programmes européens. Au niveau mondial, la montée du risque géopolitique et des tensions commerciales a renforcé la convergence de ces deux chantiers. Le bilan européen est pour le moment contrasté. Si des progrès indéniables ont été réalisés en matière de transition, placant l'UE en tête des grandes régions développées pour la réduction des gaz à effet de serre (GES), les dépenses engagées restent insuffisantes et la souveraineté énergétique progresse lentement.

Une approche européenne exhaustive

Politique énergétique : le rôle croissant des objectifs de souveraineté dans les programmes de transition

La politique européenne de transition bas-carbone s'inscrit dans le cadre du Pacte vert (*Green Deal*, 2019), qui réunit un certain nombre de règlements visant à atteindre la neutralité carbone à horizon 2050. En 2021, un programme intermédiaire « Fit for 55 » est venu renforcer la réglementation afin de réduire de 55% des émissions de gaz à effet de serre d'ici 2030 (par rapport à 1990). À ces objectifs climatiques se sont ajoutés à partir de 2022 des programmes visant à renforcer la souveraineté énergétique européenne, notamment « RePower » lancé en 2022. Celui-ci prévoit de réduire la dépendance européenne vis-à-vis des hydrocarbures importés de Russie par trois moyens : baisser la consommation énergétique et augmenter les économies d'énergie, accélérer le développement des énergies renouvelables et diversifier les sources d'approvisionnement en hydrocarbures, et plus spécifiquement en gaz. Si la souveraineté reste la priorité de RePower, ce texte insiste sur la baisse de la dépendance au gaz et de la consommation énergétique, ce qui dépasse les objectifs de transition de « Fit for 55 ». Enfin, c'est dans un contexte de besoins massifs de technologies propres, et de déséquilibre commercial dans ce secteur, que l'UE a mis en place, en 2023, le *Green Deal Industrial Plan*. Cet ensemble de programmes, destiné à renforcer la compétitivité et la souveraineté européennes dans les industries de la transition, s'articule autour de trois volets :

Le *net-zero industrial act* (NZIA) vise à atteindre 40% de capacités de production européennes, principalement dans le secteur des *cleantech*. Au lancement du programme (2023), cette proportion allait de 3% pour les panneaux solaires à 85% pour les équipements éoliens.

Le *critical raw materials act* (CRM Act¹) pour réduire la vulnérabilité européenne, l'approvisionnement en matériaux critiques étant stratégique pour les industries de transition, digitales et de défense.

La réforme du marché de l'électricité doit permettre de réduire la vulnérabilité des consommateurs à la volatilité des prix à court terme et favoriser la décarbonation du *mix* énergétique.

Plus récemment, la montée des tensions commerciales internationales sur les matériaux critiques a incité la Commission européenne à proposer un nouveau programme, « REsourceEU », qui – à la manière de RePowerEU – doit renforcer le pouvoir de marché européen dans ce secteur grâce notamment à des achats et le stockage de matériaux.

Estimation du coût des programmes

Selon les estimations de la Commission européenne (CE)², pour atteindre les objectifs climatiques, les investissements (publics et privés) liés à la transition (Pacte vert, Fit for 55 et RePower) devraient s'élèver à EUR 1241 mds par an jusqu'en 2030, ce qui équivaut à 7,7% du PIB européen de 2022. Cette estimation, reprise par la Banque centrale européenne³, peut être révisée au fil du temps pour tenir compte de l'évolution des prix des matériaux et des équipements, et de l'évolution des objectifs européens.

Jusqu'à maintenant, les estimations ont été revues à la hausse : elles ont pratiquement doublé depuis 2019. Néanmoins, des révisions à la baisse sont aussi possibles en cas de baisse des objectifs ou de forte baisse des coûts de certains équipements de la transition, les estimations de la CE se basant sur des prix antérieurs à 2021. Cette estimation peut être discutée puisqu'elle inclut le secteur des transports (61% du besoin total). Or, celui-ci comprend les achats de véhicules électriques, qui ne sont pas des investissements mais plutôt des achats de biens durables par les ménages. Néanmoins, l'estimation de la CE permet d'appréhender l'effort nécessaire de l'ensemble des agents économiques de l'UE.

Le coût de l'augmentation des capacités de production pour atteindre les objectifs du programme NZIA (au moins 40% de capacités de production européennes dans tous les segments) s'élève au total à EUR 89 mds d'ici à 2030, soit 0,5% du PIB de 2023. Dans une hypothèse de *statu quo* des capacités de production au niveau de 2023, l'investissement nécessaire s'élèverait à EUR 48 mds (0,3% du PIB 2023)⁴.

Les enjeux économiques de la convergence transition-souveraineté sont significatifs

Si les investissements nécessaires à la poursuite de la transition bas-carbone sont relativement élevés, surtout dans un contexte de concurrence avec d'autres dépenses, notamment dans la défense, les gains attendus en termes de pouvoir d'achat, de solde commercial et d'activité économique sont significatifs.

¹ Le CRM Act fixe des critères pour accroître les capacités européennes d'extraction (10%), de traitement (40%) et de recyclage (25%) des matériaux critiques, ainsi que des directives d'une politique de diversification des approvisionnements.

² Commission européenne, (2023), [Investment needs assessment and funding availabilities to strengthen EU's Net-Zero technology manufacturing capacity. Commission staff working document](#).

³ Banque centrale européenne, 2025, [Investing in Europe's green future. Green investment needs, outlook and obstacles to funding the gap. Occasional Paper Series](#).

⁴ Commission européenne, 2023, [Investment needs assessment and funding availabilities to strengthen EU's Net-Zero technology manufacturing capacity. Commission staff working document](#).



La guerre en Ukraine, révélateur d'une dépendance coûteuse au gaz russe

La guerre en Ukraine a révélé l'ampleur de la vulnérabilité européenne en matière d'approvisionnement énergétique. La dépendance structurelle de l'Europe aux importations d'hydrocarbures (pétrole et gaz) et le conflit en Ukraine a mis en lumière le poids des importations de gaz russe. En 2021, l'UE importait environ 60% de sa consommation de gaz naturel, dont 45% provenait de Russie. Les conséquences économiques de l'arrêt progressif de ces importations ont été importantes. Elles sont visibles dans le solde commercial européen et les prix de l'énergie payés par les ménages et les entreprises). *Voir le Graphique 1.*

Le prix du gaz naturel liquéfié (GNL) en Europe⁵ a été multiplié par 2,4 en 2022 par rapport à 2021 et par sept par rapport à la moyenne 2016-21, ce qui a entraîné une hausse du prix de l'électricité dans l'ensemble de la zone (*Graphique 2*). En effet, le prix de gros de l'électricité en Europe est fixé selon la règle du « *merit order* », c'est-à-dire au coût marginal de la dernière source d'énergie appelée. Le prix du gaz naturel influence ainsi de façon importante le prix de l'électricité étant donné sa part élevée dans le *mix électrique* de nombreux pays de l'UE.

Selon Eurelectric⁶, le gaz a déterminé le prix de l'électricité environ 40% du temps depuis 2022⁷. Avec le déclenchement de la guerre en Ukraine, la hausse des cours du GNL a été constatée au niveau mondial du fait de l'interconnexion des marchés gaziers. Mais elle a été beaucoup plus marquée en Europe, en raison de la rupture brusque d'une partie de l'approvisionnement russe par gazoduc et du recours à des importations de GNL moins immédiatement disponibles, ce qui a fait augmenter fortement le prix. À titre d'indication, il est possible d'estimer le surcoût pour le consommateur européen (ménages et entreprises) en comparant l'évolution du prix de l'énergie pour le consommateur final européen et le consommateur final américain à partir de 2022. Même si les évolutions des prix du gaz et de l'électricité sur les marchés européens et américains, durant cette période, sont aussi soumis à des éléments locaux (l'équilibre du marché du gaz aux États-Unis, par exemple), l'écart entre les variations de prix sur les deux marchés est en grande partie due à la crise énergétique de 2022 en Europe⁸. Ainsi, nous estimons que le surcoût des factures électrique et gazière pour le consommateur européen (ménages et entreprises) équivale à 4% du PIB de l'UE en 2022, à 3,3% en 2023 et à 2,8% en 2024 (*Graphique 3*).

Dans le solde commercial de l'UE, l'augmentation des importations énergétiques pour la seule année 2022 s'est élevée à EUR 400 mds⁹ (essentiellement du fait de la hausse des prix du gaz). Ce montant représentait 18% des importations extra-communautaires de l'UE de 2021.

Des gains importants générés par la décarbonation du *mix électrique*

Depuis la mise en œuvre du Pacte vert européen en 2019, la part des énergies renouvelables (solaire et éolien) dans le *mix électrique* est passée de 17% à 29%. Les capacités de production énergétiques solaires ont triplé durant cette période, tandis que dans l'éolien elles ont augmenté de 37%.

5 Cours du TTF néerlandais

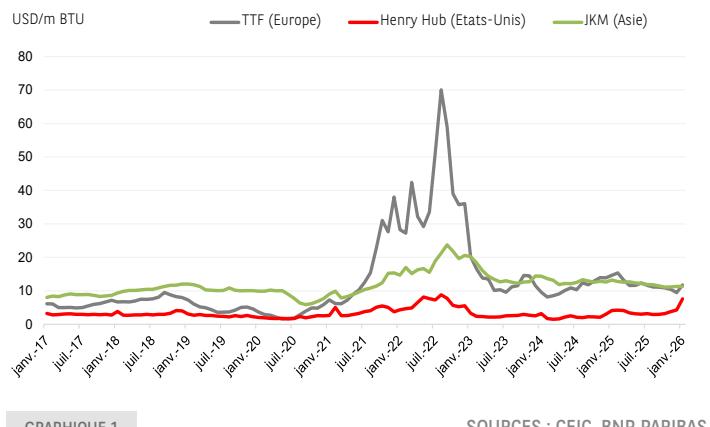
6 Eurelectric, 2025, *Power barometer*

7 Pourcentage mesuré par la proportion d'heures durant laquelle le prix de l'électricité sur le marché de gros est supérieur au coût marginal de l'électricité générée par des centrales au gaz.

8 On constate ainsi que si l'écart entre la volatilité des prix du gaz aux États-Unis et en Europe était réduit entre 2015 et 2020 (écart-type de 0,5 et 1,8 respectivement sur la période), celui-ci s'est fortement accru entre 2022 et 2025 (1,8 et 13,4 respectivement). On observe la même évolution, mais d'une ampleur moindre, entre les marchés européens et asiatiques.

9 Eurostat, 07/2025, *EU imports of energy products - latest developments*

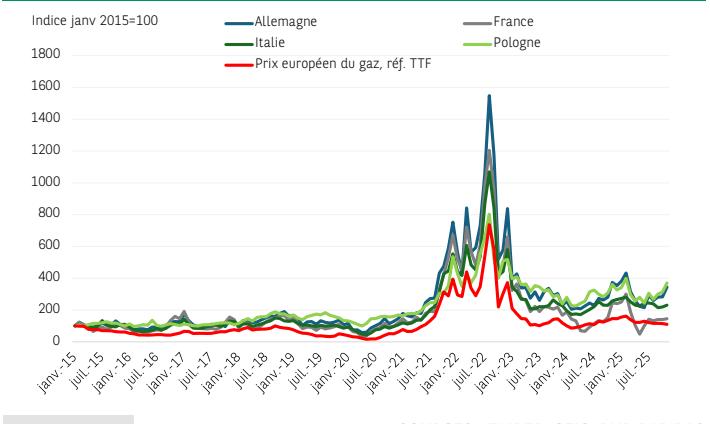
PRIX DU GAZ NATUREL LIQUÉFIÉ : L'ÉCART PERSISTE ENTRE LES ÉTATS-UNIS ET L'UNION EUROPÉENNE



GRAPHIQUE 1

SOURCES : CEIC, BNP PARIBAS

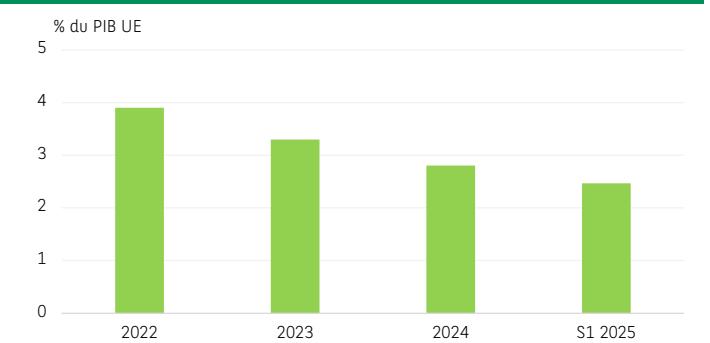
LES PRIX DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ EN EUROPE SONT LIÉS À CEUX DU GAZ



GRAPHIQUE 2

SOURCES : EMBER, CEIC, BNP PARIBAS

FACTURE ÉNERGÉTIQUE EUROPÉENNE : LE COÛT DURABLE DE LA DÉPENDANCE AU GAZ RUSSE



États-Unis vs. Europe : écart du montant de la facture énergétique des ménages et des entreprises si les prix finaux de l'électricité et du gaz avaient évolué de façon identique entre les deux régions.

GRAPHIQUE 3

SOURCES : US EIA, EUROSTAT, FMI, BNP PARIBAS



BNP PARIBAS

La banque
d'un monde
qui change

Dans le même temps, les capacités hydroélectriques restaient stables, tandis que celles des centrales nucléaires se réduisaient de 13% (Graphique 4).

Les conséquences des tensions géopolitiques sur la facture énergétique auraient pu être plus élevées encore sans les progrès réalisés en matière de transition bas-carbone. La décarbonation du *mix* électrique a permis de limiter l'impact de la crise énergétique de 2022 sur la facture d'électricité des consommateurs. La Commission européenne estime à EUR 100 mds (0,6% du PIB 2023) les économies réalisées par les consommateurs européens entre 2021 et 2023 grâce à la décarbonation du *mix* électrique.

Au niveau du solde commercial, selon les estimations d'EMBER¹⁰, la progression des énergies renouvelables a permis de réduire le montant des importations d'énergies fossiles de EUR 59 mds depuis 2019 (EUR 53 mds pour le gaz et EUR 6 mds pour le charbon, les deux énergies fossiles utilisées pour générer de l'électricité en Europe). Selon notre estimation, cela équivaut à 12% des importations de gaz et de charbon destinées à la production d'électricité et 2,2% des importations totales de gaz et de charbon.

La dimension macroéconomique de la transition

Selon le rapport conjoint de la Commission européenne et de l'Agence internationale des énergies renouvelables (IRENA)¹¹, les conséquences macroéconomiques de la transition seront très positives durant la première phase de la transition (par hypothèse entre 2023 et 2030) en raison d'une accélération de l'investissement (dans les équipements, notamment) ; mais elles le seront moins les années suivantes. Par rapport à un scénario à politique climatique constante, celui visant une décarbonation pour limiter le réchauffement climatique à 1,5°C, on estime le supplément annuel de croissance à environ 2,5% au total, durant la période 2023-30, pour l'Union européenne. La principale contribution viendrait des dépenses publiques (environ +0,9%) : principalement de l'investissement direct des gouvernements et, dans une moindre mesure, des dépenses courantes stimulées par les recettes issues de la taxe carbone. La contribution de l'investissement privé (entreprises et ménages) est légèrement inférieure (+0,6%) en raison, notamment, de la baisse de l'investissement dans le secteur des énergies fossiles. Les effets induits (principalement l'application généralisée de la taxe carbone) et indirects (la hausse des dépenses sociales à destination des ménages les plus défavorisés, notamment) ajoutent annuellement environ 0,6% de croissance sur la période 2023-2030. Enfin, la réduction des importations due à la dépendance moindre aux énergies fossiles ajouterait 0,4% de croissance supplémentaire par an.

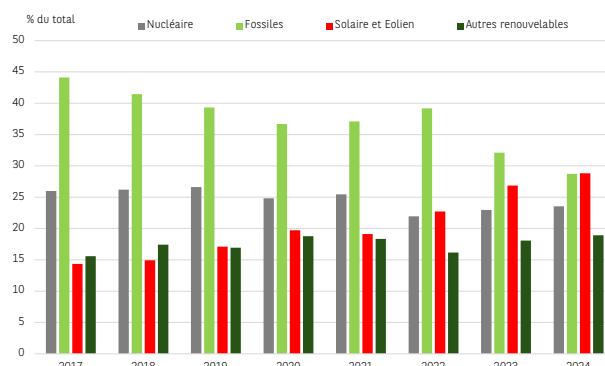
Ces projections peuvent être considérées comme une borne haute dans l'estimation du supplément de croissance apporté par la transition bas-carbone.

Deux éléments permettent de relativiser les effets favorables de la transition sur la croissance :

- La généralisation de la taxe carbone, même si elle tend à progresser à l'intérieur de l'UE (extension des ETS) comme à l'extérieur (implantation progressive de CBAM), reste une question politique délicate. De plus, la compensation de la hausse des prix par des dépenses sociales supplémentaires, financées par les revenus de la taxe carbone, reste hypothétique.

- Les effets de la réduction de la facture énergétique, liée à une consommation moindre d'hydrocarbures, ne doivent pas être surestimés.

LA DÉCARBONATION DU MIX ÉLECTRIQUE EUROPÉEN PROGRESSE



GRAPHIQUE 4

SOURCES : EMBER, BNP PARIBAS

En effet, les évolutions récentes montrent que le rôle du gaz restera significatif durant la période de transition.

Souveraineté énergétique et transition: où en est-on?

On peut évaluer les progrès des programmes de transition et de souveraineté énergétique par l'estimation des dépenses engagées, mais cela ne donne qu'une vision très partielle du processus. L'examen des évolutions matérielles est plus pertinent. Les progrès réalisés dans la transition bas-carbone peuvent être mesurés par les évolutions du *mix* énergétique et l'électrification des usages. La dépendance aux importations et la diversité des fournisseurs sont des indicateurs de souveraineté énergétique.

Un retard d'investissement concernant surtout l'électrification des usages

L'estimation de l'écart entre les investissements nécessaires et ce qui a été effectivement réalisé varie suivant les sources et les périmètres considérés. L'évaluation de la Commission européenne, reprise par la BCE, se base sur les investissements réalisés au cours de la période 2011-20. Elle estime le déficit d'investissement annuel à EUR 477 mds par rapport à l'objectif de EUR 1241 mds. Les estimations effectuées sur des données plus récentes par l'Institut de l'économie du climat (I4CE)¹² et sur un périmètre différent (excluant certains éléments du transport maritime, aérien et ferroviaire) évaluent, quant à eux, ce déficit à EUR 353 mds par an. Néanmoins, le diagnostic est le même : les secteurs résidentiels et les transports connaissent le déficit d'investissement le plus significatif. Au total, environ EUR 400 mds d'investissements annuels manquent à l'appel chaque année, soit 2,3% du PIB de l'UE de 2023. Pour l'année 2024, des données partielles de I4CE indiquent un essoufflement de l'effort d'investissement au niveau européen. Si les dépenses du segment de la production d'énergie restent stables par rapport à 2023 (+0,9%), celles concernant le secteur du bâtiment (constructions nouvelles et rénovation) se sont réduites de 10,5%.

Les objectifs du programme NZIA sont trop récents pour qu'il soit possible d'en estimer les premiers résultats. Les projections de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) pour la période 2022-2030 (basées sur des données de S1 2023) montrent une évolution plutôt favorable de la

10 EMBER, 2025, *European Electricity Review*

11 Commission européenne, 2025, *International Renewable Energy Agency (IRENA)*; Union européenne, *Regional energy transition outlook*

12 Institute for climate economics (I4CE), 2025, *The state of Europe's climate investment*



BNP PARIBAS

La banque
d'un monde
qui change

part des capacités de production européennes dans le total des capacités mondiales. Elle pourrait atteindre 11% en 2030 pour les batteries (8% en 2022) et 36% pour les pompes à chaleur (18% en 2022).

En ne considérant qu'un nombre restreint de technologies clés¹³, l'IEC établit qu'en 2023, les investissements dans les capacités productives ont dépassé les objectifs du programme NZIA (EUR 14 mds par rapport à un objectif de EUR 5 mds). Néanmoins, cette évolution positive doit être mise en perspective. Environ 90% des investissements constatés en 2023 concernent les batteries. Or, la concurrence internationale et chinoise très forte dans ce secteur pèse lourdement sur les perspectives de court terme. En effet, les investissements dans les usines fabriquant des batteries auraient baissé de 20% en 2024, notamment sous l'effet du report des décisions ; le taux d'utilisation des capacités de production est, quant à lui, en net repli.

La décarbonation du *mix* énergétique est en bonne voie, l'électrification des usages est à la traîne

La Commission européenne distingue trois composantes principales de la transition bas-carbone : la production d'énergie (génération et réseau), soit le *mix* énergétique, la demande d'énergie (résidentiel, industrie et agriculture) et les transports, soit l'électrification des usages. Au niveau européen, la génération d'énergie et les transports sont des secteurs déterminants de la politique climatique puisqu'ils émettent chacun environ 30% du total des émissions européennes de gaz à effet de serre (GES).

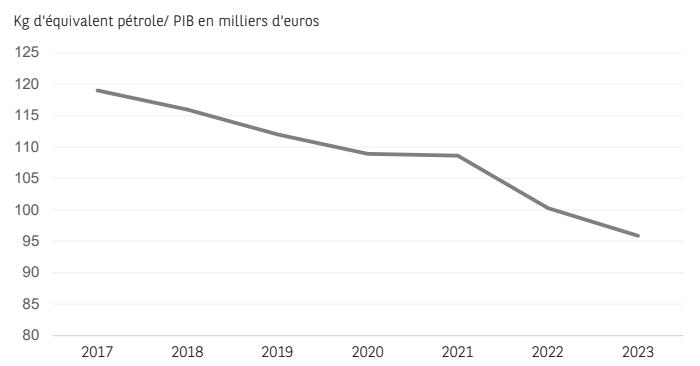
Décarbonation : des progrès significatifs mais inégaux

La décarbonation du *mix* énergétique primaire¹⁴ s'est accélérée depuis 2019 avec le développement des énergies renouvelables. Celles-ci représentaient 22,3% du *mix* énergétique de l'UE en 2024 (15,8% en 2019). La part du nucléaire est quasi stable à 10%, tandis que la réduction de la part des énergies fossiles (68% du *mix*) est due à la baisse du charbon et, dans une moindre mesure, du gaz naturel. Néanmoins, à partir de 2022, il est difficile de distinguer ce qui relève des conséquences des politiques de transition bas-carbone de ce qui serait lié à des facteurs conjoncturels, de nature économique ou géopolitique, ou encore à la réduction structurelle de l'intensité énergétique des économies européennes. Cette dernière évolution concerne surtout la consommation de gaz.

La quantité d'énergie (mesurée en TWh) consommée par l'UE se réduit depuis 2008 (-16% au total) et, selon la Commission européenne, la quantité de pétrole (ou équivalent pétrole) nécessaire à la production d'un millier d'euros de PIB (mesuré en volume référence 2015) s'est réduite de 112 KgOE¹⁵ à 96 entre 2019 et 2023 (Graphique 5).

La consommation de gaz a été affectée par la crise énergétique européenne provoquée par la rupture de la majeure partie des importations en provenance de Russie et la forte hausse des prix qui a suivi. La consommation totale de gaz en UE s'est contractée de 6,4% par an en moyenne entre 2022 et 2024.

L'UE27 ENREGISTRE UNE BAISSE STRUCTURELLE DE L'INTENSITÉ ÉNERGÉTIQUE



GRAPHIQUE 5

SOURCES : EUROSTAT, BNP PARIBAS

Dans l'industrie, la consommation des secteurs les plus intensifs en gaz n'a pas retrouvé son niveau d'avant la crise ; ce peut être dû à des facteurs conjoncturels (la baisse de la production industrielle dans l'UE jusqu'en fin 2024) ou plus durables, tels que la substitution de la production européenne par des importations¹⁶.

La décarbonation du *mix* électrique¹⁷ est plus marquée que celle du *mix* énergétique primaire grâce à la croissance forte de la capacité de production solaire et, surtout, éolienne. La baisse significative du coût des équipements solaires et, dans une moindre mesure, de celui des installations éoliennes a encouragé d'importants investissements. Ainsi, environ 80% des nouvelles capacités de production énergétique européennes relèvent des renouvelables au cours de la dernière décennie¹⁸. Les énergies renouvelables représentaient 42% du *mix* électrique en 2024 et la totalité des énergies non émettrices de GES (énergies renouvelables et nucléaire) 66%.

L'électrification des usages progresse trop lentement

Les progrès dans l'électrification des usages sont moins notables que dans la décarbonation. Le taux d'électrification¹⁹ a stagné jusqu'en 2015, et il atteignait 23% en 2023²⁰. Il est légèrement supérieur à celui des États-Unis (22%), mais très en dessous du taux chinois (environ 30%). Pour respecter les objectifs de décarbonation européens²¹, le taux d'électrification devra atteindre au moins 30% en 2030, puis 50% en 2040²², un double objectif qui semble pour le moment difficilement atteignable.

La demande d'électricité n'a augmenté que de 1% en 2024 et reste inférieure de 7% à son niveau de 2021. Une partie de cette contre-performance est liée au coût élevé, pour les ménages, de l'acquisition de véhicules électriques et de pompes à chaleur. Le volume des ventes de pompes à chaleur a décliné en 2023 et 2024, respectivement de -7% et -21%. Le niveau d'équipement européen atteignait 25,5 millions d'unités installées fin 2024, loin de l'objectif de 60 millions d'ici 2030 (RePower).

¹³ Turbines éoliennes, panneaux solaires, batteries, électrolyseurs et pompes à chaleur

¹⁴ Energy Institute

¹⁵ Kilogramme équivalent pétrole

¹⁶ Losz A., Corbeau A.S., 2024, *Center on Global Energy Policy, Anatomy of EU industrial gas demand drop*

¹⁷ EMBER, 2025, *European Electricity Review*

¹⁸ IEA, 2024, *European Union – World Energy Investment 2024 – Analysis* - IEA

¹⁹ % de l'électricité dans la consommation énergétique finale

²⁰ Eurelectric, 2025, *Power barometer*

²¹ International Renewable Energy Agency (IRENA), Commission européenne, 2025, *Regional energy transition outlook*, Union européenne

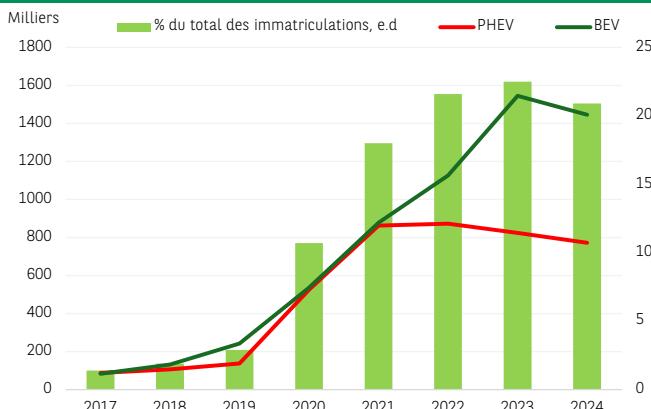
²² Commission Européenne, 2024, *Europe's 2040 climate target and path to climate neutrality by 2050 building a sustainable, just and prosperous society*



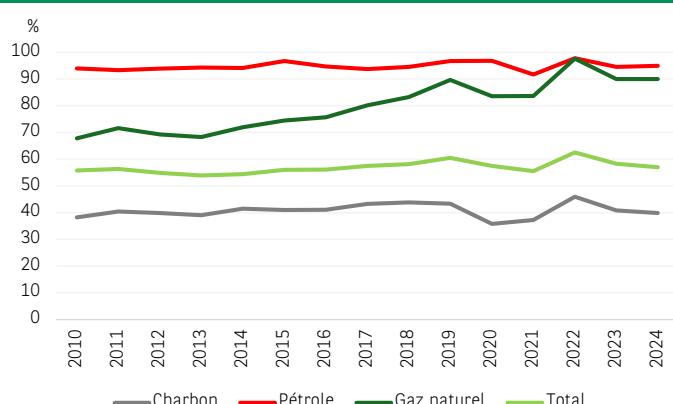
BNP PARIBAS

La banque
d'un monde
qui change

NOUVELLES IMMATRICULATIONS DE VÉHICULES ÉLECTRIQUES DANS L'EU27 : UN TROU D'AIR PASSAGER



LE TAUX DE DÉPENDANCE DE L'EUROPE AUX IMPORTATIONS D'HYDROCARBURES EST STABLE



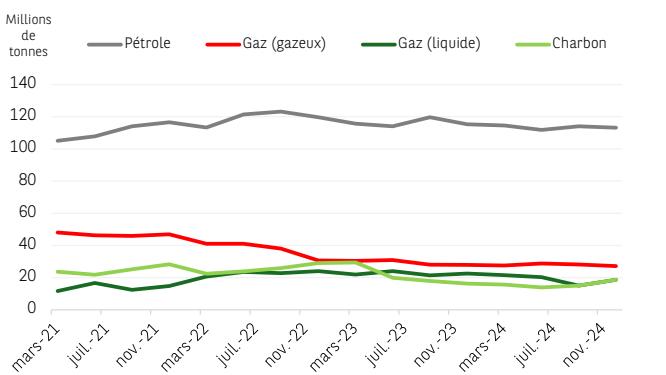
GRAPHIQUE 6

SOURCES : EUROPEAN ENVIRONMENT AGENCY, BNP PARIBAS

GRAPHIQUE 7

SOURCES : EUROSTAT, BNP PARIBAS

EUROPE : STABILITÉ DES IMPORTATIONS D'ÉNERGIES FOSSILES



GRAPHIQUE 8

SOURCES : EUROSTAT, BNP PARIBAS

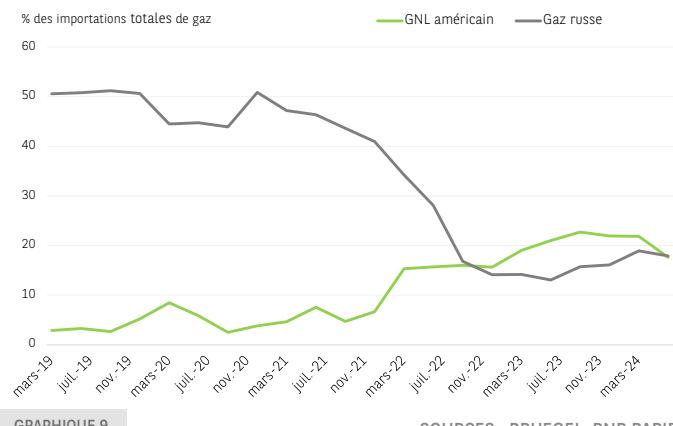
Les nouvelles immatriculations de voitures électriques (batterie et hybrides rechargeables) ont baissé de 6,4% en 2024²³ (Graphique 6) en raison, notamment, d'une réduction du soutien budgétaire en France et de sa disparition en Allemagne²⁴, mais les ventes semblent repartir à la hausse en 2025. En effet, la part de marché de ces véhicules a atteint 24% en S1 2025 contre 21% en 2024. En plus du prix d'achat élevé, le nombre limité de points de recharge en Europe (l'Allemagne, la France et les Pays-Bas concentrent 61% des points de recharge, mais ne représentent que 20% du territoire) et le manque et/ou la variabilité des incitations publiques contraignent le développement des véhicules électriques dans l'UE.

Comme pour la décarbonation, la forte hausse des coûts de l'énergie à partir de 2022, due au lien entre le prix du gaz et celui de l'électricité sur le marché de gros européen, a également freiné l'électrification des usages. Plus récemment, le reflux des prix du gaz a aussi pu freiner l'équipement en pompe à chaleur.

23. Agence européenne de l'environnement, AEE.

24. Proutat J.L., 2025, BNP Paribas 2025 : année électrique pour l'automobile en Europe.

EUROPE : LE GNL AMÉRICAIN REMPLACE LE GAZ RUSSE



GRAPHIQUE 9

SOURCES : BRUEGEL, BNP PARIBAS

La souveraineté énergétique européenne face à la montée du risque géopolitique

Persistance d'une dépendance très élevée aux importations d'énergies fossiles

Pour des raisons principalement géologiques, le taux de dépendance européen aux importations d'énergies fossiles est très élevé et relativement stable dans le temps (Graphique 7). Depuis 2000, la consommation de pétrole (mesurée en consommation finale d'énergie) décline modérément (-2% par an en moyenne), tandis que la réduction de la consommation de charbon s'est accélérée depuis 2018 (-8% en moyenne par an). Le gaz naturel est la seule source d'énergie carbonée dont l'usage est resté relativement constant jusqu'en 2022 (-0,2% par an entre 2000 et 2021).

Parallèlement, la dépendance aux importations énergétiques ne s'est pas réduite aussi rapidement que la consommation d'énergies fossiles (Graphique 8) ; c'est lié à la baisse de la production européenne d'énergies fossiles. Une des évolutions les plus significatives concernant les



BNP PARIBAS

La banque
d'un monde
qui change

ressources de la partie carbonée du *mix* énergétique européen est l'accélération de la baisse de la production de gaz naturel à partir de 2010/25. La production totale de gaz en Europe s'est réduite de 36% depuis 2010 (dont -89% aux Pays-Bas qui assurait environ les trois-quarts de la production totale de l'UE en 2010, -47% au Royaume Uni, mais +8,2% en Norvège qui représentait 57% de la production européenne en 2024). Au total, malgré la baisse de la consommation observée depuis 2022 (-19% entre 2022 et 2024), ces évolutions structurelles défavorables empêchent une réduction significative de la dépendance de l'UE aux importations de gaz.

Le taux de dépendance²⁶ total (qui inclut l'ensemble des composantes du *mix* énergétique) est resté quasiment stable depuis 2010, à environ 57%. Celui du gaz a connu une hausse significative sur cette période, passant de 68% en 2010 à 90% en 2024. L'Europe veut atteindre 50% en moyenne en 2030, ce qui, en l'absence d'une hausse de la production européenne d'énergie fossile, repose sur une modification du *mix* énergétique. Selon les projections européennes, l'ensemble des énergies renouvelables devrait, en effet, représenter 28% du *mix* énergétique primaire en 2030 (22% en 2024, mesuré en % du GAE²⁷), l'ajustement s'effectuant par une réduction de la part des énergies fossiles, selon l'hypothèse faite par l'UE d'une stabilité de la part du nucléaire à cet horizon.

Importations de GNL : une dépendance américaine croissante mais moins durable

La souveraineté énergétique, voire la vulnérabilité, dépend également de la diversification des sources d'approvisionnement et de l'exposition de ces approvisionnements aux risques géopolitiques. On retrouve cette dimension dans les objectifs du programme européen RePower, qui vise la réduction de la dépendance au gaz russe et, plus récemment, l'arrêt total des importations d'ici 2027.

La dépendance européenne vis-à-vis du gaz russe s'est fortement réduite depuis 2022 : elle est passée d'environ 50% des importations totales de gaz jusqu'en 2021 à 13% au premier semestre 2025. Ne subsistent que les flux provenant du gazoduc Turkstream, qui alimentent certains pays d'Europe orientale, ainsi que les cargaisons de GNL. La demande européenne, qui n'était plus satisfaite par le gaz russe, l'a été majoritairement par des importations de GNL américain (*Graphique 9*). Celles-ci ont été multipliées par quatre depuis fin 2021 et représentent plus du quart des importations européennes de gaz en 2025.

Selon nos projections à horizon 2030, le risque d'une dépendance accrue au fournisseur américain est contenu. Jusqu'à maintenant, la réduction de la consommation de gaz est en ligne avec les objectifs du programme RePower. Même en prenant un scénario plus conservateur (le programme européen Fit for 55 qui suppose une réduction de la demande européenne de 3% par an environ), nous estimons que la dépendance européenne au gaz américain pourrait rester significative mais elle ne devrait pas augmenter d'ici 2030 malgré l'arrêt des importations russes à partir de 2027. En effet, la baisse naturelle de rendement des champs européens (EU, Royaume Uni et, dans une moindre mesure, la Norvège) devrait être compensée par la hausse des importations en provenance d'Azerbaïdjan à partir de 2027. Par ailleurs, nous supposons que le volume des importations actuelles de GNL hors Russie et hors États-Unis restera stable.

Selon nos estimations, les importations américaines atteindraient un maximum en 2027. Elles représenteraient alors environ 74% des importations européennes de GNL et 35% des importations totales de gaz (contre respectivement 63% et 28% en T3 2025). Ces proportions se réduiraient respectivement à 70% et 31% en 2030, grâce à la réduction des volumes importés. Par conséquent, si la décarbonation et l'électrification se poursuivent en UE comme prévu dans le scénario Fit for 55, la dépendance aux importations de GNL américain devrait baisser, sauf à supposer que la consommation de gaz baîssera moins rapidement qu'attendu.

Cela étant dit, le risque géopolitique lié à la dépendance de l'Europe aux importations de GNL est plus modéré que celui lié à des importations de gaz transitant par gazoducs. En effet, un fournisseur de GNL est relativement facilement substituable, moyennant un délai et un coût supplémentaires. Des quantités massives de GNL devraient être mises sur le marché d'ici 2030, provenant principalement du Qatar et, dans une moindre mesure, du Canada et d'Afrique sub-saharienne, permettant une diversification des fournisseurs.

Les progrès européens en matière de transition et de souveraineté énergétique sont réels mais ils restent inégaux. Si la décarbonation des *mix* énergétiques progresse, celle de l'électrification des usages manque de dynamisme. Du côté de la souveraineté énergétique, les progrès sont moins significatifs et en partie liés à des évolutions économiques défavorables. Le bilan est donc en demi-teinte et les évolutions récentes ont fait apparaître des contraintes nouvelles, notamment techniques. Elles pourraient retarder parallèlement les progrès dans la transition et ceux dans la souveraineté.

DES CONTRAINTES TECHNIQUES PROPRES À LA TRANSITION POURRAIENT RETARDER LA PROGRESSION VERS LA SOUVERAINETÉ

Les différences de rythme et de temporalité dans le développement des différentes composantes de la transition créent des décalages et des goulets d'étranglement. Ces derniers contraignent la convergence entre transition et souveraineté. Ainsi, le retard de l'électrification des usages par rapport à la décarbonation et le décalage entre le développement des énergies renouvelables et leur intégration dans les systèmes électriques peuvent à la fois ralentir la transition et contraindre la souveraineté.

L'intégration des énergies renouvelables dans les réseaux électriques est source de nouvelles contraintes

Des périodes à prix négatifs plus fréquentes

Au-delà d'une certaine proportion, les progrès des énergies renouvelables dans le *mix* électrique se heurtent à des contraintes techniques qui en ralentissent la progression. Ces contraintes sont principalement dues au caractère intermittent (au cours de l'année et durant une journée) de la production électrique d'origine renouvelable, qui en réduit la flexibilité, mais aussi à l'insuffisante électrification des usages. Sur le marché de gros de l'électricité, une production trop élevée par rapport à la demande se traduit par une hausse de la volatilité des prix et de la fréquence de périodes à prix négatifs, durant lesquelles les producteurs doivent vendre à perte leur surproduction électrique.

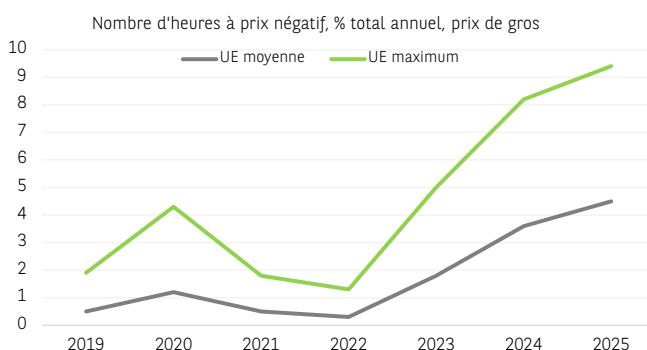
25 Energy Institute, 2025, *Statistical Review of World Energy*.

26 Taux de dépendance énergétique = (importations-exportations) / énergie brute disponible. L'énergie brute disponible est la quantité totale d'énergie disponible pour l'ensemble des activités sur un territoire donné ; elle est égale à : production primaire d'énergie + production recyclée et récupérée + importations - exportations + variations des stocks.

27 Énergie brute disponible.



ÉLECTRICITÉ : DES PRIX NÉGATIFS PLUS FRÉQUENTS



GRAPHIQUE 10

SOURCES : EURELECTRIC, BNP PARIBAS

En Europe, le nombre d'heures durant lesquelles le prix de l'électricité est négatif augmente depuis 2022 et a atteint un niveau record en 2025 (Graphique 10). Par rapport à 2024, ce nombre a doublé en Espagne et augmenté de 25% en Allemagne. Par ailleurs, un niveau de production trop élevé par rapport aux capacités du réseau électrique peut aussi se traduire par une réduction volontaire de la production.

Ces deux éléments - prix négatifs et réduction de la production - détériorent le modèle économique des producteurs d'énergie renouvelable. Des solutions existent mais leur mise en place peut être longue et complexe. Au-delà de solutions techniques (telles qu'introduire de l'inertie dans le système afin de limiter les variations de la fréquence électrique), le développement des systèmes de stockage (BESS²⁸) et le renforcement de la capacité et de l'interconnexion des réseaux électriques peuvent faciliter l'intégration des énergies renouvelables dans les réseaux électriques. L'association entre des installations de production solaire et un système de batterie procure des gains économiques évidents pour les producteurs, comme le montre la hausse de 50% du prix capturé²⁹ de l'énergie solaire en Allemagne en 2024 (grâce à l'association : installation photovoltaïque et batteries).

De nouvelles infrastructures électriques sont nécessaires

Un effort européen nécessaire dans le développement des batteries stationnaires

Le déploiement de systèmes de batteries stationnaires s'accélère en Europe mais il reste insuffisant. Selon les estimations d'Eurelectric³⁰, les capacités de batteries stationnaires installées et annoncées d'ici 2030 totaliseraient 30,5 gigawatts (GW), soit la moitié de ce qui serait nécessaire pour assurer un niveau suffisant de flexibilité des systèmes. La crise énergétique européenne a provoqué une forte croissance de l'installation de batteries stationnaires (en partant d'un niveau très bas, les nouvelles capacités installées ont doublé tous les ans entre 2020 et 2023), mais on constate déjà un ralentissement depuis 2024 (+15% a/a).

En 2024, l'Allemagne et l'Italie ont installé plus de 60% des nouvelles capacités de stockage en Europe et elles concentrent aujourd'hui les trois-quarts des capacités installées. À l'échelle mondiale, 3,8% des capacités de ces batteries étaient installées dans l'UE contre 60% sur le territoire chinois. Selon le scénario médian de *Solar Power Europe*, le marché européen des batteries de réseau devrait être multiplié par six d'ici à 2029.

Pour le moment, le secteur européen des batteries est orienté à 90% vers les véhicules électriques, secteur qui connaît des difficultés de sous-utilisation des capacités de production. Au niveau mondial, en 2024, les capacités de production de cellules de batteries lithium-ion ont augmenté d'un tiers, mais l'Europe (Royaume-Uni inclus) ne contribue qu'à 6,4% de cette hausse.

Le temps long de l'adaptation des réseaux électriques

Les réseaux électriques sont devenus des éléments critiques du processus de transition et, plus généralement, de leur adaptation aux nouveaux besoins, notamment le développement des centres de données (*datacenters*). Si certains équipements ne nécessitent ni investissements importants, ni délais significatifs de mise en œuvre (le taux d'équipement européen en compteurs électriques intelligents (*smart meter*) est actuellement d'environ 65% mais reste très inégalement réparti), la mise en œuvre de réseaux électriques capables de faire face aux nouveaux besoins³¹ est beaucoup plus longue et coûteuse, surtout si elle connecte des réseaux nationaux différents. Ainsi, compte tenu de l'ensemble des étapes (conception, acquisition des droits et construction), la durée moyenne de développement d'un réseau dépasse dix ans.

Par ailleurs, la chaîne de production des différentes composantes du réseau est soumise à certaines tensions. D'abord, l'Agence internationale de l'énergie souligne que ce secteur subit la hausse des coûts des matières premières (cuivre et aluminium). Ensuite, les producteurs européens de câbles opèrent déjà à pleine capacité et leurs carnets de commande sont pleins pour les prochaines années. Enfin, les tensions sur le marché du travail dans ce secteur et les obstacles légaux accroissent les retards et les coûts. Environ 40% du réseau électrique de l'UE a plus de 40 ans et la Commission européenne estime les besoins d'investissement dans ce secteur à EUR 584 mds d'ici 2030 (3,2% du PIB de l'UE en 2024) et EUR 1 200 mds d'ici 2040.

Expansion des centres de données : un nouveau défi ?

Le développement des centres de données en Europe est un autre facteur clé à prendre en compte dans la nécessaire évolution du réseau électrique européen. Si les capacités déployées par ces centres sont très inférieures à celles observées aux États-Unis, une problématique commune de concentration géographique des investissements - et donc de tensions sur le réseau électrique - apparaît. Les *datacenters* représentent actuellement 3% de la demande européenne d'électricité (Royaume-Uni inclus) et cette demande est concentrée géographiquement dans quelques hubs européens, dénommés FLAPD (Frankfort, Londres, Amsterdam, Paris, Dublin). Cette concentration perturbe le réseau, notamment en Irlande où les *datacenters* représentent environ 18% de la demande totale d'électricité du pays en 2025³². Au niveau européen, la multiplication par 2,5 de la capacité installée d'ici 2030 pourrait faire croître la demande d'électricité de ces centres de 170% par rapport à 2022.

28. Système de stockage d'énergie sur batterie.

29. Le prix capturé prend en compte la corrélation temporelle entre la production réelle d'une technologie donnée et les fluctuations horaires ou journalières des prix de marché de l'électricité. Il se calcule par la moyenne des prix spot horaires pondérée par la production horaire effective de la technologie.

30. Eurelectric, 2025, *Power barometer*

31. Capacité élevée de transport électrique et interconnections nombreuses en raison du caractère décentralisé des énergies renouvelables

32. Eurelectric, 2025, *Power barometer*



BNP PARIBAS

La banque
d'un monde
qui change

Évolution du mix énergétique européen : le gaz n'a pas dit son dernier mot

Les contraintes croissantes de l'intégration des renouvelables dans les systèmes électriques existants devraient favoriser le maintien de la part du gaz dans le *mix* électrique européen, voire son augmentation dans certains pays.

Modification des coûts relatifs des différentes sources d'énergie

En l'absence de capacités nucléaires suffisamment développées, le rôle du gaz est favorisé par la nécessité de maintenir une certaine proportion d'énergie pilote (flexible) dans le *mix* électrique, et par le coût élevé des systèmes intégrés énergies renouvelables/batteries.

L'AIE³³ a intégré dans son calcul du coût actualisé de l'énergie³⁴ (LCOE en anglais) le coût supplémentaire lié à l'intégration : unité de production solaire-unité de stockage (VALCOE pour *Value-Adjusted Leveled Cost of Electricity*). Si l'on considère une installation combinée de panneaux solaires et de batterie optimisée pour fonctionner comme une énergie pilote³⁵, le coût actualisé de la production d'électricité d'origine solaire est, dans ce cas, supérieur à celui des centrales à gaz ou nucléaire. *A priori*, ce type de système surdimensionné (et donc plus coûteux) se limite à certains usages industriels ou aux centres de données pour lesquels la disponibilité permanente d'électricité motive le choix d'une alimentation énergétique. Pour les systèmes moins flexibles, le coût actualisé du solaire reste bien inférieur à celui de l'électricité générée par une centrale au gaz. Cette prise en compte du stockage dans les nouvelles estimations du coût actualisé exclut les investissements liés à l'adaptation nécessaire du réseau électrique. Les estimations de Lazard³⁶ vont dans le même sens. Pour les systèmes associant production solaire et stockage, le coût actualisé se situe entre 50 et 131 USD/m de Wh, celui de l'éolien terrestre entre 44 et 123 USD/m Wh), tandis que pour une centrale à gaz à cycle combiné, il est compris entre 48 et 109 USD/m Wh.

Il est trop tôt pour tirer des conclusions définitives sur les conséquences de l'intégration de capacités de stockage dans le coût de production des énergies renouvelables³⁷. Néanmoins, il est nécessaire de prendre en compte les coûts de stockage si l'on veut progresser dans la décarbonation. Le coût de production des énergies renouvelables pourrait augmenter, et donc réduire la compétitivité de ces énergies par rapport à certaines énergies carbonées.

Le retour du gaz dans le *mix* énergétique comme énergie de transition

Cette réévaluation du coût de la production d'énergie solaire combinée à une unité de stockage est à mettre en regard avec les prévisions de prix du gaz à moyen terme. La hausse importante de la production mondiale de GNL attendue d'ici à 2030 pourrait fortement augmenter le surplus de production et peser sur les prix, notamment sur le marché européen ; la compétitivité du gaz, par rapport aux autres sources d'énergie, s'améliorerait alors.

Dans une étude prospective, l'OIES³⁸ a analysé les conséquences d'une baisse durable du prix européen du gaz à 6 USD par million de *British Thermal Unit* (USD/m BTU), contre 10,5 USD/m BTU actuellement, sur la demande de gaz en Europe. À court terme, les perspectives d'augmentation de l'usage du gaz pour produire de l'électricité restent limitées. En cause, le déploiement des énergies renouvelables et la part du nucléaire dans le *mix* électrique. Seul le décommissionnement³⁹ des dernières centrales à charbon en Allemagne et en Pologne pourrait conduire à une hausse (résiduelle) de la demande de gaz.

Concernant les usages finaux, une forte baisse des prix du gaz aurait *a priori* des conséquences limitées sur la production industrielle des secteurs déjà fortement consommateurs de gaz. En revanche, elle pourrait contribuer à la persistance de l'usage du gaz dans l'immobilier résidentiel. À plus long terme, le gaz pourrait venir concurrencer le déploiement de l'éolien offshore. Ce dernier souffre de retards dus notamment de la hausse des coûts et de contraintes réglementaires et d'accès au réseau électrique.

La persistance du rôle du gaz comme énergie de transition (rôle qu'il avait semblé perdre pendant la crise énergétique de 2022 sous l'effet d'une trop forte exposition aux risques géopolitiques) trouve une illustration évidente en Allemagne. Le gouvernement du chancelier Merz est très récemment parvenu à un accord avec l'UE lui permettant d'affecter un soutien public à la mise en œuvre de nouvelles centrales à gaz (pour une puissance totale de 12 GW, soit un tiers de la capacité actuelle). La principale justification de cette augmentation des capacités de production électrique à partir du gaz est de disposer d'un volume croissant d'énergie pilote, dans un contexte de hausse rapide des énergies renouvelables dans le *mix* électrique. En effet, sur les 12GW de capacité prévue, deux seront destinées au stockage.

Deux éléments pourraient donc peser à la fois sur la progression de la transition bas carbone et sur celle de la souveraineté énergétique : d'une part, les délais et les coûts supplémentaires liés à la nécessaire flexibilisation de la production d'électricité d'origine renouvelable et, d'autre part, la possibilité d'un surplus d'offre de gaz à moyen terme. Le maintien du gaz dans le *mix* électrique serait donc favorisé par la nécessité de maintenir une proportion d'énergie pilote dans le *mix* et par une meilleure compétitivité prix par rapport aux autres sources d'énergie.

LES TECHNOLOGIES PROPRES : UNE CHAÎNE DE VALEUR SOUMISE AUX ENJEUX GÉOPOLITIQUES

Ces dernières années, la hausse des tensions géopolitiques et géo-économiques (mesures protectionnistes, guerre technologique) complique singulièrement les objectifs de souveraineté autour de la chaîne de valeur des technologies propres. Les matériaux critiques sont l'enjeu d'accords internationaux et sont soumis à des restrictions commerciales. En outre, la guerre commerciale sino-américaine, en limitant les exportations chinoises vers les États-Unis, accroît l'exposition de l'UE à la puissance exportatrice chinoise dans ce domaine.

³³ Agence internationale de l'énergie, 2025, *World Energy Outlook*

³⁴ Le coût actualisé de l'énergie correspond, pour une installation de production d'énergie donnée, à la somme des coûts actualisés de production d'énergie divisée par la quantité d'énergie produite. Il intègre les coûts d'investissement, de financement, de fonctionnement, dont l'achat de carburant si nécessaire. Ce coût actualisé est un déterminant-clé du seuil de rentabilité d'une installation et donc du prix de vente de l'électricité produite.

³⁵ C'est-à-dire avec un facteur de charge supérieur à 90% contre 15% en moyenne dans un contexte européen. Le facteur de charge est mesuré, pour un système donné, par le rapport entre l'énergie électrique effectivement produite et ce qu'il aurait dû produire en fonctionnant à sa puissance nominale.

³⁶ Lazard, 2025, *Levelized cost of energy*

³⁷ Les estimations des coûts actualisés intégrant des capacités de stockage sont très sensibles à certaines hypothèses, telles que le facteur de charge des unités de production électrique. Il s'agit du ratio entre l'énergie produite sur une période donnée et l'énergie produite durant cette période en fonctionnant de manière constante à puissance nominale.

³⁸ Oxford Institute for Energy Studies, 2025, *The Global Outlook for Gas Demand in a \$6 World*.

³⁹ Ou sortie du réseau de production d'énergie.



Accès aux matériaux critiques : la nécessité d'une réponse européenne commune

Les matériaux critiques, et notamment les terres rares, ont acquis une dimension géopolitique évidente en raison de leur usage croissant dans les domaines militaires, de l'industrie numérique et des « cleantech ».

Une souveraineté européenne réduite sur toute la chaîne de valeur

Des matériaux faiblement substituables

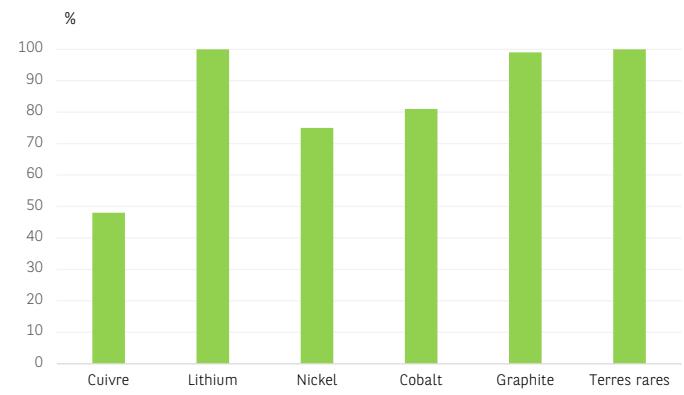
Dans la chaîne de valeur des équipements verts, les matériaux critiques revêtent une dimension stratégique particulière en raison de leur faible substituabilité - au moins à court terme - et de la concentration géographique des pays producteurs (produits bruts ou raffinés). Selon la classification de l'AIE, les principaux matériaux critiques dans le cadre de la transition bas carbone sont le cuivre (électrification), le lithium, le nickel, le cobalt et le graphite (batteries). De plus, l'ensemble des terres rares sont utilisées principalement dans la fabrication d'aimants permanents. La dépendance européenne aux importations est très élevée (*Graphique 11*). Il est néanmoins important de souligner que la dimension stratégique des matériaux critiques n'est pas directement liée à leurs poids dans les comptes extérieurs européens. Ainsi, les importations européennes de lithium étaient légèrement supérieures à EUR 1 md en 2022 et celles de terres rares inférieures à EUR 300 m, soit des montants négligeables dans le total des importations européennes de biens (EUR 2230 mds en 2024). La Commission européenne établit la substituabilité d'un matériau selon deux critères : le risque d'approvisionnement (risque élevé d'inadéquation entre l'offre et les besoins de l'industrie européenne) et l'importance économique (le matériau est crucial pour les industries européennes les plus créatrices de valeur et d'emplois). En dehors du cuivre, la substituabilité de ces matériaux est très faible au niveau européen (*Graphique 12*).

Forte concentration des producteurs de matériaux raffinés

La concentration géographique de la production de l'ensemble des matériaux (à un stade raffiné) a augmenté au cours des dernières années selon le dernier rapport de l'AIE. En 2024, la part de marché des trois premiers pays raffineurs était de 86% par rapport à 82% en 2020. En dehors du nickel, dont l'Indonésie assure 40% de la production mondiale au stade raffiné, la Chine domine l'ensemble des autres catégories de matériaux (extraction et/ou raffinage), avec une part de la production raffinée qui dépasse 90% pour les terres rares, le graphite et le cobalt (*Graphique 13*).

Cette domination est particulièrement importante dans deux secteurs où la demande croît très fortement actuellement : les aimants permanents (indispensables aux équipements des secteurs de la transition bas carbone, la défense et les *datacenters*) et les batteries (*Graphique 14*). Selon l'AIE40, sur la chaîne de valeur des terres rares, en 2024 la Chine produisait 59% du minerai, 91% des produits raffinés et 94% des aimants. Dans le domaine des batteries lithium-fer-phosphate (LFP) destinées aux véhicules électriques, qui équipent actuellement la moitié des véhicules, la domination chinoise au niveau de l'extraction est limitée mais elle est très élevée pour le raffinage et les étapes ultérieures.

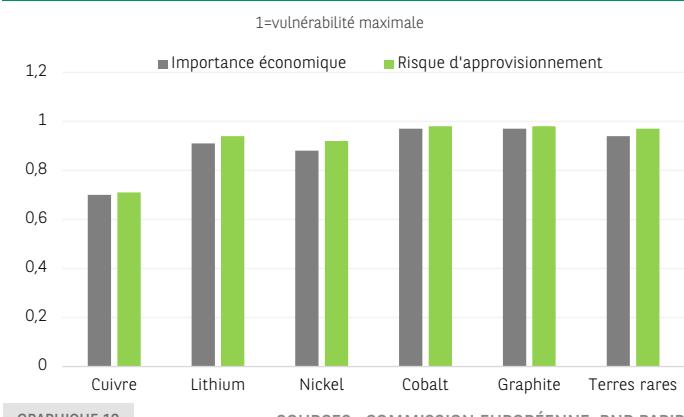
MATÉRIAUX CRITIQUES : UNE EUROPE TRÈS DÉPENDANTE DES IMPORTATIONS



GRAPHIQUE 11

SOURCES : AIE, BNP PARIBAS

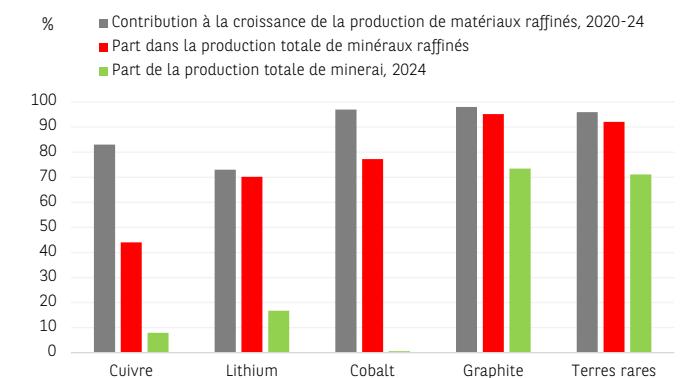
MATÉRIAUX CRITIQUES : LA VULNÉRABILITÉ DE L'EUROPE EST TRÈS FORTE



GRAPHIQUE 12

SOURCES : COMMISSION EUROPÉENNE, BNP PARIBAS

LA CHINE DOMINE LA CHAÎNE DE VALEUR DES MATÉRIAUX CRITIQUES



GRAPHIQUE 13

SOURCES : AIE, BNP PARIBAS

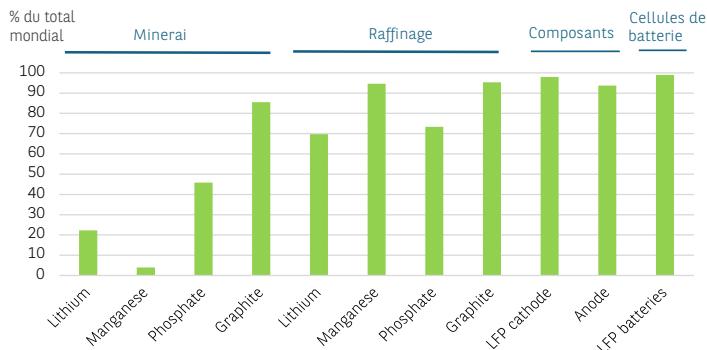
40 Agence internationale de l'énergie, 2025, With new export controls on critical minerals, supply concentration risks become reality.



BNP PARIBAS

La banque
d'un monde
qui change

LA CHINE DOMINE LA CHAÎNE DE VALEUR DES BATTERIES LFP



GRAPHIQUE 14

SOURCES : AIE, BNP PARIBAS

La domination chinoise dans le domaine des matériaux critiques est le résultat d'une politique de développement des capacités de production initiée il y a une quarantaine d'années (pour les terres rares, notamment), dont le rythme de croissance reste très soutenu. En effet, sur la période 2021-24, la Chine a contribué à l'essentiel de la hausse de la production de matériaux raffinés pour l'ensemble des matériaux critiques.

Des contraintes commerciales croissantes

Dans ce contexte, la production européenne est relativement marginale (selon un critère géographique) : environ 15% de la production mondiale au stade raffiné pour le cobalt et le cuivre, moins de 5% pour le nickel. La dépendance extérieure est donc très élevée. Si elle est relativement modérée pour le cuivre (environ 50%), elle est totale pour le lithium, le graphite et les terres rares. Cette dépendance s'explique par la géologie ou le manque de capacités de traitement.

La vulnérabilité européenne est exacerbée par les multiples barrières commerciales qui caractérisent le marché mondial des matériaux critiques. Selon l'OCDE⁴¹, au niveau mondial, les restrictions aux exportations⁴² de matériaux bruts industriels ont été multipliées par cinq entre 2009 et 2023. Au niveau européen, durant la période 2021-23, 13% des importations (hors UE) de matériaux industriels bruts ont fait face à une restriction au moins. Sur la période 2021-23, les restrictions commerciales ont affecté plus de 65% des exportations mondiales de cobalt, 45% de celles de terres rares, 35% de celles de nickel et environ un quart des exportations de cuivre.

Plus récemment, les terres rares associées à la fabrication d'aimants sont au centre d'enjeux géopolitiques importants. Le système très restrictif de licence mis en place par la Chine a débouché sur des rationnements. Ceux-ci entravent le bon fonctionnement des chaînes de production, par exemple dans le secteur automobile européen. Dans ce contexte, les États-Unis ont mis en place une série de mesures visant à renforcer la chaîne de valeur de ces matériaux. Plusieurs agences fédérales ont été mobilisées afin de développer les capacités locales de production, de stockage et de nouer des partenariats internationaux. Dans une optique moins souverainiste et plus économique, le Canada et l'Australie ont pour objectif de maximiser la valorisation de leurs ressources minières.

Accès européens aux matériaux critiques : des perspectives positives à moyen et long terme

La réduction de la dépendance européenne aux importations de matériaux critiques n'est pas encore visible : la domination chinoise est écrasante et le développement de nouvelles capacités (production minière et traitement des matériaux) nécessite du temps. Les difficultés rencontrées dans le développement de l'extraction de certains minerais, par exemple le lithium ou certaines terres rares, ne sont pas tant due à la rareté de la ressource qu'à des contraintes (réglementaire ou environnementale), ou encore à l'accès aux techniques de raffinage (dominées par la Chine).

Cependant, quelques éléments permettent d'anticiper une réduction au moins partielle de la dépendance européenne à moyen et long terme.

Le plus important, parmi les actions européennes mises en place dans le cadre de ReSourceEU, nous semble être les quarante-sept projets stratégiques identifiés dans les domaines de l'extraction, du traitement et du recyclage des matériaux critiques. Les besoins d'investissement sont estimés à EUR 22,5 mds, et la mise en œuvre de l'ensemble des projets est prévue d'ici 2030. Ces projets couvrent quatorze catégories de matériaux et concernent treize pays de l'UE. À titre d'exemple, concernant la chaîne de valeur des batteries NMC, dix-sept projets ont été sélectionnés dans l'extraction des matériaux, 19 dans le traitement des matériaux et 18 dans leur recyclage. Cela devrait permettre d'ici 2030 d'être présents sur l'ensemble de la chaîne de valeur au niveau européen.

Des partenariats internationaux ont été conclus afin de diversifier les sources d'approvisionnement en matériaux critiques. Une soixantaine de projets ont été identifiés auprès de quinze pays partenaires. Au cours des dernières années, les importations de ces matériaux en provenance du Canada, du Kazakhstan, du Groenland, du Chili et de Namibie ont progressé en volume et en valeur.

À partir de 2026, sur le modèle japonais de l'Organisation pour la sécurité énergétique et des métaux (JOGMEC), un centre européen des matériaux critiques va être mis en place. Il sera chargé de sécuriser l'approvisionnement de l'industrie européenne en matériaux critiques (notamment par la constitution de stocks) et de soutenir les projets stratégiques dans le domaine des matériaux critiques.

Au total, l'aboutissement de ces programmes devrait permettre de développer les capacités de production européennes. Mais il ne réduira que partiellement sa dépendance aux importations de l'Europe.

Cleantech : l'Europe a une carte à jouer

Un déploiement progressif

La problématique de la souveraineté des *cleantech* se pose *a priori* d'une manière moins aigüe que pour les hydrocarbures. Ces derniers dépendent d'un flux continu de matières premières en majeure partie importées, inscrivant la dépendance dans la durée. *A contrario*, la dépendance aux importations de *cleantech* n'est effective qu'au moment de réaliser l'investissement et devient négligeable pendant la durée de vie de cet équipement (une trentaine d'années en moyenne). Néanmoins, les retards dans l'électrification des usages et les investissements nécessaires à l'intégration des énergies renouvelables dans les réseaux impliquent des dépenses liées aux *cleantech* massives et étendues dans le temps.

⁴¹ OCDE, 2025, *Inventory of Export Restrictions on Industrial Raw Materials*.

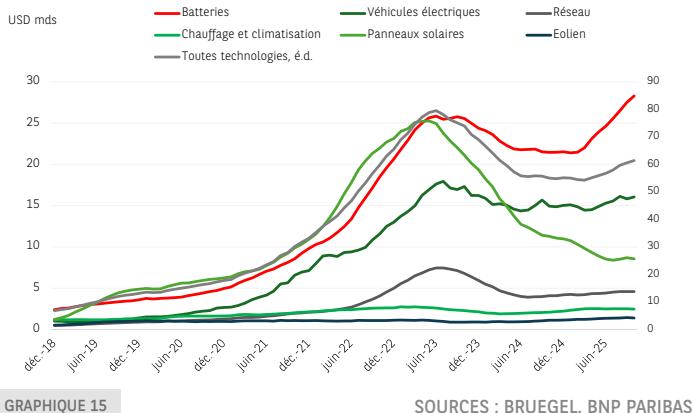
⁴² Ces restrictions comprennent les interdictions, quota et taxes affectant les exportations, ainsi que l'imposition de licences d'exportation.



BNP PARIBAS

La banque
d'un monde
qui change

ACCÉLÉRATION DES EXPORTATIONS CHINOISES DE CLEANTECH VERS L'UE



Par ailleurs, l'exacerbation des tensions commerciales entre les États-Unis et la Chine pourrait aller à l'encontre des objectifs de renforcement des capacités de production européennes (Graphique 16). En effet, la Chine, qui domine la production et les exportations d'un grand nombre de ces technologies, a redirigé une partie de ses exportations vers le continent européen. Celles-ci ont fortement augmenté à partir du premier semestre 2025, tirée par les batteries et les véhicules électriques (Graphique 15).

On peut distinguer trois catégories d'équipement suivant le niveau de maturité du marché et de la conformité aux objectifs européens :

1/ Les équipements liés à la décarbonation du *mix* énergétique, dont le marché est mature. Ce sont principalement les équipements liés à la production d'énergie solaire et éolienne. Ils se déplacent massivement depuis environ une décennie et ont atteint un taux de déploiement relativement conforme aux objectifs européens. Néanmoins, le rythme d'investissement dans ces équipements doit rester soutenu pour rester alignés sur les objectifs européens de transition.

2/ Les équipements liés à l'électrification des usages dont l'adoption accuse un retard important par rapport aux objectifs européens : les véhicules électriques et les équipements liés à l'efficacité énergétique de l'immobilier résidentiel, essentiellement les pompes à chaleur.

3/ Enfin, les technologies indispensables à l'optimisation de la convergence entre décarbonation du *mix* énergétique et électrification des usages : ce sont principalement les équipements de stockage d'électricité (batteries stationnaires) et de développement des réseaux électriques. Dans ce domaine, les perspectives de développement sont significatives, mais difficiles à mesurer pour le moment.

Présence européenne forte dans l'éolien, domination chinoise écrasante dans le solaire

Plus des trois-quarts des capacités de production mondiales de panneaux photovoltaïques sont concentrées en Chine. De plus, en 2023, la Chine était le premier fournisseur de l'Europe pour les systèmes photovoltaïques (79% du total des importations européennes). Le solde commercial européen du segment des panneaux photovoltaïques est déficitaire (Graphique 16).

43 Exprimés en USD par watt, le prix moyen de panneaux solaires (moyenne équivalente des différentes technologies) a baissé de 21% en 2023 puis de 45% en 2024. Il est actuellement inférieur aux coûts de production de la majorité des producteurs chinois. *Solar Power Europe, 2025, Reshoring Solar Module Manufacturing to Europe*.

44 Incluant pales, nacelles, générateurs et tours.

Toutefois, ce déficit se réduit depuis 2023 pour deux raisons :

1/ la crise énergétique européenne de 2022 a accéléré l'installation en équipements photovoltaïques avant de ralentir en 2024 ;

2/ les surcapacités de production chinoises, la dépréciation du yuan et des subventions publiques élevées ont provoqué une chute des prix à partir de 2023 et surtout en 2024⁴³, et donc une baisse en valeur des importations. L'écart de coût de la production d'un module solaire est de 40% entre la Chine et l'Europe (50% par rapport aux États-Unis).

La situation est plus contrastée pour les équipements éoliens. Concernant les produits finis, la Chine reste le producteur dominant avec 60% des capacités mondiales, mais les capacités européennes comptent pour 16% (le double des capacités américaines). Cela permet à l'UE de dépendre des importations d'énergie éolienne pour seulement 3% de ses besoins. De plus, l'Europe est exportatrice nette de technologies éoliennes⁴⁴ depuis 2000. Dans ce domaine, la dépendance européenne vis-à-vis de la Chine se situe plus haut dans la chaîne de valeur : au niveau des aimants permanents que l'Europe importe à 93% de Chine. La dépendance européenne et donc quasi totale.

L'Europe dispose d'atouts pour l'électrification des usages

Le bilan est mitigé concernant les véhicules électriques. En effet, même si la Chine est sans conteste le premier producteur mondial (70% de la production mondiale en 2024), la production européenne de voitures électriques est significative et alimente à la fois le marché intérieur et les exportations. Environ 48% des capacités de production se trouvent en Allemagne.

Deux autres éléments sont à prendre en considération : les politiques publiques de soutien à l'équipement et les taxes sur l'importation de véhicules en provenance de Chine. En 2024, la Commission européenne a imposé une taxe sur les importations de véhicules électriques fonctionnant avec des batteries fabriquées en Chine, quelle que soit la nationalité de la maison mère. Cette taxe, qui peut atteindre 35%, constitue un droit compensateur pour les aides reçues par les producteurs chinois ; elle s'ajoute au droit de douane de 10% préexistant. Par ailleurs, les implantations d'unités de production d'origine chinoise dans l'UE sont pour le moment limitées. Cela représente 2% de la production chinoise totale et 8,5% de la production européenne. Le solde commercial européen pour les véhicules électriques (hybrides rechargeables et *full battery*) est positif depuis 2017, en raison du développement significatif de ce marché au niveau mondial. Le surplus sur douze mois atteignait EUR 18 mds en mai 2025, en hausse de 80% sur un an.

Par ailleurs, l'UE est importatrice nette de pompes à chaleur (58% proviennent de Chine), mais le déficit commercial reste modeste (environ EUR 50 m sur 12 mois en mai 2025).

Renforcement des réseaux électriques : une priorité européenne nécessaire

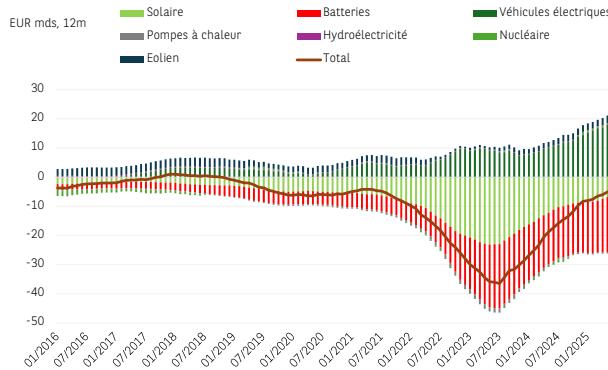
Parmi les technologies vertes, les batteries destinées aux véhicules et, surtout, les batteries stationnaires, qui ont pour fonction d'optimiser l'usage des énergies renouvelables dans les réseaux électriques complexes, sont celles dont le marché augmente le plus rapidement.



BNP PARIBAS

La banque
d'un monde
qui change

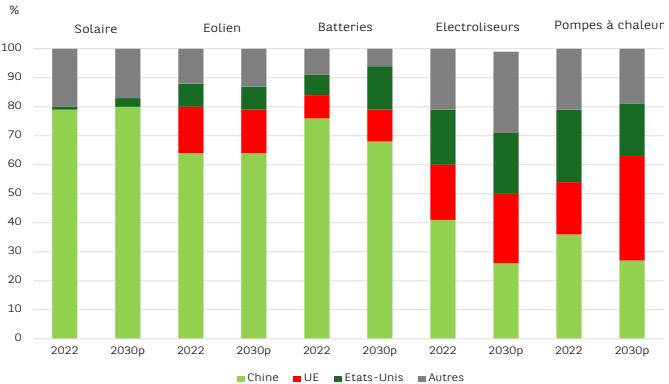
CLEANTECH : RÉDUCTION DU DÉFICIT COMMERCIAL EUROPÉEN



GRAPHIQUE 16

SOURCES : BRUEGEL, BNP PARIBAS

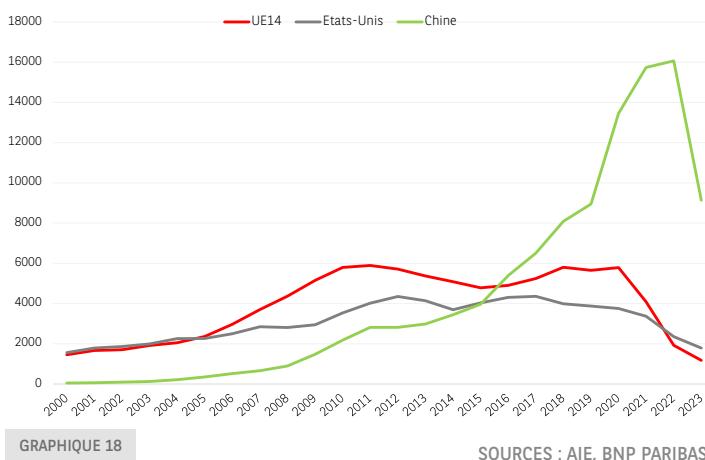
CLEANTECH : ÉROSION LIMITÉE DE LA DOMINATION CHINOISE ATTENDUE EN 2030



GRAPHIQUE 17

SOURCES : AIE, BNP PARIBAS

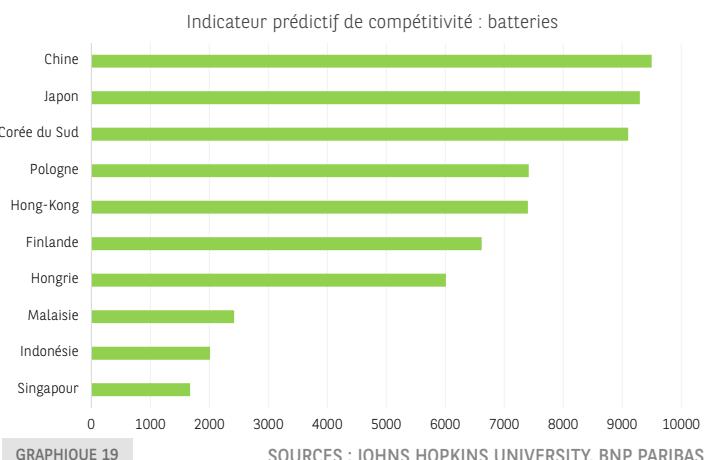
CLEANTECH : LA CHINE CONSERVE SON AVANTAGE TECHNOLOGIQUE



GRAPHIQUE 18

SOURCES : AIE, BNP PARIBAS

LA STRUCTURE INDUSTRIELLE LA PLUS FAVORABLE AU SECTEUR DES BATTERIES EST DOMINÉE PAR L'ASIE



GRAPHIQUE 19

SOURCES : JOHNS HOPKINS UNIVERSITY, BNP PARIBAS

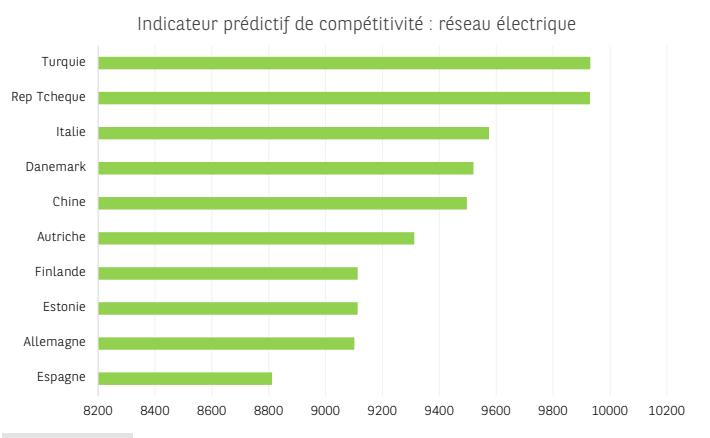
L'EUROPE CONSERVE DES ATOUTS INDUSTRIELS DANS L'ÉOLIEN



GRAPHIQUE 20

SOURCES : JOHNS HOPKINS UNIVERSITY, BNP PARIBAS

L'EUROPE PEUT RÉPONDRE À LA HAUSSE DES INVESTISSEMENTS DANS LE RÉSEAU ÉLECTRIQUE



GRAPHIQUE 21

SOURCES : JOHNS HOPKINS UNIVERSITY, BNP PARIBAS



BNP PARIBAS

La banque
d'un monde
qui change

Le déficit commercial européen dans ce segment est important : il s'élevait à EUR 18 mds (sur 12 mois) en mai 2025. La dépendance à la Chine est forte pour les produits finis (50%), voire très forte pour les composants chimiques d'anode (81%). Mais les capacités de production européennes sont importantes. Selon une estimation de Bruegel⁴⁵, les capacités de production européennes de batteries (au stade de produits finis) équivalent à environ les deux-tiers de la demande et sont détenues à 80% par des entreprises sud-coréennes.

En revanche, le taux de dépendance pour les équipements nécessaires au réseau électrique est modéré et se concentre essentiellement vis-à-vis de pays européens hors UE (Suisse et Norvège, notamment).

Le potentiel européen dans les cleantech est réel

Il est important de souligner que l'insuffisance des capacités de production européennes dans les technologies propres est notamment liée à un écart de coût très important par rapport à la concurrence chinoise. Elle n'est pas due à un retard technologique ou à une non-maîtrise de la chaîne de production. Concernant les technologies, selon le critère du nombre de brevets déposés par les principaux pays européens dans le secteur des *cleantech*⁴⁶, l'Europe ne s'est fait distancer par la Chine qu'à partir de 2017. De plus, les deux dernières années semblent indiquer une réduction de cet écart. Par ailleurs, la quantité de brevets européens était comparable à celle des États-Unis jusqu'à une période récente (*Graphique 18*).

Le *Net Zero Industrial Policy Lab*⁴⁷ a développé un modèle permettant de classer les pays suivant la correspondance entre leur structure industrielle et la chaîne de production nécessaire au développement de certaines *cleantech*⁴⁸ (*Graphiques 19-20-21*). Par exemple, une industrie chimique développée procure un avantage dans le secteur des capacités de production de batteries. Il ressort de cette étude que l'industrie européenne dispose de nombreux atouts dans ce domaine. Pour certaines technologies (éolien, pompes à chaleur, réseau électrique, batteries), plusieurs pays de l'UE se situent parmi les dix pays les mieux placés au niveau mondial.

CONCLUSION

Il est possible de tirer trois enseignements de ce panorama des enjeux de la convergence entre transition bas-carbone et souveraineté énergétique en Europe.

D'abord, si le bilan de l'Union européenne en matière de transition bas-carbone est plutôt positif, notamment les progrès réalisés dans la décarbonation, sa traduction dans une amélioration de la souveraineté énergétique est, pour le moment, moins évidente. Qu'il s'agisse du *mix* énergétique primaire ou de l'ensemble de la chaîne de valeur des équipements de la transition, la dépendance européenne vis-à-vis des importations et la concentration des principaux fournisseurs demeurent élevées. Cette dépendance devrait se réduire à moyen terme, mais restera significative.

Ensuite, les tensions géopolitiques et la guerre commerciale entre les États-Unis et la Chine depuis 2025 compliquent la convergence entre transition et souveraineté. De plus, elle rend difficilement atteignables les objectifs de souveraineté de l'Europe en matière de chaîne de valeur des *cleantech*.

Les nouvelles barrières protectionnistes ont d'importantes répercussions négatives sur la compétitivité européenne dans certains secteurs. Par ailleurs, la guerre commerciale et technologique a renforcé l'intérêt stratégique des matériaux critiques, et fortement contraint la disponibilité de certains d'entre eux.

Enfin, les différences de rythme (ou le manque de vision prospective) et de temporalité dans le développement de certaines étapes de la transition créent des décalages et des goulets d'étranglement. Ceux-ci contraignent également la convergence entre transition et souveraineté. Ainsi, le retard pris dans l'électrification des usages par rapport à la décarbonation et le décalage entre le développement des énergies renouvelables et leur intégration dans les systèmes électriques peuvent, à la fois, ralentir la transition et contraindre la souveraineté. En effet, ils favorisent le recours aux hydrocarbures, principalement le gaz.

Cette question du rythme est particulièrement sensible mais il est difficile d'y répondre. Dans une séquence particulièrement intense en bouleversements internationaux, d'ordre géopolitique comme économique, le temps nécessaire aux prises de décision européennes et celui, plus long, de la transition bas carbone compliquent la convergence entre transition et souveraineté.

Des motifs d'optimisme existent. L'UE a adopté un positionnement plus offensif qui pourrait lui permettre de valoriser ses atouts pour réussir sa transition bas-carbone. Des partenariats internationaux sont mis en place afin de réduire la vulnérabilité des chaînes de valeur. Par ailleurs, l'éventuelle adoption de mesures privilégiant les fournisseurs industriels européens pourrait renforcer la convergence transition bas-carbone et la souveraineté énergétique.

Pascal Devaux

pascal.devaux@bnpparibas.com



BNP PARIBAS

La banque
d'un monde
qui change

45 Bruegel, 2025, *Europe has a solid basis for battery and electric vehicle manufacturing growth*.

46 Étude de l'IEA avec 14 pays européens considérés.

47 NZIPL de l'université Johns Hopkins, [Country Industrial Base | The Clean Industrial Capabilities Explorer by Net Zero Industrial Policy Lab](#)

48 Les secteurs les plus pertinents pour le développement des technologies vertes sont l'électronique, les machines, les matériaux industriels, les minéraux et métaux et la chimie.

RECHERCHE ÉCONOMIQUE GROUPE

Isabelle Mateos y Lago Cheffe économiste Groupe	+33 1 87 74 01 97	isabelle.mateosylago@bnpparibas.com
Hélène Baudchon Cheffe économiste adjointe, Resp. de la recherche macroéconomique	+33 1 58 16 03 63	helene.baudchon@bnpparibas.com
Stéphane Alby Maghreb, Moyen-Orient	+33 1 42 98 02 04	stephane.alby@bnpparibas.com
Lucie Barette Europe, Allemagne, Italie, Espagne	+33 1 87 74 02 08	lucie.barette@bnpparibas.com
Anis Bensaidani États-Unis, Japon	+33 1 87 74 01 51	anis.bensaidani@bnpparibas.com
Céline Choulet Économie bancaire	+33 1 43 16 95 54	celine.choulet@bnpparibas.com
Stéphane Colliac Responsable de l'équipe Économies Avancées – France	+33 1 42 98 26 77	stephane.colliac@bnpparibas.com
Guillaume Derrien Europe, Zone euro – Commerce international	+33 1 55 77 71 89	guillaume.a.derrien@bnpparibas.com
Pascal Devaux Moyen-Orient, Balkans occidentaux – Énergie	+33 1 43 16 95 51	pascal.devaux@bnpparibas.com
Hélène Drouot Amérique latine	+33 1 42 98 33 00	helene.drouot@bnpparibas.com
François Faure Responsable du Risque pays – Turquie – Argentine	+33 1 42 98 79 82	francois.faure@bnpparibas.com
Salim Hammad Responsable de l'équipe Data et analytique – Brésil	+33 1 42 98 74 26	salim.hammad@bnpparibas.com
Thomas Humblot Économie bancaire	+33 1 40 14 30 77	thomas.humblot@bnpparibas.com
Cynthia Kalasopatan Antoine Europe centrale, Ukraine	+33 1 53 31 59 32	cynthia.kalasopatanantoine@bnpparibas.com
Johanna Melka Asie	+33 1 58 16 05 84	johanna.melka@bnpparibas.com
Marianne Mueller Europe, Royaume-Uni, Portugal, Grèce	+33 1 40 14 48 11	marianne.mueller@bnpparibas.com
Christine Peltier Responsable de l'équipe Économies émergentes – Asie	+33 1 42 98 56 27	christine.peltier@bnpparibas.com
Lucas Plé Afrique subsaharienne, Colombie, Amérique centrale	+33 1 40 14 50 18	lucas.ple@bnpparibas.com
Jean-Luc Proutat Responsable des Projections économiques	+33 1 58 16 73 32	jean-luc.proutat@bnpparibas.com
Laurent Quignon Responsable de l'équipe Économie bancaire	+33 1 42 98 56 54	laurent.quignon@bnpparibas.com
Tarik Rharrab Data scientist	+33 1 43 16 95 56	tarik.rharrab@bnpparibas.com
Mickaëlle Fils Marie-Luce Contact media	+33 1 42 98 48 59	mickaelle.filsmarie-luce@bnpparibas.com



BNP PARIBAS

La banque
d'un monde
qui change

RECHERCHE ÉCONOMIQUE GROUPE

ECOINSIGHT

Analyse approfondie de sujets structurels ou d'actualité

ECOPERSPECTIVES

Analyses et prévisions des principales économies, développées et émergentes

ECOFLASH

Un indicateur, un évènement économique majeur

ECOWEEK

L'actualité économique de la semaine et plus...

ECOPULSE

Baromètre mensuel des indicateurs conjoncturels des principales économies de l'OCDE

ECOCHARTS

Panorama mensuel des dynamiques d'inflation au sein des principales économies développées

ECOATLAS

Les chiffres clés de l'économie française comparés à ceux des principaux pays européens

GRAPHIQUE DE LA SEMAINE

Un graphique hebdomadaire illustrant des points saillants dans l'économie

ECOTV

Quel est l'évènement du mois ?

La réponse dans vos quatre minutes d'économie

EN ÉCO DANS LE TEXTE

Le podcast de l'actualité économique

ABONNEZ-VOUS SUR LE SITE ONGLET ABONNEMENT
voir le site des études économiques

ET

SUIVEZ-NOUS SUR LINKEDIN
voir la page [linkedin](#) des études économiques
OU TWITTER
voir la page [twitter](#) des études économiques



Bulletin publié par les Études Économiques – BNP PARIBAS
Siège social : 16 boulevard des Italiens – 75009 PARIS / Tél : +33 (0) 1 42 98 12 34
Internet : www.group.bnpparibas - www.economic-research.bnpparibas.com
Directeur de la publication : Jean Lemierre
Directrice de la rédaction : Isabelle Mateos y Lago
Copyright image : Martin Bergsma

Les informations et opinions exprimées dans ce document ont été obtenues de, ou sont fondées sur des sources d'information publiques réputées fiables, mais BNP Paribas ne garantit, expressément ou implicitement, ni leur exactitude, ni leur exhaustivité, ni leur mise à jour. Ce document ne constitue ni une offre, ni une sollicitation d'achat ou de vente de titres ou autres placements. Il ne constitue ni du conseil en investissement, ni de la recherche ou analyse financière. Les informations et opinions contenues dans ce document ne sauraient dispenser l'investisseur d'exercer son propre jugement ; elles sont par ailleurs susceptibles d'être modifiées à tout moment sans notification et ne sauraient servir de seul support à une évaluation des instruments éventuellement mentionnés dans le présent document. Toute éventuelle référence à une performance réalisée dans le passé ne constitue pas une indication d'une performance future. Dans toute la mesure permise par la loi, aucune société du Groupe BNP Paribas n'accepte d'être tenue pour responsable (y compris en raison d'un comportement négligent) au titre de pertes directes ou découlant indirectement d'une utilisation des informations contenues dans ce document ou d'une confiance accordée à ces informations. Toutes les estimations et opinions contenues dans ce document reflètent notre jugement à la date de publication des présentes. Sauf indication contraire dans le présent document, il n'est pas prévu de le mettre à jour. BNP Paribas SA et l'ensemble des entités juridiques, filiales ou succursales (ensemble désignées ci-après « BNP Paribas »), sont susceptibles d'agir comme teneur du marché, d'agent ou encore, à titre principal, d'intervenir pour acheter ou vendre des titres émis par les émetteurs mentionnés dans ce document, ou des dérivés y afférents. BNP Paribas est susceptible notamment de détenir une participation au capital des émetteurs ou personnes mentionnés dans ce document, de se trouver en position d'acheteur ou vendeur de titres ou de contrats à terme, d'options ou de tous autres instruments dérivés reposant sur l'un de ces sous-jacents. Les cours, rendements et autres données similaires du présent document, y figurent au titre d'information. De nombreux facteurs agissent sur les prix de marché et il n'existe aucune certitude que les transactions peuvent être réalisées à ces prix. BNP Paribas, ses dirigeants et employés, peuvent exercer ou avoir exercé des fonctions d'employé ou dirigeant auprès de toute personne mentionnée dans ce document, ou ont pu intervenir en qualité de conseil auprès de cette (ces) personne(s). BNP Paribas est susceptible de solliciter, d'exécuter ou d'avoir dans le passé fourni des services de conseil en investissement, de souscription ou tous autres services au profit de la personne mentionnée aux présentes au cours des 12 derniers mois précédant la publication de ce document. BNP Paribas peut être partie à un contrat avec toute personne ayant un rapport avec la production du présent document. BNP Paribas est susceptible, dans les limites autorisées par la loi en vigueur, d'avoir agi sur la foi de, ou d'avoir utilisé les informations contenues dans les présentes, ou les travaux de recherche ou d'analyses sur le fondement desquels elles sont communiquées, et ce préalablement à la publication de ce document. BNP Paribas est susceptible d'obtenir une rémunération ou de chercher à être rémunéré au titre de services d'investissement fournis à l'une quelconque des personnes mentionnées dans ce document dans les trois mois suivant sa publication. Toute personne mentionnée aux présentes est susceptible d'avoir reçu des extraits du présent document préalablement à sa publication afin de vérifier l'exactitude des faits sur le fondement desquelles il a été élaboré.

Ce document est élaboré par une société du Groupe BNP Paribas. Il est conçu à l'intention exclusive des destinataires qui en sont bénéficiaires et ne saurait en aucune façon être reproduit (en tout ou partie) ou même transmis à toute autre personne ou entité sans le consentement préalable écrit de BNP Paribas. En recevant ce document, vous acceptez d'être engagés par les termes des restrictions ci-dessus.

BNP Paribas est constituée en France sous forme de société anonyme, et agréée et supervisée en tant qu'établissement de crédit par la Banque centrale européenne (BCE) et en tant que prestataire de services d'investissement par l'Autorité de contrôle prudentiel et de résolution (ACPR) et l'Autorité des marchés financiers (AMF). Le siège social de BNP Paribas est situé au 16, boulevard des Italiens, 75009 Paris, France.

Les informations contenues dans le présent document peuvent, en tout ou partie, avoir déjà été publiées sur le site <https://globalmarkets.bnpparibas.com>.

Pour les avertissements par pays (Etats-Unis, Canada, Royaume-Uni, Allemagne, Belgique, Irlande, Italie, Pays-Bas, Portugal, Espagne, Suisse, Brésil, Turquie, Israël, Bahreïn, Afrique du Sud, Australie, Chine, Hong Kong, Inde, Indonésie, Japon, Malaisie, Singapour, Corée du Sud, Taiwan, Thaïlande, Vietnam) veuillez consulter le document suivant :

https://economic-research.bnpparibas.com/LegalNotice/Markets_360_Country_Specific_Noticess.pdf

© BNP Paribas (2025). Tous droits réservés.

Pour vous abonner à nos publications :

ÉTUDES ÉCONOMIQUES



BNP PARIBAS

La banque
d'un monde
qui change