

L'impact de la crise ukrainienne sur le changement climatique

8 juin 2022

Ce que les conséquences de la guerre signifient pour la course à la neutralité carbone



David Page,
Directeur de la recherche macroéconomique



Olivier Eugène
Responsable de la recherche climat
Recherche ESG – Core Investments

Ce que les investisseurs doivent savoir

- L'invasion de l'Ukraine par la Russie a considérablement perturbé les marchés de l'énergie et accéléré l'ambition de l'UE de réduire sa dépendance aux pétrole et gaz russes.
- La Commission européenne prévoit d'accélérer ses plans - déjà ambitieux - de mise en œuvre des technologies renouvelables, en réduisant les émissions de 5% par an.
- Cependant, nous sommes sceptiques quant à la capacité de l'Europe à s'éloigner du gaz russe aussi rapidement que prévu, et quant à ses objectifs de développer les technologies renouvelables, en particulier l'éolien, au rythme envisagé. Nous estimons que l'Europe restera vulnérable à toute interruption de l'approvisionnement en gaz jusqu'en 2024.
- Le déficit de gaz prévu sera probablement comblé par les combustibles fossiles existants, dont malheureusement le charbon. Nous estimons que la fourchette d'émissions de CO2 sera probablement plus élevée au cours de la

prochaine décennie que ne le suggèrent les nouveaux plans de l'UE.

- Les années 70 ont marqué un tournant décisif dans l'utilisation du pétrole. La crise actuelle pourrait aussi marquer un tournant, avec l'avènement de technologies permettant de réduire encore nos émissions.

La guerre en Ukraine aura un impact sur la lutte contre le changement climatique

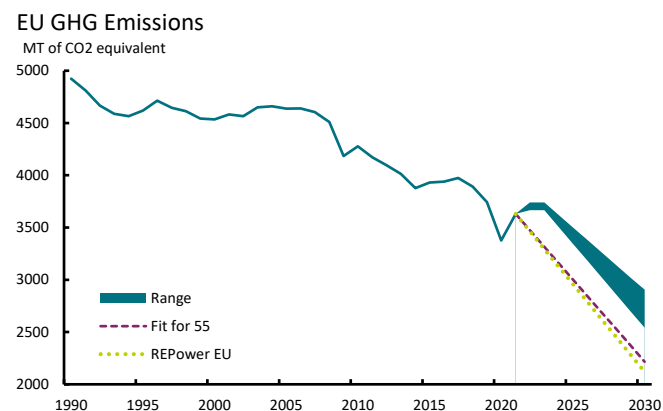
Nul doute que de multiples facteurs ont conduit la Russie à prendre la décision d'envahir l'Ukraine. L'un d'eux a probablement été la conviction selon laquelle la dépendance de l'Europe à l'égard des combustibles fossiles russes, et notamment du gaz, limiterait la rigueur des sanctions imposées par l'Occident. Un tel jugement a dû tenir compte de la faiblesse des stocks de gaz européens, des fortes pressions inflationnistes et du fait que le plan d'action européen pour le climat « Fit for 55 » prévoyait une diminution progressive des importations de gaz au cours des dix prochaines années dans le but de réduire, d'ici à 2030, les émissions de gaz à effet de serre (GES) de 55 % par rapport

aux niveaux de 1990. Cette analyse a dû laisser entrevoir un certain effet de levier pour la Russie en matière d'approvisionnement en gaz, lequel risquait néanmoins de s'estomper avec le temps.

Ce calcul se révèle aujourd'hui erroné. Les sanctions à l'encontre de la Russie ont été plus lourdes, plus étendues et plus consensuelles que ce à quoi beaucoup s'attendaient. En outre, l'inévitable hausse des prix de l'énergie, et notamment du gaz naturel européen, a eu pour conséquence la proposition, par la Commission européenne, d'un redéploiement encore plus rapide des importations de gaz afin de réduire la dépendance de l'Europe vis-à-vis de l'approvisionnement russe. L'Europe, qui a déjà exclu le charbon russe, va désormais imposer un embargo sur les importations de pétrole, voire de gaz russe.

Dans cet article, nous examinons les plans de l'Europe visant à réduire sa dépendance vis-à-vis du gaz russe. Nous calculons l'impact probable, sur les émissions de GES (Gaz à effet de serre) de l'UE, d'un arrêt de l'approvisionnement de l'Europe en gaz russe, lequel nécessiterait de recourir à des combustibles de substitution plus polluants pour combler temporairement le déficit en termes de capacité de production d'électricité. Toutefois, à moyen terme, la transition accélérée vers une production à partir de combustibles non fossiles entraînerait probablement une diminution plus rapide des émissions. Nous procédons ensuite à une évaluation critique de la vraisemblance de ces hypothèses. La figure 1 présente nos estimations de l'impact des nouveaux plans de l'UE sur les émissions de GES, ainsi qu'une fourchette indicative de l'évolution probable des émissions.

Figure 1 : Estimation des émissions de GES selon différents scénarios



Source : Commission européenne, mars 2022

Nous nous penchons également sur les répercussions au-delà de l'Europe, signalant que, pour certaines des plus grandes

économies mondiales, cela impliquera probablement un remaniement des cartes énergétiques, lequel pourrait toutefois déboucher sur un simple jeu de chaises musicales pour l'approvisionnement en gaz, même si un tel remaniement prendra du temps.

Enfin, nous examinons les conséquences potentielles du choc des prix sur l'approvisionnement en énergies renouvelables. Le pétrole a subi un choc similaire dans les années 1970 et la flambée des prix a entraîné un profond changement dans son utilisation. Bien que la demande ait augmenté par la suite pour atteindre des niveaux toujours plus élevés, l'intensité pétrolière a atteint un pic en 1973 et n'a cessé de diminuer depuis. Nous examinons les conséquences du dernier choc des prix de l'énergie sur les technologies renouvelables et nous interrogeons sur la possibilité que ce choc vienne renforcer les arguments en faveur d'un déclin accéléré de l'intensité gazière.

REPowerEU... ou comment se soustraire à l'influence russe

Dans le cadre d'une réponse beaucoup plus globale à l'invasion russe, la Commission européenne a publié REPowerEU, un plan d'action en faveur d'une énergie plus abordable, plus sûre et plus durable. Le document décrit la possibilité de mettre un terme à la dépendance de l'Europe vis-à-vis du gaz russe « bien avant la fin de la décennie ». La stratégie prévoit une approche commune comprenant la diversification de l'approvisionnement en gaz, le renforcement de l'efficacité énergétique (réduction de la demande), l'augmentation du recours aux énergies renouvelables et la lutte contre les goulets d'étranglement dans les infrastructures.

Pour replacer la tâche dans son contexte, il faut savoir qu'environ 40 % du réseau gazier européen est alimenté par la Russie. En 2021, cela représentait 155 milliards de mètres cubes (mmc)¹. La Commission estime qu'elle sera en mesure de couvrir cette année 60 mmc de gaz à partir de sources alternatives. Ce chiffre inclut 10 mmc de diversification liée aux gazoducs et 50 mmc de diversification liée au gaz naturel liquéfié (GNL), dont les États-Unis se sont déjà engagés à fournir un minimum de 15 mmc cette année.

Le plan d'action européen pour le climat « Fit for 55 » prévoyait déjà de réduire la consommation de gaz de 100 mmc d'ici à la fin de la décennie. Pour accélérer cette baisse, REPowerEU propose d'associer la diversification de l'approvisionnement en gaz à des mesures visant à réduire la demande de gaz naturel. La figure 2 indique les mesures proposées par la Commission et la réduction estimée de la demande de gaz.

¹ « REPowerEU : action européenne conjointe en faveur d'une énergie plus abordable, plus sûre et plus durable », Commission européenne, 8 mars 2022.

Figure 2 : Propositions de REPowerEU pour réduire la demande de gaz

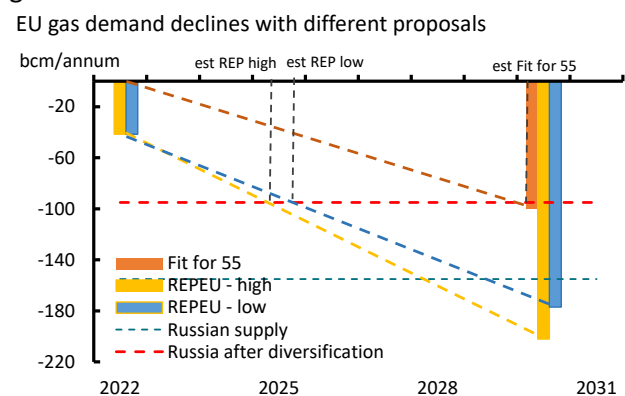
Mesure	FF55 Ambition (bcm)	Post Ukraine Proposals	
		By end 2022 (bcm)	By 2030 (bcm)
Biomethane production	17	3.5	18
Renewable hydrogen production	9-18,5	-	25-50
Energy efficient measures	38	14	10
Solar rooftops	(inc. in 170 below)	2.5	frontloaded
Heat pumps	35	1.5	frontloaded
Wind and solar capacities	170	20	frontloaded

Source : Commission européenne, mars 2022

Selon les propositions de la Commission, il serait possible de réduire la demande de 41,5 mmc cette année. Pour évaluer l'impact sur le reste de la décennie, nous avons formulé plusieurs hypothèses. Premièrement, nous partons du principe que Fit for 55 aura permis de réduire progressivement la demande de 100 mmc au cours de la décennie. Deuxièmement, nous considérons que la réduction supplémentaire de la demande à plus long terme, estimée à un total de 53 à 78 mmc d'ici à 2030, se produit elle aussi progressivement. La figure 3 indique la réduction prévue de la demande de gaz. Sous réserve des hypothèses simplifiées, cela suggère que la demande de gaz de l'UE pourrait s'affranchir de sa dépendance à l'égard de la Russie vers 2025.

Cela montre également qu'en l'absence d'approvisionnement russe, l'UE risque d'être confrontée à une pénurie de gaz avant cette date. En se basant sur nos hypothèses, cela équivaldrait à environ 55 mmc cette année, 35 mmc en 2023 et 15 mmc en 2024. À ce stade, rien n'empêche l'UE de continuer à consommer ce reliquat de gaz russe, auquel cas l'impact sur les émissions serait relativement limité. Mais si ces flux s'arrêtaient en raison de litiges sur les paiements en devises, d'interdictions volontaires d'importation ou de ruptures d'approvisionnement, l'UE devrait combler cette différence.

Figure 3 : Diminution prévue de la consommation de gaz



Source : Eurostat, Nations Unies, AXA IM Research, chiffres de 2020

² L'Agence internationale de l'énergie (AIE) cite un ratio de 10,28 TWh pour 1 mmc de gaz comme coefficient de conversion. Compte tenu du taux

La manière dont elle procéderait dépend de son usage du gaz. Un tiers du gaz est destiné au secteur de l'énergie pour la production d'électricité et de chaleur ; un quart est utilisé par les ménages ; et un dixième est utilisé à des fins commerciales et publiques, principalement pour le chauffage des locaux. Pour ces utilisateurs, le déficit en gaz sera comblé par d'autres combustibles, comme la production d'électricité au moyen de combustibles de substitution, les utilisateurs finaux remplaçant le gaz par un supplément d'électricité. Le reste, soit un peu plus d'un quart, est utilisé par l'industrie. Nous présumons que certaines industries seront en mesure de remplacer le gaz par l'électricité, par exemple pour le chauffage à basse température, bien que cela puisse nécessiter des capitaux de remplacement, ce qui pourrait prendre un certain temps. D'autres secteurs industriels ne pourront pas remplacer le gaz à moyen terme, soit parce qu'ils l'utilisent directement (par exemple l'industrie chimique), soit parce qu'ils utilisent des fours à haute température qui nécessiteraient un refinancement plus radical (par exemple les usines sidérurgiques). Nous estimons à un peu moins de 20 % la part du gaz naturel utilisée à des fins industrielles non substituables.

Un déficit de 55 mmc de gaz cette année implique un équivalent en électricité de 266 TWh en 2022 (soit environ 10 % de la consommation totale de l'UE), 150 TWh en 2023 et 25 en 2024². L'impact que ce déficit aura sur l'offre, les prix et donc la demande est complexe. Nous présumons toutefois qu'un quart de ce chiffre sera couvert par une réduction de la demande liée au renforcement de l'efficacité énergétique, à l'augmentation des coûts ou à la non-substituabilité. Nous supposons également qu'aucun de ces besoins supplémentaires ne peut être satisfait par de nouvelles capacités renouvelables, le développement desquelles est déjà accéléré dans les hypothèses de REPowerEU.

En ce qui concerne la production d'électricité, on observe que la production de source nucléaire a diminué de 33 TWh en 2021 par rapport à 2019, en partie sous l'effet des problèmes rencontrés par les réacteurs d'électricité de France (EDF), le plus grand producteur européen d'électricité nucléaire. Toutefois, nous tablons sur la possibilité d'un rebond de la production nucléaire au-delà de cette année et pensons que l'électricité d'origine nucléaire pourrait retrouver ses niveaux de 2019.

d'efficacité de 45 à 57 % des centrales à gaz, l'AIE cite un ratio de 0,20 mètre cube de gaz/1 kWh d'électricité produite ou 4,96 TWh/1 mmc.

La production d'électricité à partir du charbon a elle aussi fortement diminué, avec une baisse de 188 TWh par rapport à 2017. Cette baisse reflète plus vraisemblablement un retrait stratégique que des difficultés opérationnelles. Une partie de ces centrales à charbon ayant été mises hors service depuis cette date, une reprise de la production serait plus difficile. Nous pensons néanmoins que les centrales à charbon seraient en mesure de retrouver leurs niveaux de production de 2017 grâce à la réactivation de centrales en sommeil et à une mise en exploitation provisoire à des facteurs de charge plus élevés. En mai 2022, la Commission a indiqué que le recours au charbon pourrait être utilisé en Europe plus longtemps que prévu.

Si l'on estime que la baisse de la demande représente un quart du déficit en gaz, le rétablissement de la production d'origine nucléaire et de celle des centrales à charbon devrait permettre de répondre à la hausse équivalente de la demande d'électricité. En revanche, si la demande ne diminue pas suffisamment, par exemple en raison des subventions accordées par l'État pour faire face à la hausse du coût de l'énergie, des pratiques plus explicites de gestion de la demande seront probablement nécessaires.



Le grand jeu des chaises musicales du gaz

Notre analyse suggère que la production d'électricité à partir du charbon, qui produit davantage d'émissions, pourrait être intensifiée à court terme pour compenser la baisse à court terme de l'offre de gaz, moins polluante. Cependant, un examen plus approfondi du marché du GNL fait apparaître une complexité supplémentaire.

³ « Statistical Review of World Energy 2021 », BP, juillet 2021.

⁴ « Gaz naturel liquéfié », Eurostat, février 2022.

Le projet REPowerEU vise également à permettre à l'UE de s'affranchir des importations de gaz russe en augmentant les importations de GNL de 50 mmc cette année. En 2020, la taille du marché mondial du GNL était de 488 mmc³. REPowerEU laisse donc entrevoir une évolution de plus de 10 % du marché total du GNL cette année. Nous examinons ci-après certains des risques liés à cette hypothèse et les conséquences d'une telle évolution.

Des questions se posent quant à la capacité de l'UE à atteindre ce niveau de diversification. L'UE semble être en mesure d'augmenter ses importations de GNL de 50 mmc. La capacité totale d'importation de GNL de l'UE est de 157 mmc⁴, soit presque la même quantité que les importations de gaz russe. En 2021, 13 pays de l'UE ont importé 80 mmc de GNL. En moyenne, cela suggère un taux d'utilisation des capacités d'environ 50 %. En décembre 2021, l'utilisation des capacités a franchi la barre des 60 %. Pour importer 50 mmc supplémentaires en 2022, le taux d'utilisation des capacités devrait atteindre environ 83 % en moyenne sur l'année, dépassant ainsi le précédent pic de 70 % observé au T2 2020.

Toutefois, une partie des capacités de réserve de l'UE en matière de GNL se trouve actuellement au « mauvais endroit ». En particulier, environ 34 mmc se trouvent en Espagne et seul un gazoduc de 7,5 mmc relie le pays à la France. Le renforcement du raccordement entre l'Espagne et le reste du continent serait une nécessité pour que cette capacité de réserve soit pratique plutôt que théorique. Aucun de ces obstacles n'est insurmontable, mais ils risquent de venir s'ajouter aux défis que constitue l'augmentation des capacités cette année.

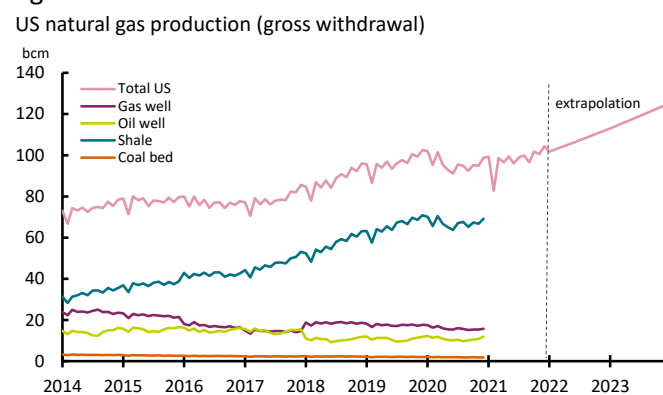
À plus long terme, les capacités d'importation de GNL sont appelées à se développer. L'Allemagne a lancé deux nouveaux projets de terminaux GNL, à Brunsbüttel et à Stade, et la France envisage de construire un terminal flottant au Havre. Cependant, tous ces projets prendront du temps : les terminaux allemands sont prévus pour 2024 et 2026, tandis que le gestionnaire de réseau français aura besoin de deux ans pour connecter le terminal flottant⁵.

Qui va fournir ce GNL supplémentaire ? Selon toute vraisemblance, ce seront les États-Unis. Après tout, le pays dispose de l'une des plus grandes réserves de gaz naturel au monde, il était le premier producteur mondial en 2020 (40 % de plus que la Russie) et, fin 2022, il devrait disposer de la plus grande capacité d'exportation de GNL au monde, devant à la fois l'Australie et le Qatar. Le 25 mars, le président américain Joe Biden a annoncé que les États-Unis augmenteraient l'approvisionnement en gaz de l'Europe de 50 mmc, mais seulement d'ici à 2030. Cette année, les États-Unis se sont engagés à fournir un minimum de 15 mmc.

⁵ Projet français de terminal flottant de regazéification de GNL - GRTgaz – 9 mars 2022

À court terme, ce chiffre de 15 mmc représente une contribution importante, mais aussi une hausse marquée de la production américaine. La production totale de gaz aux États-Unis (extraction brute) est repartie à la hausse après avoir chuté durant la pandémie (figure 4), la production supplémentaire ayant été récemment assurée par le schiste. Si l'on extrapole la tendance actuelle, il semble que la production totale de gaz soit en mesure de générer confortablement 15 mmc supplémentaires, même si des préoccupations demeurent quant aux problèmes liés aux chaînes d'approvisionnement, à la main-d'œuvre et à la législation sur le climat qui ont pesé sur la réactivité du secteur à la hausse des prix.

Figure 4 : Production américaine

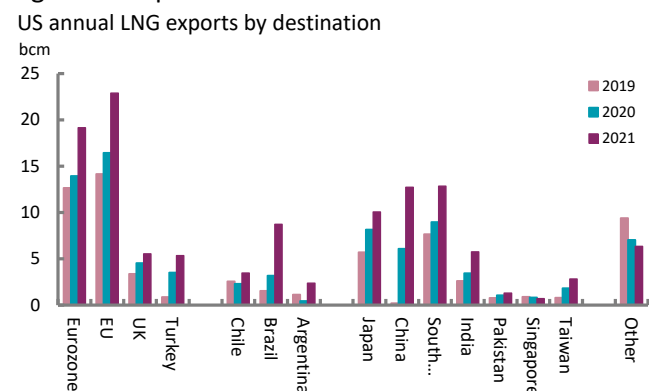


Ce n'est toutefois pas la même chose d'être en mesure de fournir 15 mmc supplémentaires d'exportations de GNL cette année. Les capacités d'exportation de GNL des États-Unis devraient encore augmenter cette année, avec un pic de capacité qui pourrait atteindre environ 140 mmc (contre environ 100 mmc en 2021), bien que des retards de planification et de construction aient affecté les installations de GNL ces dernières années. En outre, cela suppose l'absence de contraintes de transport, y compris en ce qui concerne la capacité des gazoducs reliant les gisements de schiste et les terminaux et navires méthaniers.

Si les États-Unis peinaient à produire 15 mmc supplémentaires pour l'exportation, ils pourraient tout simplement réorienter l'approvisionnement actuellement réservé à d'autres destinations. La figure 5 indique les exportations américaines récentes de GNL par destination. Toutefois, le fait de réduire l'approvisionnement en GNL de l'Asie, par exemple, pour augmenter celui de l'Europe pourrait entraîner une pénurie de gaz dans les économies asiatiques. Cela pourrait à son tour contraindre d'autres pays à recourir à des combustibles plus polluants pour produire de l'électricité. C'est précisément ce qu'a fait la Chine l'an passé lorsque des pénuries d'électricité l'ont contrainte à accroître sa production et sa consommation de charbon, malgré

l'impact d'une telle mesure sur ses objectifs de réduction des émissions à long terme.

Figure 5 : Exportations américaines de GNL



Un supplément de 15 mmc d'exportations en provenance des États-Unis ne représenterait toujours que moins d'un tiers des besoins globaux de l'UE pour cette année. Si le Qatar et l'Australie parvenaient à égaler ce chiffre, cela ne suffirait pas à répondre aux attentes de l'UE qui vise un chiffre de 50 mmc cette année. Mais ces exportateurs pourraient également être confrontés à des difficultés en termes de production, de transport et d'exportation de gaz naturel, ce qui pourrait les amener à réorienter leurs exportations de gaz et à créer à leur tour des pénuries dans d'autres régions.

Paradoxalement, l'approvisionnement en gaz russe lui-même pourrait alléger ces pressions. Avant la guerre, le président chinois Xi Jinping et le président russe Vladimir Poutine ont annoncé plusieurs accords commerciaux et énergétiques, dont un nouvel accord visant à accroître de 10 mmc par an la fourniture de gaz russe à la Chine. Ce dernier accord en date fait suite à celui de 2014 qui avait abouti à la construction du gazoduc Power of Siberia, destiné à fournir 38 mmc à la Chine d'ici 2025. La Russie développe les capacités de ce premier gazoduc pour qu'il puisse fournir jusqu'à 44 mmc. Avec ce nouvel accord, le volume de gaz russe livré à la Chine atteindra 48 mmc.

En direct des marchés

Selon l'Agence internationale de l'énergie⁶, les importations de gaz naturel liquéfié ont déjà augmenté de 18 mmc au 1er trimestre 2022 et l'agence s'attend à une hausse de 25 mmc sur l'ensemble de l'année. Europe a capté des nouveaux volumes et des parts de marché, notamment parce que la demande en Asie a baissé avec la hausse des prix.

La Russie a également envisagé de relier les gisements de la péninsule de Yamal, qui approvisionnent actuellement l'Europe, à la Chine via un gazoduc traversant la Mongolie,

⁶ Gas market report, Q2-2022, April 2022

dont la capacité est estimée à environ 50 mmc⁷. Ce projet n'a pas fait l'objet d'un accord officiel. Dans un premier temps, il aurait permis à la Russie de disposer d'un plus grand pouvoir de négociation avec l'Europe et la Chine, puisque les livraisons depuis cette grande province gazière auraient pu être réorientées vers l'une ou l'autre de ces régions. Si l'Europe accélère son processus de réduction du gaz russe, la Chine pourrait être en mesure de négocier un meilleur accord. Toutefois, dans la mesure où les propres ambitions de la Chine en matière de réduction des émissions sont élevées, sa demande de gaz est susceptible d'augmenter rapidement, tandis que l'offre et les prix à l'échelle mondiale seront moins attractifs.



Il est peu probable que la Chine soit le seul acheteur. Il semblerait que l'Inde achète du pétrole et du gaz russes à des prix fortement réduits et que d'autres économies asiatiques soient également intéressées. Les sanctions joueront un rôle important. Pour l'instant, les exportations énergétiques russes ne font pas l'objet de sanctions. Toutefois, la certitude que cela restera le cas est indispensable pour les contrats à long terme. Les événements récents laissent entrevoir le risque que les agissements futurs de la Russie entraînent un renforcement des sanctions. En outre, la volonté des Occidentaux de ne pas imposer de sanctions plus larges à l'énergie russe est déjà en train de diminuer et pourrait continuer à faiblir une fois qu'ils auront réussi à s'affranchir de l'approvisionnement russe. Les pays pourraient donc risquer de faire l'objet de sanctions secondaires ou voir leur approvisionnement en énergie se réduire s'ils décidaient de

se désengager à l'avenir, un risque qui sera probablement inclus implicitement dans le prix des contrats à long terme.

À plus long terme, une réorganisation de l'approvisionnement international en gaz est beaucoup plus envisageable. L'engagement à long terme des États-Unis visant à accroître de 50 mmc les volumes livrés à l'Europe semble réalisable d'ici à 2030. Durant cette période, il est également possible que la Russie parvienne à conclure d'autres contrats d'approvisionnement ailleurs. On pourrait ainsi assister à un grand jeu de chaises musicales dans le secteur de la production de gaz : la Russie pourrait réduire ses ventes aux pays occidentaux, mais les augmenter en Asie ; la demande des pays asiatiques en GNL américain pourrait diminuer, mais les États-Unis pourraient accroître leurs exportations vers l'Europe. Cela signifierait probablement une augmentation de l'offre de gaz pour répondre à la demande croissante et réduire la production d'énergie plus polluante dans d'autres parties du monde. Cette situation pourrait finalement aboutir à des niveaux de consommation de gaz similaires à ceux d'avant-guerre. Mais il faudra tenir compte de certains obstacles concrets comme la conclusion de contrats d'approvisionnement à long terme, le renforcement des capacités des terminaux GNL et la construction de nouveaux gazoducs.

Par conséquent, sur le long terme, une réorganisation de l'approvisionnement mondial en gaz est plausible. Toutefois, cela laisse présager une phase d'ajustement qui pourrait facilement durer entre 3 et 5 ans. Durant cette phase, de nombreuses économies, et pas seulement l'économie européenne, pourraient faire face à une contraction de l'approvisionnement en gaz et à une hausse des coûts énergétiques. Cette situation pourrait les contraindre à recourir à des sources de production d'électricité plus polluantes mais immédiatement disponibles, et ce, même si des plans visant à accélérer les investissements dans les énergies propres sont mis en place.

Impact sur les perspectives en matière d'émissions de GES

Les conséquences climatiques et l'impact sur les émissions des bouleversements potentiels de l'approvisionnement en énergie primaire et du bouquet énergétique de l'UE sont intimement liés à la teneur en CO₂ des combustibles.

L'intensité carbone de la combustion du charbon est par nature beaucoup plus élevée que celle du gaz naturel, mais tous les gaz ne se valent pas.

Les tableaux suivants présentent les intensités carbone relatives de la production d'électricité et l'empreinte carbone du gaz naturel par source :

⁷ « Russia and China Expand Their Gas Deal: Key Implications », The Oxford Institute for Energy Studies, mars 2022.

Figure 6 : Intensité carbone de la production d'électricité

gCO2e / kWh	Emissions	Source
Coal	760	IPCC
Coal	1 014	US EIA
Lignite	1 010	Coaltrans
Coal	1 094	RWE
Natural Gas	370	IPCC
Natural Gas	414	US EIA
Natural Gas	424	RWE
Natural Gas	366	Iberdrola

Source : GIEC, AIE, Coaltrans, RWE, Iberdrola

Figure 7 : Intensité carbone du gaz naturel acheminé par gazoduc et du GNL livré en France, avant combustion

g CO2e / kWh	Emissions	Type
Norway	9	Pipeline
Norway	23	LNG
Russia	40	LNG
Nigeria	52	LNG
Qatar	58	LNG
Russia	59	Pipeline
Algeria	66	Pipeline
Algeria	80	LNG
USA	85	LNG

Source : Carbone 4

Le passage du gaz au charbon est extrêmement néfaste en termes d'émissions de CO₂. Les émissions réelles des centrales à charbon sont plus de deux fois plus élevées que celles des centrales à gaz. La production de 1 kWh à partir du charbon plutôt que du gaz entraîne des émissions supplémentaires de 0,67 kg de CO₂, si l'on se base sur les intensités réelles de la compagnie d'électricité allemande RWE. Si la production d'électricité à base de charbon de l'UE augmente de 188 TWh pour remplacer la baisse des livraisons de gaz, les émissions de CO₂ augmenteront de 126 MT, soit une hausse de 3 à 4 % des émissions de gaz à effet de serre pour l'ensemble de l'UE.

Même si l'UE parvient à substituer le GNL à 50 mmc supplémentaires de gaz russe, cela aura également des répercussions sur les émissions de GES. Le gaz russe est acheminé vers l'UE par gazoduc. Bien que Gazprom ne soit pas la compagnie la plus efficace en matière de GES lorsqu'il s'agit de transporter du gaz par gazoduc⁸, le gaz acheminé par gazoduc produit généralement moins d'émissions que le GNL. L'étude menée en 2018 par l'Agence internationale de l'énergie (AIE)⁹ sur ces questions a conclu que l'intensité

moyenne du gaz acheminé par gazoduc était de 95,5 kg équivalent CO₂ par baril équivalent pétrole, tandis que la moyenne pour le GNL était de 118,3 kg. Cette différence est liée à l'énergie nécessaire à la liquéfaction, au transport et à la regazéification du GNL. Par conséquent, passer du gaz acheminé par gazoduc au GNL aurait également des conséquences négatives sur le climat mondial, même si les émissions supplémentaires ne se produiraient pas au sein de l'UE, mais essentiellement là où le gaz est produit et liquéfié.

En outre, on observe de grandes différences dans l'empreinte carbone des gaz en fonction de leur origine. Le principal critère de différenciation est le niveau des émissions de méthane, notamment dans les phases de production et de transport. Ce point est important dans la mesure où le méthane, principale composante du gaz naturel, est un puissant GES dont l'impact est environ 80 fois supérieur à celui du carbone. La figure 6 montre cette variation, qui reflète en grande partie la qualité des procédures d'exploitation, la distance parcourue et les fuites de méthane. La Norvège est un modèle d'efficacité bien connu, tandis que les exploitants russes et américains sont notoires pour leurs fuites de grandes quantités de méthane.¹⁰ La figure 6 suggère que la substitution partielle du gaz russe par du GNL américain augmenterait les émissions mondiales, même si ces émissions étaient attribuées aux États-Unis plutôt qu'à l'UE.

Cela étant, il convient de relativiser. Si l'on s'en tient aux données disponibles, le passage du gaz acheminé par les gazoducs russes au GNL américain entraînerait une augmentation de 26 g de CO₂/kWh ; le passage du gaz au charbon entraînerait une augmentation de 670 g de CO₂/kWh, soit 25 fois plus. Bien qu'il soit important de se doter d'un approvisionnement en gaz aussi propre que possible, il est encore plus important pour l'UE d'éviter de recourir davantage au charbon.

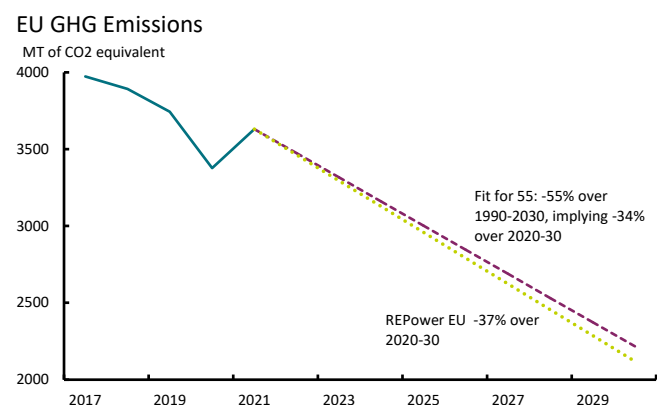


⁸ <https://www.bloomberg.com/news/articles/2021-06-18/gazprom-admits-to-massive-methane-leaks>

⁹ Perspectives énergétiques mondiales 2018

¹⁰ Eugene, O., « A climate change conundrum: Is there a sweet spot for natural gas in the energy transition? », AXA IM Research, septembre 2021.

Figure 8 : Courbe des émissions de GES dans le cadre de REPowerEU



Source : Commission européenne, AXA IM Research, avril 2022

La figure 8 estime, à la lueur du plan REPowerEU, la variation probable de la courbe des émissions de GES (par rapport à la courbe de référence Fit for 55), en tenant compte de l'évolution prévue de la consommation d'énergie et du bouquet énergétique. Elle montre que REPowerEU renforce un objectif déjà ambitieux, mais de manière limitée dans la mesure où certains secteurs fortement émetteurs, comme le transport, ne sont pas concernés par cette nouvelle initiative. Pourtant, l'ampleur du changement mérite d'être soulignée : les émissions ont chuté de 31 % entre 1990 et 2020 et l'objectif actuel est de les réduire dans une proportion supérieure en un tiers du temps. Enfin, nous présentons un ajustement linéaire par souci de simplicité, mais une accélération dans la seconde moitié de la décennie est plus probable.

Le pragmatisme des ambitions de l'UE

Le principal enseignement de ce qui précède est le suivant : même si les émissions risquent d'augmenter au cours des prochaines années à mesure que l'UE ajustera son bouquet énergétique, elles devraient diminuer fortement au cours de la seconde moitié de la décennie sous l'effet de l'accélération des investissements dans la production d'électricité de source renouvelable, dont l'impact devrait atteindre 170 mmc d'ici à 2030. Un déficit en termes de capacités renouvelables se traduirait donc par une hausse des émissions de GES dans la mesure où davantage de combustibles fossiles seraient consommés, et/ou par de nouvelles mesures de gestion de la demande. Examinons à présent dans quelle mesure cette accélération du rythme d'investissement est réaliste.

Fit for 55 a déjà prévu le déploiement de capacités totalisant 900 GW, dont 380 GW pour l'éolien et 420 GW pour le

solaire. L'objectif est de porter à 40 % la part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie primaire de l'UE, soit le double du niveau actuel. Le plan REPowerEU ajoute 80 GW à ce chiffre, probablement dans la filière solaire. En pratique, cela signifie que la capacité installée aura plus que triplé d'ici à 2030 et que les niveaux annuels moyens de nouvelles installations atteindront 53 GW pour l'éolien et 55 GW pour le solaire. Selon les prévisions des associations professionnelles du secteur¹¹, les capacités éoliennes installées devraient atteindre 21 GW par an entre 2022 et 2026, tandis que pour le solaire, le rythme devrait passer de 26 GW par an en 2021 à 50 GW en 2025 et 80 GW en 2030. Le secteur de l'énergie solaire semble en bonne voie pour remplir les objectifs de l'UE, mais l'éolien accuse un retard considérable.

L'hydrogène renouvelable (vert)¹² est également présenté comme un moyen de remplacer 25 à 50 mmc de gaz russe. Le plan évoque jusqu'à 5 millions de tonnes (MT) de production régionale et jusqu'à 10 MT d'importations. Bien que les documents de l'UE ne le précisent pas, il semble qu'il s'agisse d'injecter de l'hydrogène dans le réseau de gaz naturel. L'ajout d'hydrogène au gaz naturel permettrait ainsi de réduire le volume de gaz naturel nécessaire, de la même manière que l'éthanol peut être mélangé à l'essence pour en réduire le volume. Bien que la combustion d'hydrogène pur à la place du gaz naturel soit concevable dans certaines applications industrielles, elle n'est pas nécessairement pratique à court terme dans la mesure où les équipements doivent être adaptés ou modifiés. Plus généralement, nous sommes d'avis que les besoins en électricité nécessaires pour produire de l'hydrogène vert n'en font pas la solution de remplacement la plus performante, sauf dans quelques applications spécifiques. Nous pensons également que cet objectif de l'UE est ambitieux, mais excessif, et nous concluons qu'il est peu probable qu'il soit atteint.

REPowerEU prévoit également une plus grande utilisation du biométhane, avec un objectif de 35 mmc supplémentaires d'ici à 2030, dont 3,5 mmc cette année. Selon l'Association européenne du biogaz (EBA), la production de biogaz et de biométhane¹³ en Europe (Royaume-Uni et Suisse compris) n'a atteint que 19 mmc en 2021, la part du biométhane représentant un peu moins de 3 mmc. L'EBA, qui a recensé 1 023 installations de production de biométhane, soit une augmentation de près de 300 unités en 18 mois, évoque un potentiel de 1 000 TWh de biogaz et de biométhane ou de 95 mmc d'ici à 2050. Dans une étude publiée en 2021, Engie va plus loin et cite un potentiel de 1 700 TWh pour le biométhane, dont 462 TWh provenant des cultures intermédiaires à vocation énergétique si elles sont développées¹⁴.

¹¹ Windeurope-Wind-energy-in-Europe-2021-statistics.pdf EU Market Outlook for Solar Power (solarpowereurope.org)

¹² Produit par électrolyse de l'eau au moyen d'électricité renouvelable

¹³ Le biogaz est un mélange de biométhane (généralement 50 à 70 %) et d'autres gaz, notamment le CO₂. Le biométhane est obtenu par purification du biogaz

¹⁴ ENGIE_2021_June_Biogaz_potential_and_costs_in_2050



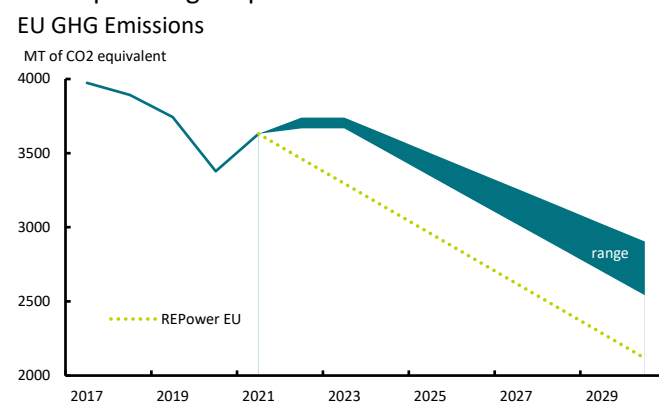
Dans ces conditions, l'objectif de 35 mmc fixé par l'UE pour 2030 semble ambitieux, mais réalisable. En revanche, l'objectif de 3,5 mmc supplémentaires pour la seule année 2022, soit plus du double de la capacité actuelle de l'UE, est beaucoup plus difficile à atteindre.

Enfin, pour mener à bien cette transformation ambitieuse, une plus grande coordination à l'échelle de l'UE sera nécessaire. Le Pacte vert pour l'Europe est un pas dans la bonne direction, mais il reste encore beaucoup à faire pour harmoniser les règles et les pratiques. L'invasion de l'Ukraine par la Russie pourrait inciter les pays membres à mieux coordonner leurs actions et le plan REPowerEU comprend une section consacrée à l'accélération du processus d'octroi des permis. L'adoption de règles communes est un premier pas, mais des mesures devront être prises par les différents pays pour que les discours deviennent réalité. Il ne reste plus que 8 ans avant 2030 et il est indispensable d'accélérer le rythme, notamment pour l'éolien. À moins que de nombreux projets ne soient validés au cours des trois ou quatre prochaines années, il sera trop tard. Plus généralement, l'UE doit travailler avec ses voisins, notamment le Royaume-Uni, la Suisse et la Norvège, pour élaborer des règles européennes communes. Sur ce point, il est encourageant de noter que les autorités britanniques, dans le cadre de leur nouvelle stratégie énergétique présentée le 6 avril 2022, entendent réduire le délai d'approbation des projets de nouveaux parcs éoliens offshore de quatre ans à seulement un an.

Il nous semble peu probable que l'UE parvienne à réaliser toutes ses ambitions en matière d'accélération des investissements dans les énergies renouvelables, notamment en ce qui concerne la production d'énergie éolienne. Un déficit en termes de production d'électricité d'origine renouvelable nécessiterait soit de nouvelles mesures de gestion de la demande, soit une production d'électricité par d'autres moyens, c'est-à-dire probablement la poursuite de la consommation de combustibles fossiles. Dans une étude

publiée en 2020¹⁵, la Fondation Enel a estimé qu'une augmentation de 1 % des énergies renouvelables au sein du bouquet énergétique primaire se traduit par une réduction de 77 MT de GES si elles se substituent au charbon et de 32 MT si elles se substituent au gaz naturel. Comme nous l'avons vu, Fit for 55 table sur une hausse de 20 points de pourcentage des énergies renouvelables durant cette décennie. En outre, le risque d'une intensification temporaire de l'utilisation du charbon pour remplacer l'approvisionnement en gaz russe entraînerait une hausse des émissions, ce qui est manifestement envisagé par l'Allemagne¹⁶. La figure 9 montre ainsi une fourchette de prévisions que nous considérons comme étant la courbe probable des émissions réelles, comparée à notre évaluation des conséquences potentielles du plan REPowerEU sur les émissions.

Figure 9 : Les niveaux d'émissions devraient rester plus élevés plus longtemps



Source : Commission européenne, AXA IM Research, avril 2022

Selon nos estimations, il est peu probable que les émissions de GES diminuent en 2022 et 2023 en raison du rebond post-pandémique et du retour de la production d'électricité à partir du charbon, tout au moins en Allemagne, tandis que le déploiement des énergies renouvelables s'accélère mais reste insuffisant. Au cours des années suivantes, nous anticipons une baisse des émissions, mais à un rythme plus lent que celui visé par l'UE, notamment en raison de nos réserves concernant l'énergie éolienne.

En substance, nous estimons que la gouvernance, les développements industriels concrets et les flux d'investissement ne sont pas encore à la hauteur des ambitions de l'UE, que ce soit pour Fit for 55 ou REPowerEU. Les annonces récentes appellent néanmoins à l'optimisme et nous pourrions voir une véritable accélération dans les années à venir.

Les émissions de l'UE ont diminué de 1,2 % par an en taux de croissance annuel composé (TCAC) entre 1990 et 2020. Au

¹⁵ Circular Europe: how to transition from a linear to a circular economy - enelfoundation.org

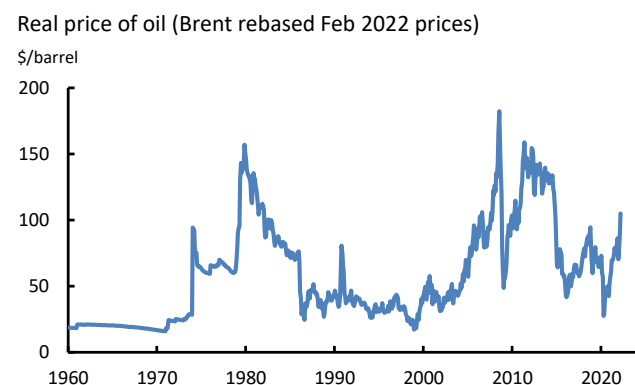
¹⁶ German operators prepare for extending runtime of decommissioned coal plants | Clean Energy Wire

cours de la décennie précédente, le TCAC se situait à -2,3 %, mais seulement à -1,5 % si l'on exclut la forte baisse de 2020 liée au Covid-19. Fit for 55 table sur un TCAC de -4,8 % par an entre 2020 et 2030, avec une hausse des émissions de plus de 7 % en 2021, et nous estimons que REPowerEU entraînerait une baisse annuelle moyenne plus marquée de 5 %. Selon nous, la trajectoire probable se situe entre -2,8 % et -4,5 % par an. Conscients que de profondes incertitudes planent sur ces perspectives, nous resterons attentifs aux annonces plus détaillées à venir, à commencer par celle du Sommet européen en mai.

Enseignements tirés des années 1970 et du processus d'adoption des technologies

De manière plus générale, on observe des similitudes manifestes avec les chocs pétroliers qui ont marqué les années 1970. La figure 10 montre les prix du pétrole en valeur réelle et la flambée des prix associée aux chocs pétroliers de 1973 et 1979. Les prix du pétrole en valeur réelle ont dépassé les niveaux atteints après les deux chocs, même si cette évolution a été exceptionnelle par sa soudaineté.

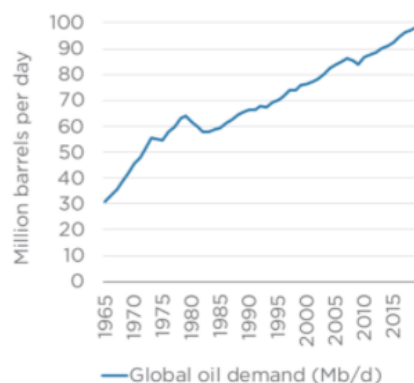
Figure 10 : La perception du pétrole a changé dans les années 1970



Source : Refinitiv, AXA IM Research, avril 2022

Les chocs pétroliers des années 1970 ont modifié les attitudes à l'égard du pétrole, jusqu'alors considéré comme un combustible fiable, bon marché et non volatil. La figure 11 montre qu'après une brève période durant laquelle la consommation réelle de pétrole a baissé, le niveau élevé des prix n'a pas empêché la demande d'augmenter (même si le rythme a été nettement plus lent).

Figure 11 : La demande a continué d'augmenter
b. Global oil demand

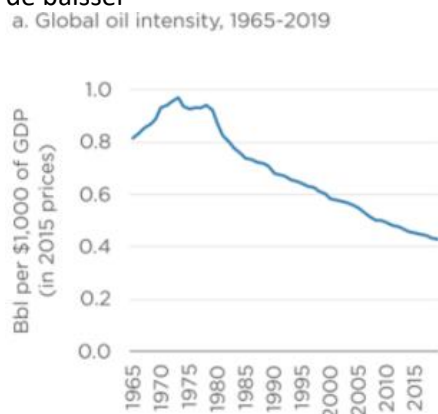


Source : BP Statistical Review of World Energy 2021, AXA IM Research, avril 2022

En revanche, la figure 12 montre qu'à partir de cette époque, l'intensité d'utilisation du pétrole a continué à baisser. Ce constat est d'autant plus remarquable compte tenu de l'utilisation relativement complexe du pétrole, qui, comme le gaz naturel, sert de combustible pour le chauffage et l'électricité, mais est également indispensable aux transports, aux carburants et à la fabrication des matières plastiques.

Il est tout à fait concevable que le choc actuel constitue un marqueur similaire pour les marchés du gaz naturel. Les objectifs de réduction des émissions à travers le monde vont probablement maintenir à la hausse la demande de gaz en tant que combustible de transition par rapport aux combustibles à fortes émissions, avant que la production de combustibles non fossiles parvienne à éliminer complètement ce besoin. Il se peut même que l'intensité d'utilisation du gaz continue ainsi à augmenter. Toutefois, la hausse des prix du gaz, leur volatilité et le regain d'inquiétude concernant la sécurité de l'approvisionnement sont autant de facteurs susceptibles d'accélérer encore davantage la transition vers les technologies renouvelables.

Figure 12 : L'intensité d'utilisation du pétrole n'a cessé de baisser

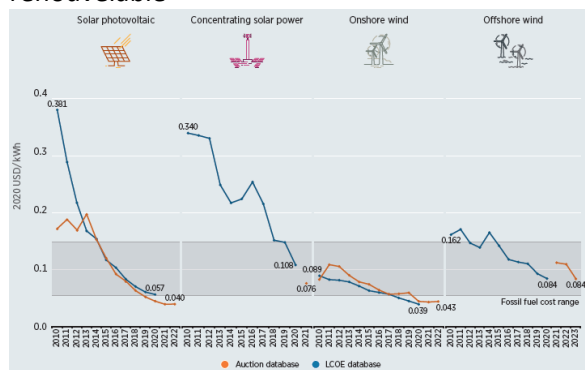


Source : BP Statistical Review of World Energy 2021, AXA IM Research, avril 2022

Un nombre croissant de technologies renouvelables deviennent compétitives

De manière plus générale, on observe des similitudes manifestes avec les chocs pétroliers qui ont marqué les années 1970. De nombreuses études montrent que les sources d'électricité renouvelables sont devenues extrêmement compétitives. L'Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA) publie périodiquement une analyse des coûts (figure 13¹⁷).

Figure 13 : Coût actualisé de l'électricité de source renouvelable



Source : IRENA

Des différences régionales existent, selon la situation et le développement de la chaîne de valeur à l'échelle locale, mais les énergies renouvelables devraient finir par s'imposer comme la solution de référence face aux technologies de production d'électricité de source fossile. La compétitivité des énergies renouvelables est encore plus marquée si l'on inclut le coût carbone. La crise énergétique que traverse actuellement l'Europe ne fait que renforcer cette conclusion.

Toutefois, la seule prise en compte du coût de production des énergies renouvelables ne suffit pas. Les énergies éolienne et solaire sont par nature des sources d'électricité intermittentes, tandis que le nucléaire fournit des niveaux de production constants et que les centrales à charbon et à gaz produisent de l'électricité à la demande. À mesure que les énergies renouvelables gagnent des parts de marché, les réseaux de distribution d'électricité commencent à fonctionner différemment, ce qui nécessite des

modifications. Il faut donc également tenir compte des coûts système qui viennent s'ajouter aux coûts marginaux de production.

De nombreuses études consacrées à ce sujet¹⁸ ont conclu qu'à un moment donné, le recours croissant aux énergies renouvelables exigera des investissements supplémentaires dans le réseau, notamment au niveau du raccordement et du stockage. Les coûts système sont moins élevés lorsqu'il s'agit de systèmes flexibles dans lesquels le réseau électrique est bien entretenu, les participants sont nombreux et des réserves sont prévues pour gérer les fluctuations de l'offre. L'électricité de source fossile échappe à ces coûts supplémentaires, mais elle est soumise à un coût carbone additionnel auquel les énergies renouvelables ne sont pas exposées. Pour que la comparaison soit équitable, il faudrait donc comparer les coûts système supplémentaires des énergies renouvelables aux coûts carbone des centrales à combustibles fossiles par kWh. Par ailleurs, l'éolien et le solaire offrent l'avantage supplémentaire de l'indépendance énergétique, même si celle-ci est difficile à quantifier.

À plus long terme, nous estimons également que d'autres technologies de décarbonation, comme l'électrolyse de l'eau ou les pompes à chaleur, sont susceptibles de bénéficier du choc à mesure que leur coût relatif s'améliorera. De manière plus générale, le choc des prix associé au choc politique que constitue la guerre en Ukraine est susceptible de créer des opportunités et de nouvelles conditions propices à l'innovation. D'autres technologies et solutions qui existent depuis longtemps pourraient enfin trouver leur place au soleil, comme l'hydrogène vert et les technologies de stockage géologique du dioxyde de carbone. D'autres encore, dont le développement n'en est qu'à ses débuts, pourraient également être stimulées par les progrès accomplis récemment et s'imposer comme des concurrents.

La crise ukrainienne actuelle peut encore alimenter les esprits animaux de la décarbonation, et l'UE a tout intérêt à prendre les choses en main.

¹⁷ Renewable Power Generation Costs in 2020 - juin 2021

¹⁸ UK Energy Research Centre - Intermittency Report - février 2017 Coûts prévisionnels de production de l'électricité - AIE & OCDE - 2020 A systematic

review of the costs and impacts of integrating variable renewables into power grids | Nature Energy - 2021

Investir sur les marchés comporte un risque de perte en capital.

Ce document est exclusivement conçu à des fins d'information et ne constitue ni une recherche en investissement ni une analyse financière concernant les transactions sur instruments financiers conformément à la Directive MIF 2 (2014/65/CE) ni ne constitue, de la part d'AXA Investment Managers ou de ses affiliés, une offre d'acheter ou vendre des investissements, produits ou services et ne doit pas être considéré comme une sollicitation, un conseil en investissement ou un conseil juridique ou fiscal, une recommandation de stratégie d'investissement ou une recommandation personnalisée d'acheter ou de vendre des titres financiers. Ce document a été établi sur la base d'informations, projections, estimations, anticipations et hypothèses qui comportent une part de jugement subjectif. Ses analyses et ses conclusions sont l'expression d'une opinion indépendante, formée à partir des informations disponibles à une date donnée. Toutes les données de ce document ont été établies sur la base d'informations rendues publiques par les fournisseurs officiels de statistiques économiques et de marché. AXA Investment Managers décline toute responsabilité quant à la prise d'une décision sur la base ou sur la foi de ce document. L'ensemble des graphiques du présent document, sauf mention contraire, a été établi à la date de publication de ce document. Du fait de sa simplification, ce document peut être partiel et les informations qu'il présente peuvent être subjectives. Par ailleurs, de par la nature subjective des opinions et analyses présentées, ces données, projections, scénarii, perspectives, hypothèses et/ou opinions ne seront pas nécessairement utilisés ou suivis par les équipes de gestion de portefeuille d'AXA Investment Managers ou de ses affiliés qui pourront agir selon leurs propres opinions. Toute reproduction et diffusion, même partielles, de ce document sont strictement interdites, sauf autorisation préalable expresse d'AXA Investment Managers. L'information concernant le personnel d'AXA Investment Managers est uniquement informative. Nous n'apportons aucune garantie sur le fait que ce personnel restera employé par AXA Investment Managers et exercera ou continuera à exercer des fonctions au sein d'AXA Investment Managers.

AXA Investment Managers Paris – Tour Majunga – La Défense 9 – 6, place de la Pyramide – 92800 Puteaux. Société de gestion de portefeuille titulaire de l'agrément AMF N° GP 92-008 en date du 7 avril 1992 S.A au capital de 1 421 906 euros immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Nanterre sous le numéro 353 534 506.