

De la transition environnementale à la crise énergétique : le gaz naturel a-t-il un avenir ?

—

Yves Jégourel

à propos de Policy Center for the New South

Le Policy Center for the New South: Un bien public pour le renforcement des politiques publiques.

Le Policy Center for the New South (PCNS) est un think tank marocain dont la mission est de contribuer à l'amélioration des politiques publiques, aussi bien économiques que sociales et internationales, qui concernent le Maroc et l'Afrique, parties intégrantes du Sud global.

Le PCNS défend le concept d'un « nouveau Sud » ouvert, responsable et entreprenant ; un Sud qui définit ses propres narratifs, ainsi que les cartes mentales autour des bassins de la Méditerranée et de l'Atlantique Sud, dans le cadre d'un rapport décomplexé avec le reste du monde. Le think tank se propose d'accompagner, par ses travaux, l'élaboration des politiques publiques en Afrique, et de donner la parole aux experts du Sud sur les évolutions géopolitiques qui les concernent. Ce positionnement, axé sur le dialogue et les partenariats, consiste à cultiver une expertise et une excellence africaines, à même de contribuer au diagnostic et aux solutions des défis africains.

Policy Center for the New South

Suncity Complex, Building C, Av. Addolb, Albortokal Street, Hay Riad, Rabat, Morocco.

Email : contact@policycenter.ma

Phone : +212 5 37 54 04 04 / Fax : +212 5 37 71 31 54

Website : www.policycenter.ma



De la transition environnementale à la crise énergétique : le gaz naturel a-t-il un avenir ?

Yves Jégourel

À propos de l'auteur, Yves Jégourel

Yves Jégourel, Senior Fellow au Policy Center for the New South et Professeur des universités, dirige le master 2 Banque, Finance et Négoce International de l'Université de Bordeaux. Ses enseignements et ses recherches portent sur l'organisation des filières de matières premières, le rôle des marchés financiers à terme et les techniques de gestion du risque de prix. Il est l'auteur de nombreux articles de presse et de recherche sur ces sujets. Un de ses derniers ouvrages, paru en 2015, porte sur l'évolution du rôle renouvelé des puissances publiques (Etat, région, banque centrale) dans le financement de l'économie.

Résumé

Si le recours aux énergies renouvelables ne peut que croître, doit-on symétriquement considérer que le gaz naturel est, à l'instar du pétrole et du charbon, une énergie du passé ? Cette question simple en apparence, appelant une réponse tranchée et nécessairement positive au regard de l'impératif climatique, de la nécessité de décarboner nos économies, mais également des engagements politiques pris dans ce sens par de nombreuses nations. Le bien-fondé environnemental de ce raisonnement ne peut toutefois faire oublier que des facteurs tant économiques que géopolitiques sont à l'œuvre et qu'ils doivent également être pris en compte pour appréhender le « mix » énergétique de demain. Conjugés aux attermoissements sur le nucléaire qui, jusqu'à récemment, semblait peiner à légitimer son rôle dans cette nécessaire transition environnementale, lesdits facteurs pourraient consacrer le gaz naturel comme une voie médiane, largement insatisfaisante à long terme au regard de la lutte contre le réchauffement climatique mais permettant, à court terme, d'accélérer la sortie du charbon.

De la transition environnementale à la crise énergétique : le gaz naturel a-t-il un avenir ?

En raison de l'urgence climatique que les différents rapports du GIEC (Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat) n'ont eu de cesse de rappeler, s'interroger sur l'avenir des énergies fossiles pourrait sembler parfaitement inutile. Parce que leur utilisation dans les différents modes de transport et pour la production électrique libère du dioxyde de carbone, elles s'opposent – par définition – aux objectifs de décarbonation¹ de nos économies et au respect de l'accord de Paris sur le climat. Alors qu'elles s'étaient inscrites en retrait en 2020 en raison des effets de la Covid-19 sur les transports et, plus globalement, sur la croissance économique, les émissions de CO₂ vont de nouveau progresser en 2021. Celles liées à l'énergie pourraient ainsi atteindre 33 gigatonnes (Gt) selon les calculs l'International Energy Agency (IEA), soit quelque 400 Mt, seulement, en deçà du record historique atteint en 2019. Pour mémoire, elles étaient de 20,5 Gt en 1990.

Il serait pourtant hasardeux de ne considérer les énergies renouvelables et fossiles que dans l'opposition binaire que légitiment leurs bilans environnementaux respectifs. Comme chacun le sait, pétrole, d'un côté, charbon et gaz naturel, de l'autre, n'ont pas le même usage : le premier est majoritairement destiné au secteur des transports, tandis que les seconds servent de combustibles pour la production d'électricité. À long terme, ces deux voies semblent devoir se rejoindre pour parvenir à la neutralité carbone : il s'agit en effet d'électrifier le secteur des transports et de « verdier » la génération électrique pour alimenter tant les usages traditionnels (industrie, éclairage, chauffage, etc.) que cette demande structurelle croissante de « l'électromobilité », et ce tout en prônant une sobriété et une efficacité énergétiques. À l'instar de l'hydrogène qui peut tout aussi bien être « gris », i.e. produit par vaporeformage du gaz naturel, que vert (par électrolyse de l'eau si l'électricité utilisée est elle-même alimentée par du renouvelable), promouvoir une énergie secondaire alimentée par une énergie primaire carbonée n'a pas de sens sur le plan environnemental. À court et moyen termes, cependant, une distinction s'impose : toujours selon les statistiques de l'IEA, la part du charbon dans la production mondiale d'électricité étant de 36,7 % en 2019² et celle du gaz naturel de 23,5 %, tandis que celle du pétrole n'était que de 2,8 %. Dans le débat relatif à la décarbonation de cette énergie secondaire qu'est l'électricité, le pétrole ne compte pas...ou si peu ! Ainsi, si l'on acte à la fois que le nucléaire nécessite une analyse spécifique en raison du clivage politique qu'il induit et que le rôle du charbon ne peut être considéré tant son bilan carbone est lourd, c'est bien la question de la place du gaz naturel dans le mix énergétique de la décennie à venir qui doit être posée. D'ordres économique, politique ou géopolitique, plusieurs arguments pourraient être avancés tant par les pays producteurs et/ou exportateurs que par certaines nations importatrices pour légitimer un recours au gaz naturel, et ce dans des proportions plus importantes que ce que pourrait laisser présager une seule lecture environnementale. Il s'agit ici de les évoquer sans jugement normatif.

1. Il s'agit, plus précisément, d'équilibrer les émissions anthropogéniques positives et négatives (puits de carbone) et donc d'atteindre des émissions nettes nulles.

2. Celle-ci est en repli par rapport à 2010 où le charbon représentait 40 % de la génération électrique. En raison de l'accroissement de la consommation d'électricité, le nombre de térawatts-heure (TWh) générés par le charbon s'est néanmoins accru, passant de 8 670 TWh, en 2010, à 9 914 TWh, en 2019, soit une progression de plus de 14 % sur la période. La part des énergies renouvelables a, elle, nettement crû, notamment pour l'éolien et le photovoltaïque.

Une voie médiane accélérant la sortie du charbon ?

Bien que carbonées, et indépendamment de leurs usages, les énergies fossiles ne forment pas un ensemble homogène. Leurs émissions de CO₂ diffèrent en effet sensiblement. Ainsi, selon les calculs de l'Ademe (l'Agence française de la transition écologique), les émissions causées par le charbon pour la production d'électricité peuvent être estimées à 1 058 grammes (g) en équivalent CO₂ (CO₂e) par kilowattheure d'énergie finale, contre 730 g CO₂e/kWh pour une centrale fioul vapeur et 443 g CO₂e/kWh pour une centrale à gaz, soit moitié moins que le charbon. En 2021, le rebond des émissions de CO₂ est d'ailleurs en large part dû au charbon : sur 1,5 Gt d'accroissement prévu par rapport à 2020, 0,6 Gt devrait être dû au charbon et 0,7 Gt au pétrole contre « seulement » 0,2 Gt lié à la combustion du méthane. De ce point de vue, et sans que cela puisse être contesté, la sortie du charbon ne peut être qu'une absolue priorité. En raison de la relative facilité à convertir ou remplacer une centrale à charbon par celle à gaz et les limites intrinsèques de la plupart des énergies renouvelables (leur intermittence/ facteurs de charge et un stockage durable de l'électricité seulement possible sous forme d'une autre énergie stockable, ce qui impose non seulement de distinguer stockages stationnaires et embarqués, mais également d'en considérer le rendement et le coût³), le gaz naturel peut être considéré comme un accélérateur de la sortie du charbon. Appelée « coal-to-gas switching »⁴, c'est cette stratégie qui a notamment été mise en œuvre aux États-Unis. Selon l'Agence américaine de l'énergie, 121 centrales à charbon ont ainsi fait l'objet d'une conversion entre 2011 et 2019. 17 d'entre elles ont été remplacées par des centrales gaz à cycle combiné (CGCC) avec, à la clé, une nette augmentation de la capacité de génération électrique, les 114 autres ayant modifié leur chaudière à vapeur. L'origine de cette mutation n'était cependant pas qu'environnementale. Dû à l'essor de l'exploitation des pétroles et gaz de schiste, l'abaissement des cours du Henry Hub (la référence de prix américaine) s'est couplée à l'édiction de normes environnementales plus strictes sur les émissions de mercure (Mercury and Air Toxics Standards) pour rendre cette conversion énergétique économiquement attractive, tout en étant « acceptable » sur le plan environnemental.

Très largement insuffisante, compte-tenu de l'ampleur des efforts à fournir pour limiter le réchauffement climatique, cette conversion allant du charbon au gaz n'en est pas pour autant aisée, bien au contraire. L'Europe, prise dans sa globalité, a très fortement réduit la part de son électricité produite à partir de charbon, passant d'environ 996 000 GWh, en 2005, à 393 000 GWh, en 2020, mais ceci cache une forte hétérogénéité entre nations. Si l'on prend l'exemple de la Pologne, force est de constater la large prédominance du charbon, malgré un repli récent : 109 400 GWh sur une production de 157 900 GWh, soit 69 %. Quant à l'Allemagne, la part du charbon s'est nettement contractée au cours des années passées, mais il reste la première énergie primaire du pays. Par ailleurs, le retrait total du nucléaire prévu pour la fin 2022⁵ – qui représentait 11 % de l'électricité produite en 2020 – devrait être compensé. Les énergies renouvelables ont bien évidemment un rôle déterminant à jouer (l'éolien est devenu la deuxième énergie primaire du pays). Actant une nouvelle fois de leur intermittence – la part de l'hydroélectricité étant réduite –, mais également d'une sortie du charbon désormais idéalement envisagée pour 2030 et non 2038, elles ne pourront cependant, à elles seules, répondre à l'ampleur du défi. Ceci favorisera le gaz naturel. Il occupe, d'ailleurs, une place grandissante (près de 99 500 GWh en 2020 contre 63 000 GWh en 2015) dans ce pays et cette dynamique ne devrait pas s'arrêter. Le 27 octobre, le ministre des Finances allemand Olaf

3. De ce point de vue, l'hydrogène peut être considéré comme un vecteur de stockage de l'électricité lorsqu'elle est produite en excès par des énergies renouvelables et qui pourra être reconverti en électricité via une pile à combustible. Cette stratégie de power-to-gas-to-power est néanmoins coûteuse et son rendement énergétique faible.

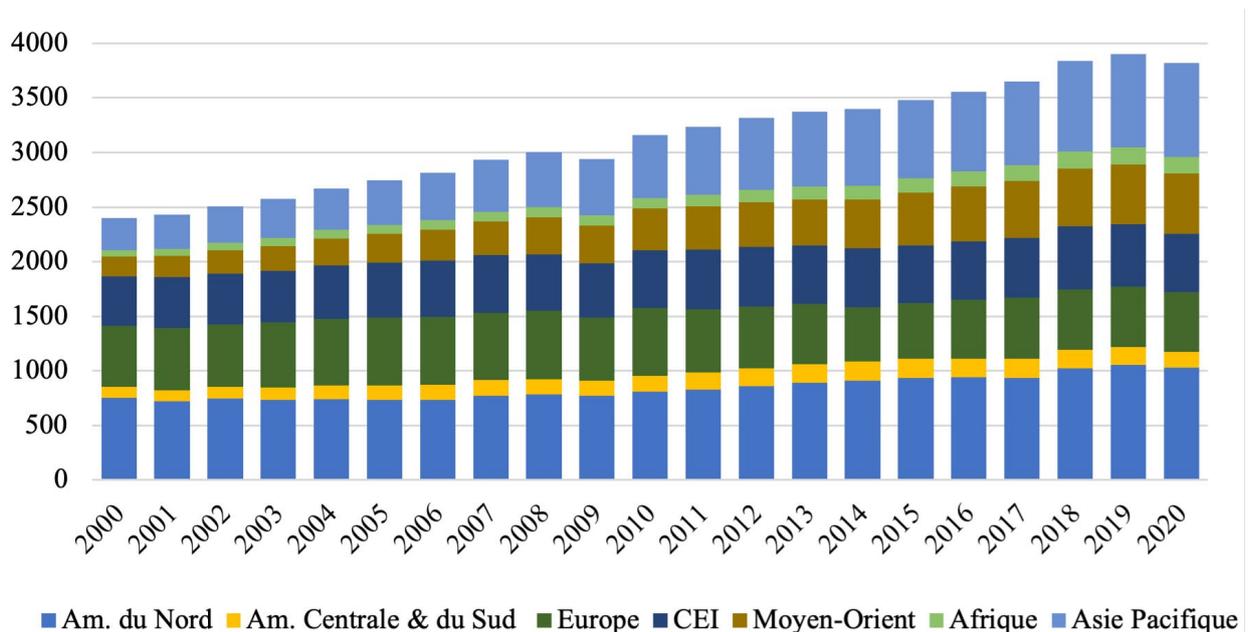
4. <https://www.reuters.com/business/energy/high-carbon-prices-prompt-coal-to-gas-fuel-switching-2021-04-21/>

5. Une décision prise par la chancelière Angela Merkel le 30 mai 2011, après la catastrophe nucléaire de Fukushima.

Scholz a ainsi déclaré que son pays devrait développer, parallèlement aux énergies renouvelables et à l'accroissement des capacités d'électrolyse pour la production d'hydrogène vert⁶, de nouvelles centrales à gaz pour garantir la sécurité énergétique nationale. Signe fort, le parti écologiste allemand, qui est membre de la coalition gouvernementale en place depuis fin novembre 2021, a validé cette orientation stratégique.

Par ailleurs, si l'Union européenne (UE) et l'Amérique du Nord ont su réduire la part du charbon dans leur mix énergétique⁷, tel n'est pour l'instant pas le cas en Asie. Or, c'est bien dans cette région du monde où se joue une part de l'avenir climatique. Il faut, à cet égard, différencier la situation de la Chine de celle, souvent sous-estimée, des pays émergents de cette région. Pour ces derniers, et toujours selon les données de l'IEA, le recours au charbon a singulièrement augmenté, passant de 976 TWh, en 2010, à 1 825 TWh, en 2019, et alimente une très large fraction de la génération électrique. En raison du développement économique de ces nations, de leur urbanisation et de l'affirmation d'une classe moyenne, la demande électrique augmente très fortement. S'affranchir du charbon représente donc un chantier d'autant plus colossal. Ces centrales sont en outre relativement jeunes (moins de quinze ans, en moyenne⁸), alors que leur durée de vie est proche de 40 années, ce qui suggère que la « sortie » du charbon est certes actée à l'échelle de certaines « grandes nations », mais qu'elle ne sera ni facile ni rapide à l'échelle mondiale. Il importe enfin de rappeler une évidence : l'irréversibilité du recours au charbon s'analyse au regard de la diminution des capacités installées et non de la production stricto sensu. En période de forte demande d'électricité, c'est bien le prix relatif de chaque énergie qu'il convient de regarder pour appréhender leur part dans la génération électrique. Si une éventuelle taxe carbone pénalise plus lourdement le charbon, un accroissement comparativement plus faible de son prix par rapport au gaz naturel en favorisera l'utilisation.

Graphique 1 : évolution de la consommation mondiale de gaz naturel (en milliards de m³)



Source : BP Statistical Review of World Energy

6. Soit 10 GW de capacités en 2030.

7. En 2005, et selon l'IEA, 2,15 TWh ont été produits aux Etats-Unis par du charbon et 0,35 TWh par du gaz naturel, soit respectivement 50 % et 18% de la génération électrique nationale. En 2020, ces pourcentages sont de 20% (charbon) et de 30%, soit une baisse du recours au charbon de 60% sur la période 2005-2020.

8. Voir : <https://www.iea.org/commentaries/fading-fast-in-the-us-and-europe-coal-still-reigns-in-asia>

Un constat s'impose : si la consommation de gaz naturel doit décroître pour répondre à l'objectif de forte réduction des émissions carbone, elle n'en suit pour l'instant pas la trajectoire à l'échelle mondiale. En excluant l'année 2020, marquée par le déclenchement de la pandémie de la Covid-19, les périodes de confinement et le fort ralentissement de la croissance économique, force est en effet de constater la consommation de gaz naturel n'a fait que croître au cours des décennies passées. Selon les statistiques du groupe BP, la consommation de gaz naturel a progressé de 2,9 % entre 2009 et 2019⁹ et la région Asie-Pacifique fut assurément la région la plus dynamique (+ 5,2 %), portée par une demande chinoise en croissance de plus de 13 %. Celle de l'Afrique s'est également nettement accrue sur la période (+ 5,1 %), tout particulièrement en Afrique de l'Est (+12,6 %) et de l'Ouest (+10,7 %), alors qu'elle s'est repliée en Europe, seule zone régionale à connaître ce recul (-0,4 %). Pour l'Agence internationale de l'énergie, le constat est clair : « le degré de passage du charbon au gaz est un facteur déterminant pour les perspectives du gaz naturel. Son potentiel varie selon les secteurs et les régions, et dépend pour un pays donné du rythme et de l'ampleur des réductions d'émissions recherchées. Le passage du charbon au gaz depuis 2010, principalement dans le secteur de l'électricité aux États-Unis et en Europe, ainsi que dans les bâtiments et l'industrie en Chine, signifie que les émissions mondiales étaient inférieures d'environ 750 Mt de CO₂ en 2020 à ce qu'elles auraient été autrement. Dans le « Announced Pledge Scenario », le passage du charbon au gaz se poursuit dans bon nombre de ces régions. Environ 100 milliards de m³ de gaz supplémentaires sont utilisés pour remplacer le charbon en 2030, ce qui permet d'éviter environ 180 Mt d'émissions de CO₂ cette année-là (IEA 2021, p. 228)

Une compensation naturelle et industrielle du carbone ?

Le second argument qui pourrait soutenir l'essor du gaz naturel tient à l'idée que les émissions de carbone qu'il émet lors de sa combustion seraient soit compensées, soient capturées et stockées via ce qu'il est convenu d'appeler les technologies à émissions négatives (TEN). Il s'agit, dans le premier cas et dans une approche la plus simple, d'obtenir des crédits carbone par le financement de projets de création de puits de carbone. Le principe est donc en substance de « compenser » ses émissions positives par la plantations des végétaux dont le processus bien connu de photosynthèse par les feuilles (et plus rarement les tiges) permet de synthétiser des molécules de glucide par l'absorption du carbone présent dans l'air et l'eau du sol, et ce en produisant de l'oxygène¹⁰. Les plantes émettent certes du dioxyde de carbone au cours de la nuit lorsque la photosynthèse cesse, leur bilan reste toutefois négatif, contribuant ainsi à limiter le réchauffement climatique. Ce principe a d'ailleurs été repris dans le protocole de Kyoto, ratifié en 1997. Publiée en 2019, une étude menée par des chercheurs français et australiens¹¹ a d'ailleurs pu mettre en évidence que l'augmentation du CO₂ atmosphérique à l'échelle mondiale entraînait un accroissement dans les mêmes proportions de l'activité de photosynthèse.

Si l'afforestation et reforestation font donc sens sur le plan climatique, l'affirmation qu'il est possible de « compenser » les émissions carbone par ces puits doit néanmoins être très fortement nuancée, et ce pour plusieurs raisons. La première tient au concept de neutralité carbone qui est bien plus aisée à définir et à mesurer à l'échelle planétaire qu'au niveau d'un agent économique (une entreprise tout particulièrement)

9. Elle a régressé en 2020 mais il s'agit là, une nouvelle fois, d'une année atypique en raison de la pandémie de la Covid-19.

10. L'absorption océanique constituant un second puits de carbone, mais cette capacité est négative dépendante des températures de surface. Il s'agit d'un autre effet du réchauffement climatique avec, par ailleurs, une accélération de la vitesse de décomposition de l'humus du sol qui est un processus émetteur de CO₂.

11. Voir Cernusak, L.A., Haverd, V., Brendel, O., Le Thiec, D., Guehl, J.-M., Cuntz, M. (2019) "Robust response of terrestrial plants to rising CO₂", Trends in Plant Science, 24 (7), <https://doi.org/10.1016/j.tplants.2019.04.003>

évaluant dans une chaîne de valeur complexe. Le périmètre retenu pour les émissions de carbone définissant, selon le principe même de l'équilibre, l'effort de compensation à entreprendre, il peut être tentant de réduire le premier pour limiter le second tout en s'affirmant « neutre ». La comptabilité carbone la plus stricte est, en cela, essentielle tant au regard des émissions que du potentiel de séquestration ainsi financé (tous les végétaux n'ont pas la même capacité de captage et celle-ci n'est par ailleurs pas constante dans le temps¹²). Le principe d'équivalence sur lequel se fondent les mécanismes de compensation se doit par ailleurs d'être évalué dans sa dimension temporelle, la durée de vie « utile » d'un arbre n'étant pas celle du CO₂ dans l'atmosphère. La deuxième est liée à un effet de taille : les superficies qu'il conviendrait de consacrer à cet usage seraient considérables, ce qui nécessiterait une modification très sensible dans l'usage des sols. Transformer des prairies en forêts n'a ainsi guère d'intérêt. En faire de même avec des terres agricoles entrainerait, à l'inverse, une amélioration du bilan carbone, mais n'aurait pas de sens compte-tenu des enjeux mondiaux croissants au regard de la sécurité alimentaire¹³ et pourrait se heurter aux besoins des populations locales. En d'autres termes, sans inflexion majeure dans les émissions de CO₂, les plantations devraient croître en conséquence, ce qui, compte-tenu des arguments évoqués précédemment, met en exergue toutes les limites de ce mécanisme. Selon l'ONG Oxfam, il faudrait planter au moins 1,6 milliard d'hectares de forêts, soit plus que la totalité des terres arables de la planète¹⁴. Le GIEC estime, pour sa part, que cette conversion des sols pourrait, selon certaines hypothèses, induire une hausse du prix des céréales de 80 % d'ici à 2050¹⁵. Cette stratégie peut donc certes être utile, mais comme le souligne Karsenty (2021), ne doit pas alimenter une forme de greenwashing. Parce que le renforcement de la conscience environnementale des consommateurs est un élément charnière de la lutte contre le réchauffement climatique, la compensation doit précisément s'inscrire dans une séquence « Éviter, Réduire, Compenser ». Il ne peut en conséquence, sur le fond, éviter les efforts de réduction de la dépendance aux énergies fossiles, dont le gaz naturel. Qu'en sera-t-il dans les faits ?

La seconde approche – dite CSC, pour Capture et Stockage du Carbone ou Carbon Capture and Storage (CCS), voire CCUS lorsque la valorisation du carbone captée est également considérée – repose sur la captation du CO₂ de source industrielle dès leur émission, puis son stockage dans le sous-sol¹⁶. Ce processus peut se faire par l'application de solvants sur les fumées de post-combustion, soit en remplaçant l'air par de l'oxygène pur lors de la combustion (oxy-combustion), ce qui permet d'accroître la concentration de CO₂ et d'en faciliter ainsi le captage. Déjà relativement anciennes, ces technologies sont toutefois coûteuses et énergivores. Leur déploiement à l'échelle industrielle demeure donc un enjeu majeur et de nombreuses innovations seront encore nécessaires pour le permettre. Il convient en outre de transporter, par voie maritime, routière et/ou via des pipelines, le carbone préalablement comprimé vers les zones idoines de stockage, qu'il s'agisse d'anciens réservoirs d'hydrocarbures, d'aquifères salins profonds, de veines de charbon ou de certaines roches poreuses,

12. Sans compter (1) le risque d'incendies qui conduisent à de très fortes émissions de CO₂ et (2) l'utilisation possible de ce bois pour le chauffage.

13. En 2007, Jean-Marc Jancocivi, expert français de la transition environnementale, écrivait ainsi : « pour compenser nos émissions de CO₂ en excès, non contraintes par ailleurs, il faudrait planter des arbres sur des terres agricoles représentant entre un cinquième et un quart des terres émergées, c'est à dire... boiser quasiment l'intégralité des terres aujourd'hui cultivées dans le monde ! ». Voir : <https://jancovici.com/changement-climatique/gaz-a-effet-de-serre-et-cycle-du-carbone/ne-suffit-il-pas-de-planter-des-arbres-pour-compenser-les-emissions/>

14. Voir Oxfam (2021), « Pas si net, Objectifs climatiques « zéro émission nette » : conséquences sur l'équité foncière et alimentaire », rapport librement téléchargeable : <https://oxfamilibrary.openrepository.com/bitstream/handle/10546/621205/bp-net-zero-land-food-equity-030821-fr.pdf>

15. International Panel on Climate Change | IPCC (2019), « Climate Change and Land », résumé librement téléchargeable: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2019/08/4.-SPM_Approved_Microsite_FINAL.pdf

16. Voir le document produit par IFP Energies nouvelles sur ce sujet : <https://www.ifpenergiesnouvelles.fr/enjeux-et-prospective/decryptages/climat-environnement-et-economie-circulaire/reduire-les-emissions-industrielles-co2-captage-et-stockage-du-co2>

tel que le basalte¹⁷. Ceci pose la question de la disponibilité des infrastructures qui s’y rattachent, de leurs coûts ainsi que de leur fiabilité, la durée de conservation devant être permanente pour avoir un effet bénéfique sur le climat. L’éventuelle valorisation, au-delà des usages actuels, du carbone ainsi capté fait également l’objet d’un certain nombre de recherches (méthane de synthèse notamment), mais, outre le fait que la rentabilité économique doit être démontrée, son bilan environnemental interroge largement. L’utilisation conduit à la ré-émission du carbone, celui-ci pouvant, par exemple, être déployé pour augmenter la pression des puits pétroliers et en accroître le rendement. Après une phase de décroissance observée entre 2012 et 2018, la capacité de captage par ces technologies CCS devrait atteindre 41,7 Mt CO₂ par an selon l’IEA¹⁸, alors qu’il faudrait qu’elle atteigne 1,6 Gt en 2030 pour être en phase avec les objectifs de décarbonation à l’horizon 2050. Ainsi, malgré une nette accélération des projets – près d’une cinquantaine de projets ont, par exemple, été annoncés aux Etats-Unis entre janvier 2020 et 2021 – et face à l’ampleur du défi climatique, le potentiel de la technologie CSC ne peut être surestimé. Évaluant le potentiel de captage à 24 Mt CO₂ pour la France sur un total d’émissions de 465 Mt CO₂e (dont 350 Mt CO₂ incluant 107 Mt émises par l’industrie et la production d’énergie), une note technique de l’Ademe parue en 2020 concluait dans des termes similaires. Bien que les technologies CSC participent aux stratégies de lutte contre le réchauffement climatique (elles sont une condition sine qua non de la neutralité, elles ne remplacent bien évidemment pas l’impératif de décarbonation des sources d’énergie et de l’industrie. Indépendamment de ce constat général, elles permettent cependant d’atténuer le bilan carbone du gaz naturel (Les capacités opérationnelles de CSC dans l’industrie gazière sont estimées à 28,5 Mt/an pour des capacités totales de 43,7 Mt selon l’IAE) et, toutes choses égales par ailleurs, peuvent donc en renforcer l’attrait en tant qu’énergie de transition. Lors de la COP 26, 19 pays se sont ainsi engagés à ne plus financer de projets d’énergies fossiles à l’étranger s’ils ne sont pas associés à ces technologies de CSC.

Une réticence des pays producteurs ?

L’« acceptabilité » environnementale du gaz naturel est bien évidemment un déterminant fondamental de son avenir, mais il serait hasardeux de mésestimer le poids des arguments économiques que les « grands » pays exportateurs pourraient avancer pour maintenir leur offre. Si l’Union européenne s’est engagée à ne plus financer via la Banque européenne d’investissement (BEI) des projets d’énergies fossiles à partir de 2022, tel n’est pas le cas pour d’autres pays, à l’image de l’Australie dont l’économie est intimement liée aux exportations de matières premières, de quelque nature qu’elles soient. Après avoir maintes fois rappelé son soutien à l’industrie charbonnière nationale, le Premier ministre australien Scott Morrison déclarait ainsi en septembre 2021 : « nous continuerons à extraire les ressources que nous pouvons vendre sur le marché mondial ». De ce point de vue, peut-être est-il illusoire de penser que les efforts de réduction de la consommation des énergies fossiles entraîneront nécessairement une diminution de l’offre à court et moyen termes. Une décreue moins que proportionnelle par rapport au repli de la demande entraînerait une diminution de son prix et, s’il demeure rentable pour les producteurs, le maintien d’une offre compétitive par rapport aux énergies alternatives, renouvelables notamment. De ce point de vue, la tarification du carbone comme mécanisme d’accroissement du coût d’utilisation des énergies fossiles est essentielle, mais elle devrait être appliquée à l’échelle planétaire.

17. L’amendement des sols (agricoles ou non) avec de la poudre de basalte pourrait également permettre de capturer le carbone. Selon une étude publiée en 2021 par une équipe de chercheurs internationaux et reposant sur des simulations, près d’1 Gt de carbone pourrait ainsi être éliminée de l’atmosphère pour un coût estimé à 150 USD/t.

18. Voir <https://www.iea.org/commentaries/carbon-capture-in-2021-off-and-running-or-another-false-start>

Au-delà des exportations, c'est aussi le fait qu'une production gazière puisse être destinée à satisfaire les besoins nationaux qu'il convient d'envisager. Parmi les défis majeurs que le continent africain se doit de relever pour assurer son développement économique et social figure l'électrification. Selon les données de l'IEA, seul 29 % de la population rurale et 76 % de la population urbaine en Afrique subsaharienne disposaient d'un accès à l'électricité. Les enjeux économiques, mais également humains, sont considérables et, en parallèle à l'essor du renouvelable – du photovoltaïque à l'hydroélectricité –, l'utilisation accrue du gaz naturel dont nombre de pays africains abondent pourrait permettre de les relever.

Tableau 1 : évolution et bilan de l'électrification dans le monde

	Proportion de la population ayant accès à l'électricité						Population sans accès	
	National					Urbain	Rural	(million)
	2000	2005	2010	2015	2019	2019	2019	2019
Monde	73%	77%	80%	85%	90%	96%	85%	771
Afrique subsaharienne	24%	28%	33%	40%	48%	76%	29%	578,49
Asie émergente	67%	74%	79%	87%	96%	99%	94%	155,1
Inde	43%	58%	68%	79%	>99%	>99%	>99%	5,5
Indonésie	53%	56%	67%	88%	>99%	>99%	99%	1,5
Amérique centrale et du Sud	87%	91%	94%	96%	97%	99%	87%	16,4

Source: IEA World Energy Outlook (2020)

Comme le rappelle Perrin (2021), la Commission africaine de l'énergie (AFREC) a ainsi récemment rappelé que le gaz naturel pouvait jouer un rôle important dans le paysage énergétique du continent. Le 18 octobre 2021, cette institution a en effet tenu une réunion de haut-niveau, préparatoire au lancement de la note d'orientation politique sur « le gaz naturel dans le paysage énergétique africain ». Parmi les conclusions retenues figurent deux affirmations fortes : cette énergie a « le potentiel d'accélérer le développement du continent africain, de lutter contre la pauvreté et de combler le fossé de l'accessibilité énergétique » tandis que son développement et son commerce en Afrique « ont le potentiel de créer des emplois grâce à l'industrialisation, de contribuer à une forte croissance économique, tout en prenant en considération l'émission de CO₂, où la contribution de l'Afrique est la plus faible avec environ 3 % »¹⁹. Autant d'éléments qui, dans l'analyse prospective développée ici, laissent à penser que le recours au gaz naturel pourrait être bien supérieur à ce que l'on pourrait anticiper, autant sur les marchés internationaux que dans une stratégie d'autoconsommation.

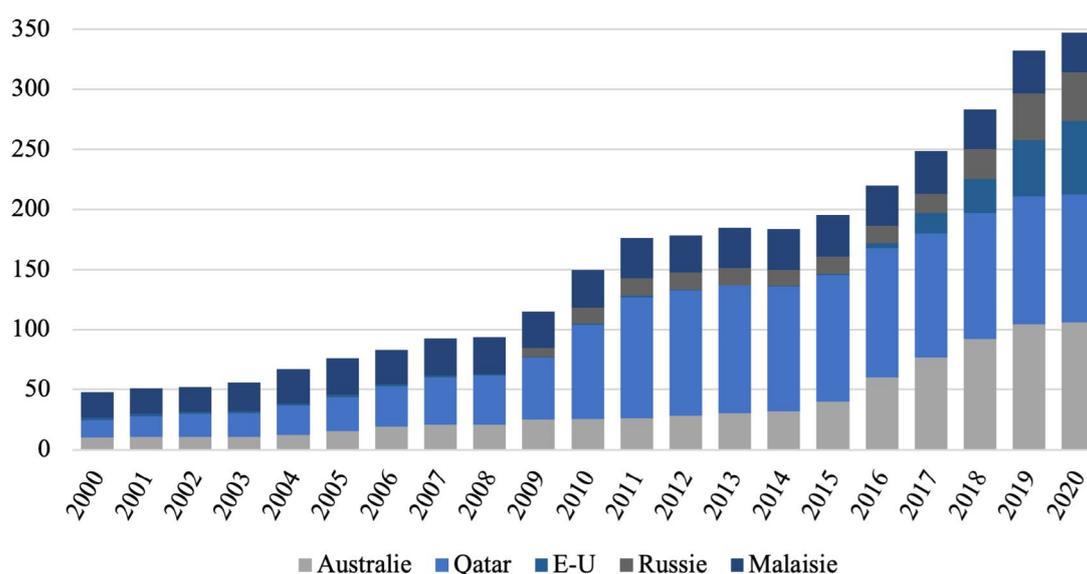
Un attrait renforcé par la flexibilité croissante du marché du GNL ?

L'affirmation précédente nous semble d'autant plus fondée que le marché du gaz naturel liquéfié (GNL) a vécu, au cours de la décennie passée, d'importantes mutations qui en ont renforcé l'attrait auprès des pays exportateurs comme importateurs. Autrefois particulièrement rigide en raison des coûts importants des infrastructures onshore de liquéfaction et de regazéification et de la nature des contrats commerciaux qui, en conséquence, unissaient vendeurs et acheteurs, ce marché a connu un essor des transactions au comptant, c'est-à-dire permettant de satisfaire des besoins non couverts

19. Voir <https://au-afrec.org/fr/actualites-et-evenements/dernieres-actualites/lancement-de-la-note-dorientation-politique-le-gaz>

par des contrats gaziers de long terme de type take-or-pay (ou par d'autres sources d'énergies), et donc non anticipés (Jégourel, 2016). L'affirmation récente des États-Unis sur le marché du GNL fut probablement un des facteurs amplificateurs de cette évolution des pratiques contractuelles, incluant l'affaiblissement des clauses dites de « destination ». ²⁰ Cette flexibilité commerciale s'est doublée d'un abaissement des coûts de regazéification, voire de liquéfaction, en raison du développement des FRSU (Floating Regaseification et Storage Unit) et des FLNG (Floating LNG) dans une moindre mesure, des unités de transformation du gaz naturel situées en mer à des degrés divers (offshore/nearshore/inshore). Permettant de traiter des quantités de gaz plus faibles que les structures onshore, ces infrastructures créent les conditions d'un élargissement de l'accès au marché du GNL, tant du côté des exportateurs que des importateurs. Leur nombre a ainsi crû au cours des dernières années. De plus, ces infrastructures ne nécessitent pas que des zones constructibles soit disponibles, ce qui augmente leur acceptabilité sociale et, pour les FRSU, favorise leur localisation près des zones de consommation. Par rapport aux terminaux terrestres, un FRSU bénéficie enfin d'un temps de construction plus faible et est éligible à des financements en leasing.

**Graphique 2 : évolution des exportations de GNL
(Pour les 5 plus grands exportateurs, en milliards de m3)**



Source : BP Statistical Review of World Energy

Ce potentiel qu'a le GNL à s'affirmer dans le mix énergétique mondial peut d'ores et déjà s'apprécier au regard du net accroissement de ses exportations par les principaux pays producteurs, au premier rang desquels l'Australie et le Qatar. Ce dernier a ainsi exporté 106,1 milliards de m3 en 2020 selon les statistiques de BP, derrière l'Australie, à 106,4 milliards de m3, soit respectivement 76,9 Mt et 77,1 Mt²¹, (78 Mt, selon l'Australia Bureau of Statistics). À l'échelle mondiale, les volumes échangés sur les marchés internationaux ont explosé, passant de 302,4 milliards de m3, en 2010, à 487,9 milliards de m3, en 2020, en progression de 61 % sur cette période. Pour les États-Unis, ils étaient multipliés par plus de 42 sur cette période, à la suite de l'essor considérable de l'industrie des huiles et gaz de schiste.

20. i.e. empêchant l'acheteur de revendre le GNL en dehors d'une zone géographique prédéfinie (le marché national le plus souvent).

21. 1 Mt correspondant à 1,379 milliard de m3.

Selon l'International Gas Union (IGU), les capacités de liquéfaction étaient de près de 453 Mt par an, en 2020, et elle devrait singulièrement s'accroître au cours de la prochaine décennie. Celles du Qatar pourraient ainsi passer de 77 Mt par an à 110 Mt par an en 2024. Le potentiel de capacités additionnelles est estimé à 892 Mt, même si de grandes incertitudes demeurent puisque ces investissements demandent encore à être validés. Quoi qu'il en soit, l'avenir du GNL semble assuré. Il offre la flexibilité et la sécurité énergétique dont nombre de pays importateurs ont besoin, mais il a un coût. La très récente crise énergétique que l'Europe et l'Asie ont connue en témoigne.

Une transition environnementale mal pilotée ?

Le renforcement de la place du gaz naturel dans les mix énergétiques nationaux pourrait enfin être alimenté par... la transition environnementale elle-même et l'absence de consensus politique sur les moyens à mobiliser pour la réaliser. En l'absence de pilotage fin entre l'offre et la demande, les prix de l'énergie (primaire et secondaire) sont en effet susceptibles de varier très sensiblement, comme ce fut le cas pour le gaz naturel au début du second semestre 2021. Alors qu'ils avaient logiquement chuté au cours du premier semestre 2020, en raison d'un hiver doux et du ralentissement économique causé par la pandémie de Covid-19²², les prix du gaz naturel se sont redressés sur le reste de l'année avant de connaître une hausse spectaculaire sur les onze premiers mois de 2021. Selon les données mensuelles de la Banque mondiale (BM), le Title Transfer Facility (TTF), une des références incontournables du gaz pour le marché d'Europe continentale, s'est ainsi établi à plus de 31 USD par million de British Thermal Units (Mbtu) en octobre 2021, ce qui constituait un record historique. Il s'agissait d'ailleurs d'une valeur moyenne et des niveaux bien plus élevés ont été franchis pour certaines transactions au comptant, exprimés en réalité en euros par mégawatts-heure (MWh). Ce même TTF a ainsi pu atteindre jusqu'à 155 EUR/MWh (pour l'échéance novembre)²³ le 6 de ce mois soit, peu ou prou, 52 USD/Mbu²⁴, alors que la référence au comptant britannique, le National Balancing Point (NBP) avait approché le seuil de 300 GBP par therm²⁵ et par jour à cette même date. Quant au GNL, le Japan Korean Marker, la référence asiatique, dépassait alors 56 USD/Mbu (soit environ 164 EUR/MWh), ce qui correspondrait à un baril de pétrole à plus de... 310 USD !

Au-delà des causes de cette crise (redémarrage rapide de l'économie mondiale, faibles stocks de gaz en raison d'un hiver 2020-2021 long et rigoureux et de la rigidité des livraisons russes en Europe, déficit de vent limitant l'énergie éolienne, flux de GNL priorisant l'Asie) et dont l'analyse précise dépasse l'objet de ce Policy BriefPaper, ce sont les interprétations politiques qui en ont été faites qui sont intéressantes. Signe qu'il est nécessaire d'accentuer la transition énergétique pour les uns, preuve qu'il faut continuer à investir dans les énergies fossiles, pour les autres, l'élévation des prix du gaz est le reflet d'un seul et même phénomène que chacun pourra interpréter à sa façon : l'inadéquation de l'offre et de la demande d'énergies fossiles – de charbon, mais également de gaz naturel – dans le complexe processus de transition énergétique et l'absolue nécessité d'y remédier.

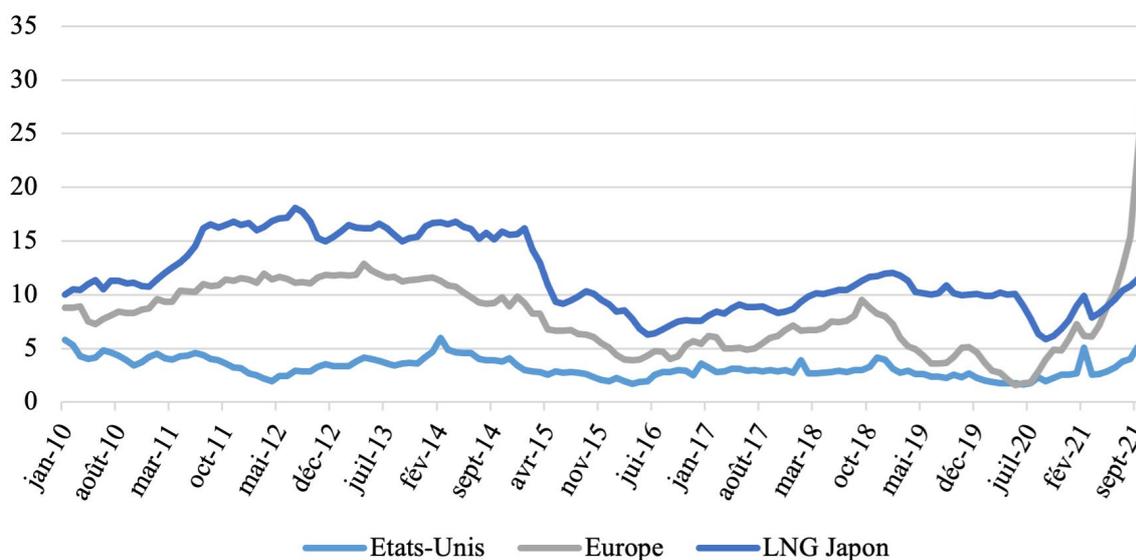
22. Le Henry Hub, la référence de prix pour le gaz américain, avait ainsi atteint une valeur moyenne de 1,74 USD/Mbtu en avril et septembre 2020, un plus bas niveau depuis quatre années, tandis que le GNL asiatique s'effondrait à 5,88 USD/Mbtu en septembre 2020 (toujours selon une valeur moyenne, les prix des transactions au comptant s'établissant à des niveaux bien inférieurs : le Japan Korean Marker avait ainsi atteint un plus bas historique à 1,98 USD/Mbtu le 23 avril 2020).

23. <https://www.reuters.com/article/europe-gas-idAFL8N2R32D2>

24. Nous retenons ici le cours de change suivant : EUR/USD=1,16.

25. 1 therm = 29,3071 kilowatt hours.

Graphique 3 : évolution des prix du gaz naturel (en USD/ Mbtu)



Source : La Banque mondiale (The Pink Sheet)

Faut-il, à court terme, en réduire davantage la demande (et donc accélérer le déploiement des énergies renouvelables) face à une demande électrique amenée à croître ou, à l'inverse, convenir qu'en raison de l'intermittence du solaire ou de l'éolien, c'est l'offre de gaz naturel qu'il convient de soutenir ? Probablement les deux ! Quelle que soit la réponse politique apportée à cette question (qui vaut également pour les carburants dans les transports), il est évident que tout désajustement du marché des énergies primaires entraînera une élévation des prix des énergies secondaires (électricité, mais également essence et diesel), telle que celle observée depuis l'été 2021. Il s'agit, donc, au regard des politiques publiques, de mettre en œuvre des solutions correctives à des variables intrinsèquement instables et la tâche ne peut, en conséquence, qu'être particulièrement ardue. La demande d'électricité est d'un point de vue conjoncturel, dépendante des conditions météorologiques, mais également de la demande industrielle, elle-même conditionnée par la croissance économique qui, elle aussi, répond à une multiplicité de variables qu'il est parfois difficile d'anticiper. La disponibilité des énergies primaires nécessaires pour générer cette même électricité est également très variable. C'est bien évidemment le cas pour le photovoltaïque et l'éolien en raison de leur forte dépendance aux conditions météorologiques²⁶, mais aussi pour le gaz naturel. Indépendamment de toute analyse de long terme sur l'épuisement des ressources, sa disponibilité – à un prix acceptable lorsque la demande mondiale est forte – n'est en effet pas toujours garantie, comme en témoigne précisément la crise énergétique récente.

On pourrait, bien sûr, penser que l'élévation des prix qui découle de cette insuffisance de l'offre est un mal nécessaire incitant financièrement à accroître le recours aux énergies renouvelables et limiter la dépendance gazière. Cela reviendrait toutefois à oublier une dernière question absolument fondamentale : celui du coût social de cette hausse des cours. À l'image du phénomène des « gilets jaunes » en France ou d'autres événements qui, par le passé, ont déstabilisé nombre de régimes politiques, l'envolée du prix des matières premières – l'énergie mais également les denrées alimentaires, – a de tout temps été un élément déterminant des crises et des révoltes sociales. On ne peut par ailleurs oublier que le gaz naturel est un intrant incontournable pour la production des engrais azotés. Il en influence donc les prix mondiaux et, partant,

26. L'accroissement des capacités installées en énergies renouvelables devrait probablement permettre d'absorber à longue échéance la variabilité de la demande qui leur est adressée, mais il serait hasardeux de penser que cela sera le cas au cours de la présente décennie, voire la prochaine.

les revenus agricoles lorsqu'il n'existe pas de mécanismes nationaux de subventions ou d'encadrement tarifaire. Dans des pays où le secteur agricole prédomine, la question est bien évidemment fondamentale.

Les gouvernements ont de plus en plus conscience du risque de tensions sociales liées aux prix des matières premières, mais y répondent par des politiques palliatives de défense du pouvoir d'achat dans les cas les plus favorables (tarifs réglementés de vente de l'électricité qui, lorsqu'ils existent, amortissent très fortement l'élévation des prix sur les marchés de gros²⁷, chèque « carburants », etc.)²⁸. En raison du coût à long terme de ces actions, des mesures préventives doivent également être privilégiées. L'essor du nucléaire via les Small Modular Reactors (SMR) est une façon de le faire, mais le sujet demeure particulièrement clivant d'un point de vue politique²⁹. À défaut, et à l'instar du fine tuning de la politique monétaire, l'équilibrage entre la demande de gaz naturel (devenant progressivement résiduelle) et l'offre disponible doit donc être assuré. Les pouvoirs publics marchent sur une ligne de crête dans ce domaine : n'utiliser que des politiques environnementales pour limiter la demande en énergies fossiles, c'est éviter de tomber sur l'un des versants du précipice en oubliant qu'il en existe un second. Pour ne pas y chuter, l'offre doit également être pilotée et puisque seuls les pays exportateurs en sont maîtres, c'est bien la dimension géopolitique qui doit également être considérée. Il n'y a cependant pas de raison de penser, a priori, que les pays exportateurs d'énergies fossiles s'engageraient dans une stratégie coopérative, sans bénéfices économiques et/ou politiques. Dans le contexte de Nordstream 2 et d'une demande asiatique plus rémunératrice, la Russie n'a probablement pas alimenté, comme elle aurait pu le faire, le surplus de la demande européenne. Il y avait, convenons-en, des raisons à cela. Il paraît en effet difficile d'imaginer que l'Europe puisse promouvoir à long terme la fin du gaz³⁰ et d'en accroître les importations à court terme, sans que la Russie ne réagisse. Accroissement des contrats spot et promotion du GNL pour flexibiliser et diversifier les sources d'approvisionnement en gaz, d'un côté, ou renforcement des contrats gaziers de long terme (avec la Russie notamment), de l'autre, pour en sécuriser les importations ? L'Europe est, assurément, confrontée à des choix difficiles, mais un principe de cohérence (géo-) politique doit guider son action.

Parce que les négociations bilatérales ne peuvent être à la mesure d'enjeux climatiques évidemment planétaires, il est indispensable que le multilatéralisme s'empare, comme il le fit au lendemain de la Seconde Guerre mondiale, de la thématique des marchés de matières premières et des profonds bouleversements qu'ils continueront de vivre en raison de la transition énergétique. Les Conférences des Nations unies sur le changement climatique (COP) doivent sans cesse œuvrer en faveur de la promotion des énergies renouvelables. Celles, à imaginer, sur les ressources naturelles doivent, elles, permettre de gérer en parallèle non seulement les conséquences négatives, tant économiques que géopolitiques, de l'affranchissement progressif aux énergies fossiles que le monde appelle de ses vœux et que subiront inévitablement les pays producteurs, mais également – ne l'oublions pas ! – des nouvelles dépendances que créent la promotion d'une électricité décarbonée et l'avènement de l'« ère numérique » : celles liées aux métaux stratégiques. Ce multilatéralisme des matières premières n'existe plus depuis longtemps et penser que des négociations internationales puissent être lancées relève, au mieux, d'un optimisme béat. Il s'agit pourtant là d'une des conditions de la stabilité économique, et donc politique, de notre monde.

27. Voir, pour le cas français, Lévêque F. (2021), « Des Français très peu exposés au prix de marché de l'électricité », Les Echos, 25 octobre.

28. ou par des répressions les plus dures dans les régimes dictatoriaux.

29. Comme le rappelle utilement l'historien Jean-Baptiste Fressoz, les crises énergétiques – largement assimilées aux chocs pétroliers des années 1970 – ont fait irruption dans le débat public américain dès 1969. Liées aux « pannes » d'électricité que le pays connut au cours de cette décennie (dont le blackout de New-York en novembre 1969), elles furent un élément important de la légitimation des programmes nucléaires. Voir Fressoz (2021), « "Crise énergétique" et relance du nucléaire : un air de déjà-vu », Le Monde, 3 novembre.

30. Le Président de la Banque européenne d'investissement (BEI) avait ainsi affirmé, en janvier 2021, lors de la présentation des résultats annuels : « to put it mildly, gas is over ». Voir, par exemple, <https://www.euractiv.com/section/energy-environment/news/gas-is-over-eu-bank-chief-says/>

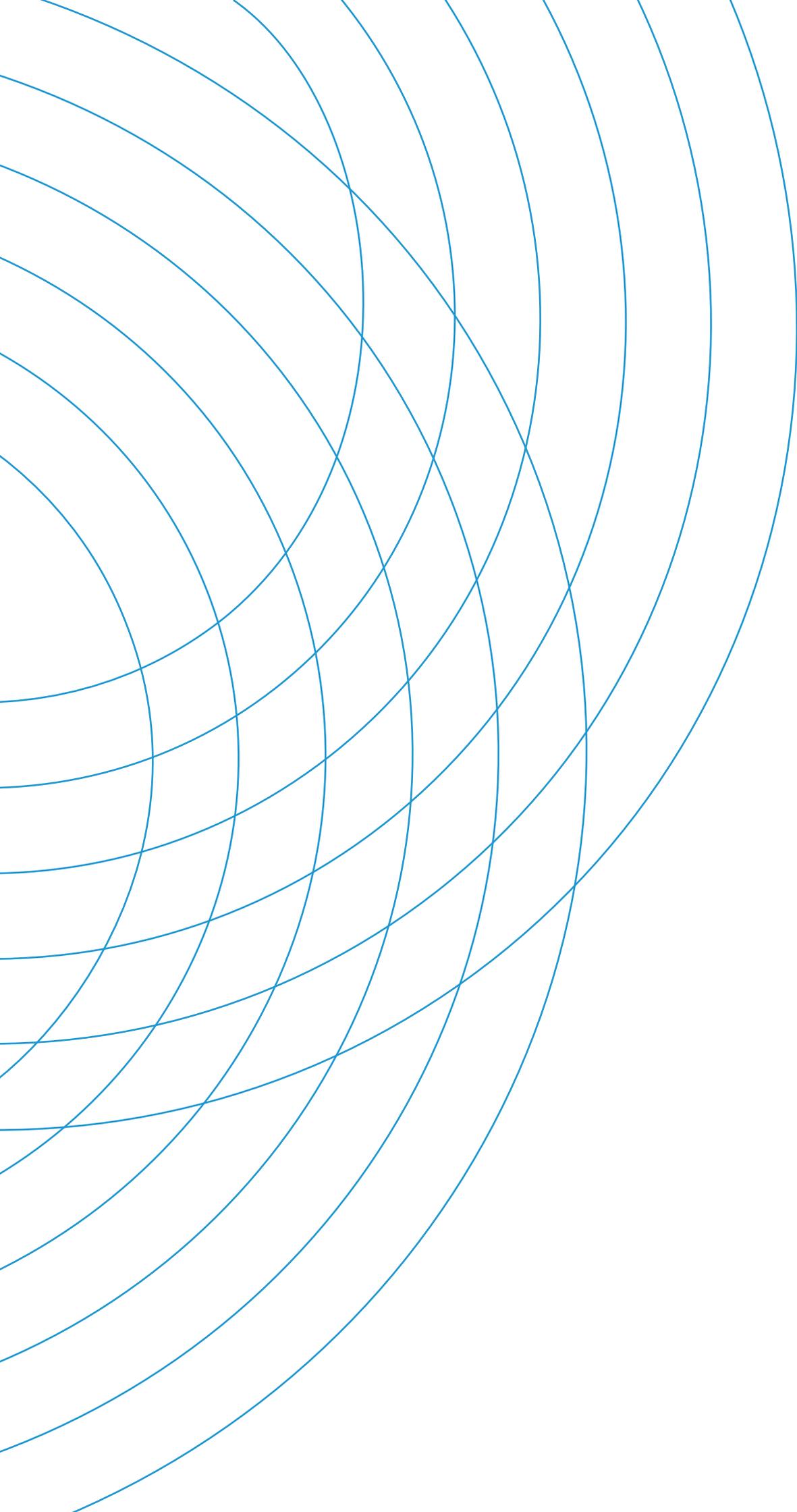
Conclusion

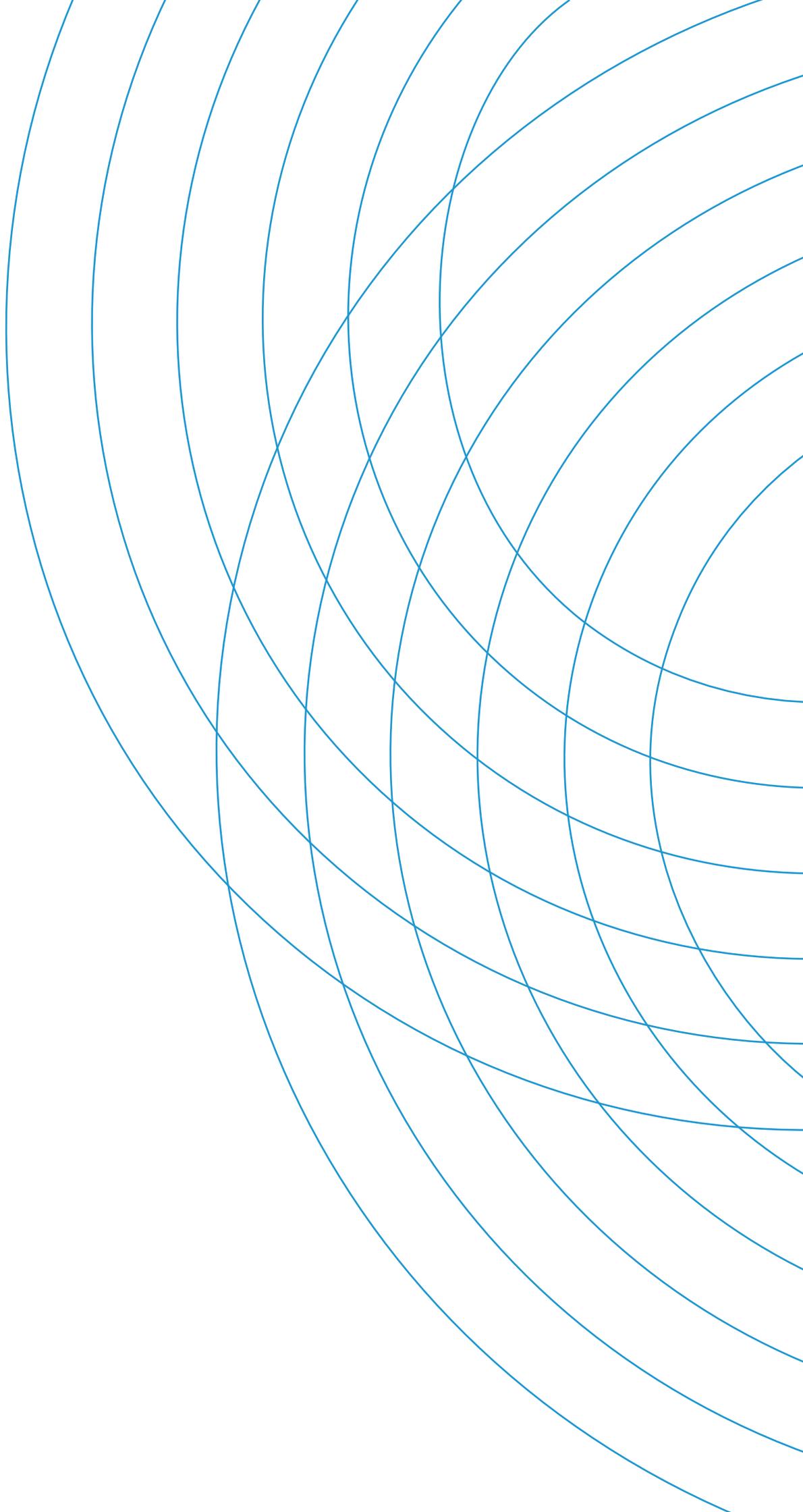
Face aux limites actuelles des énergies renouvelables et au clivage politique lié au développement du nucléaire, le gaz naturel devrait jouer un rôle important et croissant à l'échelle mondiale au regard de la production d'électricité. L'argument n'est pas tant écologique qu'économique et politique, en raison du poids qu'occupe aujourd'hui le charbon dans le mix énergétique de certains pays, dont la Chine. Emettrices de CO₂ mais permettant d'éviter celles qu'occasionnerait le maintien des centrales à charbon, les centrales à gaz peuvent être perçues comme un accélérateur à court terme de la transition énergétique. Une condition évidente doit néanmoins être remplie : qu'elles ne limitent ni le déploiement des énergies renouvelables ni le retour des nations à une frugalité énergétique, celles des économies industrialisées à tout le moins.

Remarquons, dans une perspective plus générale, qu'œuvrer en faveur d'une transition énergétique nécessaire pour limiter le réchauffement climatique implique de dépasser les seuls arguments liés à l'évidence et à la justesse de ce combat. Comme en témoignent les résultats décevants de la COP 26 face au gigantisme du défi qu'il convient de relever pour parvenir à terme à un monde où les émissions nettes de CO₂ sont nulles, les bénéfices environnementaux et sociétaux ne suffisent pas, semble-t-il, à convaincre. Il y a probablement une raison simple à cela. Si les effets du dérèglement climatique sont planétaires, leurs ampleurs, tant économiques qu'humaines, ne sont pas les mêmes à l'échelle des pays. L'exposition aux effets de l'élévation des températures, aux catastrophes naturelles, à l'accès à l'eau ou, parmi tant d'autres exemples, aux mutations de la faune et de la flore, varie d'une nation à une autre, tout comme le tribut que portent en conséquence leurs populations. Pour souhaitable qu'elle soit, la transition énergétique induit, elle aussi, des effets économiques et géopolitiques différenciés, positifs comme négatifs, et ne pas les prendre suffisamment en compte la freinerait assurément. Pénalisant les pays exportateurs d'énergies fossiles et favorisant ceux disposant des minerais et des métaux indispensables au développement de l'électromobilité, du numérique et de l'énergie photovoltaïque ou éolienne, elle doit être au cœur de nouvelles négociations internationales sur les ressources naturelles et les matières premières, en parallèle aux négociations sur le climat. Des enjeux de la sécurité alimentaire à ceux de la transition énergétique, les sujets sont aussi nombreux que l'urgence est grande !

Bibliographie

- Ademe (2020), « Le captage et stockage géologique du CO₂ (CSC) : le CSC un potentiel limité pour la réduction des émissions industrielles », avis technique, juillet, https://presse.ademe.fr/wp-content/uploads/2020/07/captage-stockage-geologique-co2_csc_avis-technique_2020.pdf
- BP (2021), Statistical Review of World Energy, <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>
- Goll D.S, Ciais P., Amann T., Buermann W., Chang J., Eker S., Hartmann J., Janssens I., Li, W., Obersteiner, M., Penuelas J., Tanaka K., Vicca S. (2021), “Potential CO₂ removal from enhanced weathering by ecosystem responses to powdered rock”, Nature Geoscience, 14, pp. 545–549.
- International Energy Agency | IEA (2020), Energy Technology Perspectives 2020, Special Report on Carbon Capture, Utilisation and Storage, https://iea.blob.core.windows.net/assets/181b48b4-323f-454d-96fb-0bb1889d96a9/CCUS_in_clean_energy_transitions.pdf
- International Energy Agency | IEA (2021), World Energy Outlook, <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021>
- International Gas Union | IGU (2021), World LNG Report.
- Jégourel Y. (2016), “The development of the liquefied natural gas spot market: origin and implications”, Policy Brief, n°16/02, Policy Center for the New South, document librement téléchargeable à l’adresse suivante : https://www.policycenter.ma/sites/default/files/OCPPC-PB-1602vEn_0.pdf
- Jégourel Y., Chiappini, R., Raymond P. (2019), “Towards a worldwide integrated market? New evidence on the dynamics of U.S., European and Asian natural gas price’s”, Energy Economics, <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2019.04.020>.
- Karsenty A. (2021), « Compenser ses émissions de CO₂ : une fausse bonne idée ? », Regard d’expert, 10 novembre, Centre de coopération internationale en recherche agronomique pour le développement, interview disponible à l’adresse suivante : <https://www.cirad.fr/les-actualites-du-cirad/actualites/2021/compensation-et-neutralite-carbone>
- Songhurst B. (2016), “Floating Liquefaction (FLNG): Potential for Wider Deployment”, OIES (Oxford Institute for Energy Studies) Papers, n° NG107.
- Songhurst B. (2017), “The Outlook for Floating Storage and Regasification Units (FSRUs)”, OIES Papers, n° NG 123.
- Perrin F. (2021), « Le plaidoyer de l’Afrique pour le gaz naturel, blog, 1 novembre, Policy Center for the New South, document librement téléchargeable à l’adresse suivante : <https://www.policycenter.ma/opinion/le-plaidoyer-de-l-afrique-pour-le-gaz-naturel>







Policy Center for the New South

Complexe Suncity, Immeuble C,
Angle Boulevard Addolb et rue Albortokal,
Hay Riad, Rabat - Maroc.

Email : contact@policycenter.ma

Phone : +212 5 37 27 08 08

Fax : +212 5 37 71 31 54

Website : www.policycenter.ma