



Munich Personal RePEc Archive

Prospects for LNG and Hydrogen Export from Sub-Saharan Africa to the EU

Kohnert, Dirk

GIGA, Institute for African Affairs, Hamburg

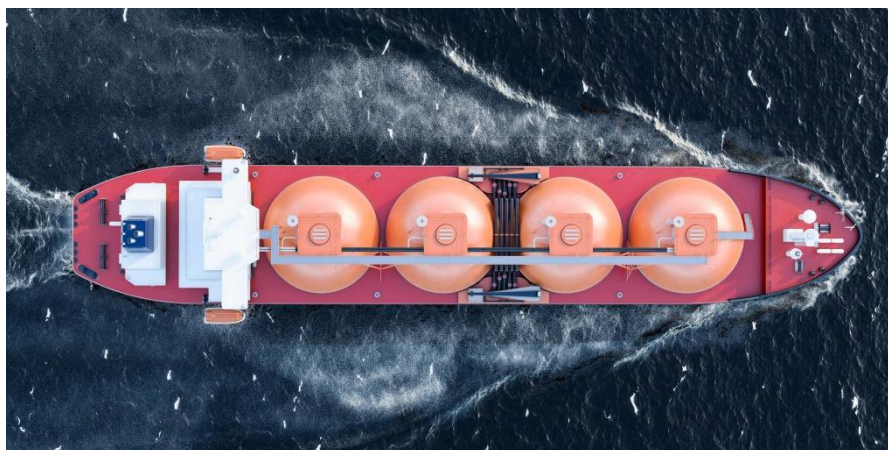
10 December 2023

Online at <https://mpra.ub.uni-muenchen.de/119420/>
MPRA Paper No. 119420, posted 11 Dec 2023 16:09 UTC

Perspectives d'exportation de GNL et d'hydrogène de l'Afrique subsaharienne vers l'UE

Dirk Kohnert ¹

L'UE va renforcer les liens africains entre le GNL et l'hydrogène



Source: cartoon © alexlmx / Adobe Stock, Komminoth, 2022

Résumé : Depuis la guerre russe en Ukraine, de nombreux pays européens se sont efforcés de trouver des sources d'énergie alternatives. L'une des réponses consistait à augmenter les importations de gaz naturel liquéfié (GNL). En contournant l'utilisation de gazoducs venant de l'Est en construisant des terminaux GNL, l'UE a ouvert la porte à une plus grande variété de fournisseurs potentiels. Le Partenariat Europe-Afrique pour l'énergie et le climat fournit un cadre pour une alliance gagnant-gagnant. Les pays africains seront des acteurs clé à l'avenir, notamment les pays subsahariens comme le Nigeria, le Sénégal, le Mozambique et l'Angola. Selon le plan REPowerEU, les partenariats hydrogène en Afrique permettront d'importer 10 millions de tonnes d'hydrogène d'ici 2030, remplaçant environ 18 milliards de mètres cube de gaz russe importé. L'Algérie, le Niger et le Nigeria ont récemment convenu de construire un gazoduc transsaharien de 4 128 kilomètres qui traverserait les trois pays jusqu'à l'Europe. Une fois achevé, le gazoduc transporterait 30 milliards de mètres cube de gaz par an. La Coalition africaine pour le commerce et l'investissement (ACTING) estime la capacité potentielle d'exportation de GNL subsaharienne à 134 millions de tonnes de GNL (environ 175 milliards de m³) d'ici 2030. L'Afrique subsaharienne devrait également devenir le principal producteur d'hydrogène vert d'ici 2050. Cependant, ce marché reste à développer et nécessite une expansion significative de la production renouvelable et de la disponibilité de l'eau. Cependant, les pays de l'UE et les entreprises concernées seraient bien avisés de prendre note de l'adoption d'objectifs européens beaucoup plus stricts de réduction des gaz à effet de serre pour 2030 et de la publication de la stratégie méthane de la Commission européenne. Cela étant dit, l'UE pourrait risquer de voir plus de la moitié des infrastructures GNL européennes inutilisées d'ici 2030, dans la mesure où la capacité européenne de GNL en 2030 dépasse la demande totale prévue de gaz, y compris le GNL et le gazoduc. Quoi qu'il en soit, il ne faut pas oublier que les pays africains souhaitent et doivent développer en priorité leurs marchés gaziers nationaux et que le potentiel d'exportation dépend de ce développement national. A long terme, un mix énergétique mondial serait nécessaire pour accélérer les changements induits par les nouvelles ressources, les nouvelles technologies et les engagements climatiques. Ces changements dans l'utilisation et la disponibilité des ressources énergétiques affecteraient également l'utilisation des combustibles fossiles. Quoi qu'il en soit, outre l'approvisionnement en GNL, l'UE doit également veiller à augmenter ses propres capacités de stockage afin de pouvoir garantir une réponse rentable à un goulot d'étranglement dans l'approvisionnement en gaz naturel. Cependant, le GNL seul ne suffit pas à assurer la résilience du système en cas de rupture d'approvisionnement. Les ressources énergétiques alternatives et les économies d'énergie restent essentielles.

Mots clés : [GNL](#), [Économie hydrogène](#), [e-carburants](#), [Terminaux GNL](#), [Gaz naturel](#), [Sécurité énergétique](#), [Stockage de gaz](#), [Afrique subsaharienne](#), [UE](#), [REPowerEU](#), [Gazoduc transsaharien](#), [marchés émergents](#), [Pacte vert pour l'Europe](#), [Zone de libre-échange continentale africaine](#), [Eni](#), [TotalEnergies](#), [BP](#), [Sonatrach](#), [Nigeria](#), [Angola](#), [Mozambique](#), [Tanzanie](#), [Sénégal](#), [Cameroun](#), [Guinée équatoriale](#), [Namibie](#), [Études africaines](#)

JEL-Code: E22, E23, F13, F18, F23, F35, F54, L71, L95, N57, N77, O13, Q35, Z13

¹ Dirk Kohnert, expert associé, [GIGA-Institute for African Affairs, Hamburg](#). *Projet:* 9 Décembre 2023.

1. Introduction

Caricature 1: *Les frontières de l'exploration pétrolière et gazière progresse en Afrique*

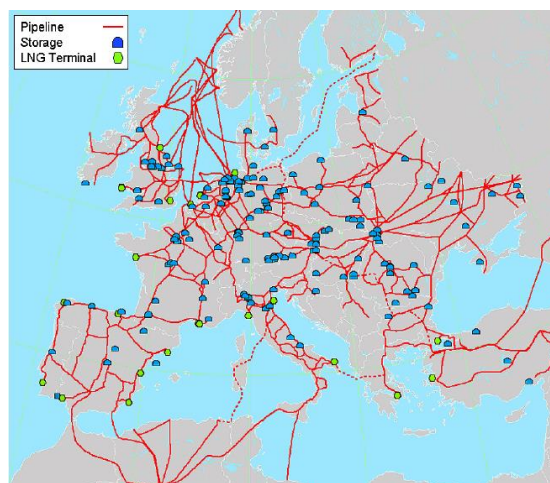


Source: © Gavin, 2023 ; *African Business*, 7 juillet 2023

Depuis [l'invasion russe de l'Ukraine](#), de nombreux [pays européens](#) se sont efforcés de trouver des sources d'énergie alternatives (Armstrong, 2022). Le 31 août 2022, la [Russie](#) a complètement arrêté l'approvisionnement en gaz naturel via le gazoduc [Nord Stream](#). Cependant, les importations de gaz de Russie vers les pays [d'Europe de l'Est](#) et [du Sud](#) se sont poursuivies via les gazoducs Ukraine Transit ([oléoduc Druzhba](#)), [Yamal](#) et [Turkstream](#) (Armstrong, 2022).

En tant que région grande consommatrice d'énergie, l'[UE](#) a été confrontée à plusieurs défis pour répondre à ses futurs besoins énergétiques (Ratner & Belkin & Garding & Welt, 2021). Les défis comprenaient une demande mondiale croissante et une concurrence pour les ressources énergétiques de la part de pays comme la [Chine](#) et l'[Inde](#), des tensions avec la [Russie](#), des efforts pour intégrer le marché intérieur de l'énergie de l'UE et un besoin croissant de modifier les combustibles conformément aux objectifs politiques de l'UE en matière de [changement climatique](#). Un élément important de la stratégie d'approvisionnement énergétique de l'UE a consisté à s'orienter vers une plus grande utilisation du [gaz naturel](#) et des [énergies renouvelables](#) et à s'éloigner du [nucléaire](#) (du moins en Allemagne) et du [charbon](#) (Ratner & Belkin & Garding & Welt, 2021).

Graph 1: *Infrastructures gazières européennes (2007)*



Source: Lochner & Bothe, 2007

Dans ce qui suit, les perspectives, les défis et les avantages potentiels de l'exportation de [gaz naturel liquéfié](#) (GNL) et d'[hydrogène vert](#) de [l'Afrique subsaharienne](#) (ASS) vers l'[UE](#) seront analysés sur la base de la littérature disponible. Une analyse détaillée du rôle et du potentiel des [combustibles fossiles](#) et des [énergies renouvelables](#) d'Afrique subsaharienne sera suivie d'études de cas sur les principaux pays africains exportant du GNL et de l'hydrogène vers l'UE, à savoir le [Nigeria](#), l'[Angola](#) et le [Mozambique](#).

Il convient toutefois de noter d'emblée que les perspectives de production et d'exportation d'[hydrogène vert](#) à plus grande échelle sont sombres dans un avenir proche. La plupart des pays d'Afrique subsaharienne ne peuvent pas se permettre de renoncer à une étape entière de développement et d'utilisation du gaz liquéfié uniquement pour produire de [l'hydrogène vert](#) neutre pour le climat, afin de ne pas aggraver davantage le [réchauffement climatique](#). Même dans les grands pays de plaines à faible densité de population comme la [Namibie](#), où les conditions sont en principe idéales pour la production d'hydrogène vert, le cycle actuel de sociétés de production internationales vise, dans un avenir prévisible, à développer les énormes et prometteuses réserves de gaz (Agyekum, 2023).

Les pays riches en pétrole et en gaz d'Afrique subsaharienne ([ASS](#)) représentent environ 40% des nouvelles découvertes mondiales de [gaz](#) ces dernières années (Nwankwo & Olaniyi & Morgan, 2023). De nombreux [pays du Nord](#), y compris l'[UE](#), dépendent encore du gaz pour leur sécurité énergétique en raison de l'intermittence des [énergies renouvelables](#) et de leur incapacité à alimenter certains secteurs à forte intensité énergétique comme le [ciment](#) et l'[acier](#). Cependant, il existe un appel mondial en faveur d'une transition des combustibles fossiles vers les énergies renouvelables pour atténuer le [changement climatique](#), comme par exemple lors de la [Conférence des Nations Unies sur les changements climatiques](#) en 2023 à [Dubai](#), aux Émirats arabes unis ([EAU](#)). Alors que les pays du Nord ont bâti leurs économies sur les combustibles fossiles et continuent d'émettre bien plus que les pays du Sud, ces derniers sont souvent appelés à supporter le poids du fardeau, en particulier en [Afrique subsaharienne](#). Pourtant, les pays d'ASS restent fortement dépendants des combustibles fossiles pour leur croissance économique, et de nombreux pays d'ASS sont pauvres en énergie, ce qui entrave leur capacité à diversifier leurs économies. Pour parvenir à une transition juste, où le processus de transition est équitable et n'entraîne pas de difficultés inutiles pour une population, la complexité du processus doit être prise en compte (Nwankwo & Olaniyi & Morgan, 2023). Les Européens et les Africains ont besoin les uns des autres pour conduire la [transition énergétique](#) de l'Europe, d'une part, et pour réaliser des progrès décisifs et rapides vers la réalisation des [objectifs de développement durable](#) (ODD). Les principales priorités d'action dans les pays du Nord comprennent la restructuration de la dette, l'amélioration du financement, la réduction des risques liés aux investissements dans les secteurs des ODD, de nouvelles priorités pour les secteurs de l'énergie et des mines et la promotion de l'investissement privé (Eylm, 2023).

En 2015, l'[Accord de Paris sur le climat](#) et les [objectifs de ODD des Nations Unies](#) ont mis le monde sur la voie rapide pour atteindre les objectifs de développement durable. Pour atteindre les objectifs de [décarbonation](#) à temps, la consommation d'énergie dans les secteurs d'utilisation finale (transports, bâtiments et industrie) doit être incluse en plus des secteurs de l'énergie. Si l'on veut atteindre les objectifs de l'Accord de Paris, les pays doivent relever leurs ambitions pour garantir qu'ils restent sur la bonne voie. Le lancement du [Green Deal européen](#) est un pas dans cette direction, en se concentrant non seulement sur l'Europe, mais également sur la coopération extérieure avec les régions voisines (Bhagwat & Olczak, 2020).

Graph 2: Réserves prouvées et production de gaz naturel en Afrique subsaharienne
(Enerdata, 2020)

Countries	Proved Reserves (in Mb)	Share of Global Reserves (%)	Production (in 000 bpd)	Share of Global Production (%)
Nigeria	5761	2.82	47.90	1.20
Mozambique	650	0.32	4.21	0.11
Angola	343	0.17	7.28	0.18
Congo-Brazzaville	284	0.14	0.70	0.02
Cameroon	179	0.09	2.38	0.06
Ghana	53	0.03	2.77	0.07
Senegal	52	0.03	0.01	0.00
Mauritania	50	0.02	-	-
Equatorial Guinea	39	0.02	6.19	0.15
Tanzania	35	0.02	0.88	0.02
Gabon	26	0.01	0.48	0.01
Sudan	25	0.01	-	-
Ivory Coast	12	0.01	2.28	0.06
SSA TOTAL	7631	3.74	74.86	1.87

Source: Nwankwo, & Olaniyi & Morgan, 2023

Les scientifiques prédisent que les carburants et produits chimiques renouvelables à base d'électricité joueront un rôle de plus en plus important dans les futurs systèmes énergétiques durables. [L'Amérique du Sud](#), [l'Afrique subsaharienne](#), ainsi que le [Moyen-Orient](#) et [l'Afrique du Nord](#) sont en train de devenir d'importants exportateurs de carburants et de produits chimiques renouvelables. L'UE, notamment l'[Allemagne](#) et l'[Italie](#), apparaît comme les plus grands importateurs de [GNL](#), tandis que la [Russie](#), la [Norvège](#) et les catégories spéciales se classent en tête en termes de quantité d'exportation. L'[Espagne](#), l'[Italie](#) et la [France](#) sont identifiées comme des nœuds clé bénéficiant de positions avantageuses au sein des réseaux commerciaux du gaz (Trajanov et al., 2023).

On estime que le rôle des [e-carburants](#) et des e-produits chimiques dans la transformation du [système énergétique mondial](#) entre 2030 et 2050 augmentera considérablement. Environ 23% à 32 % de la demande totale sera échangée, selon le type de [e-carburants](#) et de e-produits chimiques. Le risque de rupture d'approvisionnement pour les importateurs peut être atténué grâce à des stratégies de portefeuille diversifiées combinant différentes régions exportatrices (Galimova, et al., 2023).

Graph 3: Préférence commerciale pour le [e-GNL](#) (en haut à gauche), les [carburants e-FTL](#) (en haut à droite), [l'e-ammoniac](#) (en bas à gauche) et [l'e-méthanol](#) (en bas à droite) en 2030

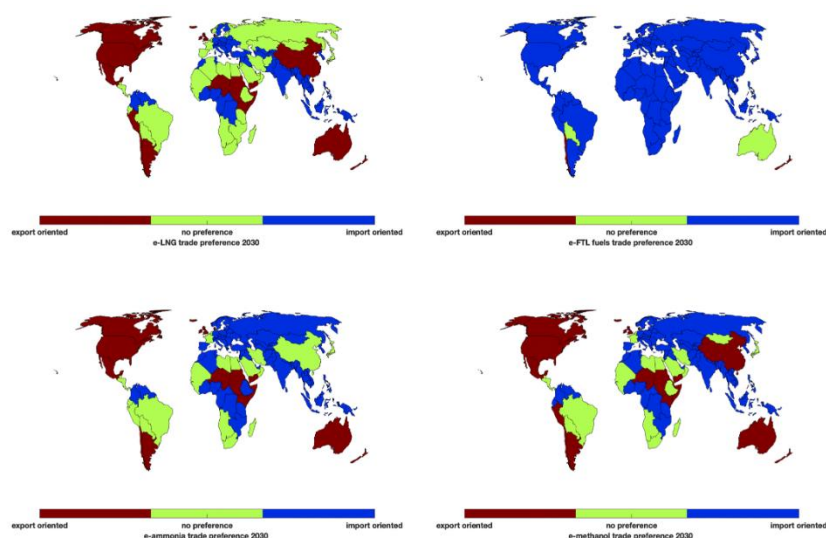


Fig. 3. Trade preference of e-LNG (top left), e-FTL fuels (top right), e-ammonia (bottom left) and e-methanol (bottom right) in 2030.

Source: Galimova, Tansu et al., 2023

L'[UE](#) envisage de devenir indépendante des [énergies fossiles russes](#) avant 2030 et appelle à un dialogue renouvelé avec les producteurs africains de [GNL](#) et d'[hydrogène](#). Son plan [REPowerEU](#), commandé par le [Conseil européen](#) en 2022, se tourne de plus en plus vers les [pays du sud](#) pour trouver des partenaires alternatifs. Les [pays africains](#) seront des acteurs clé. La Coalition africaine pour le commerce et l'investissement (ACTING) a estimé la capacité possible d'exportation de GNL subsaharienne à 134 millions de tonnes de GNL (environ 175 milliards de m³) d'ici 2030 (Lohmann, 2022).

En outre les principaux producteurs d'[ASS](#), le [Nigeria](#), le [Mozambique](#) et l'[Angola](#), des terminaux [GNL](#) sont opérationnels en [Guinée-Équatoriale](#) depuis 2007 et au [Cameroun](#) depuis 2018 (Lohmann, 2022). Dans la région frontalière du [Sénégal](#) et de la [Mauritanie](#), un terminal d'exportation flottant ([FPSO](#)) devrait être opérationnel en 2023 dans les eaux frontalières du Sénégal et de la Mauritanie, sur la base des réserves de gaz du champ Greater Tortue Ahemyim (GTA) découvertes en 2015. Ils sont situés à 120 km au large à une profondeur d'eau de 2 850 mètres, ce qui en fait l'un des projets sous-marins les plus profonds d'Afrique. Les deux pays ont convenu de les partager à parts égales. Les réserves récupérables s'élèvent à environ 400 milliards de m³. La société britannique [BP](#) détient une participation de 61 % dans le projet. La mise en service du terminal a été retardée en raison de la [pandémie du coronavirus](#). Il devrait désormais être opérationnel fin 2023. Cependant, en ce qui concerne le potentiel d'exportation, il ne faut jamais oublier que les pays africains veulent et doivent avant tout développer leurs marchés gaziers nationaux et que le potentiel d'exportation dépend de ce développement national (Lohmann, 2022).

Outre la reprise du dialogue énergétique avec l'[Algérie](#), l'[UE](#) envisage le potentiel inexploité de [GNL](#) de pays d'[Afrique subsaharienne](#) tels que le [Nigeria](#), le [Sénégal](#), le [Mozambique](#) et l'[Angola](#). Quatre domaines clé pour la coopération [Afrique-UE](#) en matière d'[hydrogène vert](#) ont été identifiés. Premièrement, l'augmentation des Investissement direct à l'étranger ([IDE](#)), notamment en réduisant les risques grâce à des mécanismes de prélèvement et à des [partenariats public-privé](#). Deuxièmement, les projets phares, tels qu'envisagés par l'[Agenda 2063](#) adopté en 2015 par l'[Union africaine](#), servent de modèle et d'incitation à suivre pour d'autres. Troisièmement, une grande partie de la [chaîne de valeur](#) devrait rester en Afrique, et quatrièmement, une « [démocratisation](#) » et une accessibilité plus larges du secteur énergétique devraient être encouragées (Kneebone, 2022).

Caricature 2: Le champ gazier de [Cabo Delgado](#) au [Mozambique](#) touché par des [terroristes islamistes](#)



Source: © Paresh Nath, avec l'aimable autorisation de [Politicalcartoons.com](#), 31 mars 2021

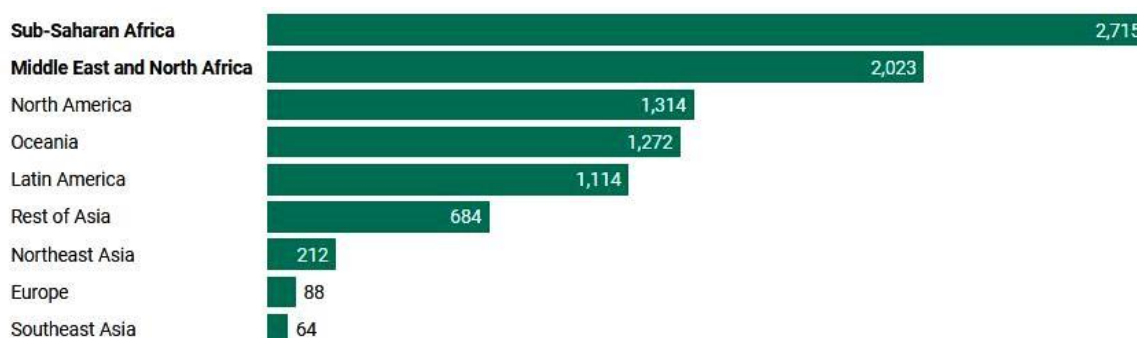
[Eni](#), la multinationale énergétique italienne, constitue une première étape. Le navire flottant de gaz naturel liquéfié d'Eni, Coral-Sul, a battu pavillon au large de la côte nord du

[Mozambique](#) à [Cabo Delgado](#) pour sa première expédition de gaz naturel liquéfié, des exportations qui pourraient contribuer à atténuer la crise énergétique de l'Europe alors que la Russie réduit ses approvisionnements. Cependant, la région est infiltrée par des [terroristes islamistes](#) et les livraisons futures sont menacées (Hill & Nhamirre, 2022 ; voir le chapitre suivant Mozambique pour plus de détails).

De même, on craint de plus en plus au [Nigeria](#) que les militants du [delta du Niger](#), producteur de pétrole et de gaz, ne reprennent leurs attaques régulières contre les infrastructures pétrolières et gazières par les [Avengers réformés du delta du Niger](#) (RNDA), y compris des attaques contre des pétroliers et des gaziers dans le delta du Niger, le [Golfe du Bénin](#), à l'instar du terrorisme commis par le Mouvement pour l'émancipation du delta du Niger ([MEND](#)) au cours des décennies précédentes. Un autre problème est le vol de pétrole dans les oléoducs via des connexions illégales (même sous-marines), courant au Nigeria. Pour ces raisons, la plus grande société de [GNL](#) du Nigeria fonctionne à 68 % de sa capacité. Les autorités recrutent désormais d'anciens rebelles du delta du Niger, qui s'attaquent à ces infrastructures depuis 2006, pour les protéger. L'espoir est que cela augmentera la sécurité et la production, mais il s'agit d'une stratégie risquée et ponctuelle qui ne garantit pas de résultats durables (Czerep, 2022).

Le plan [REPowerEU](#) prévoit que les partenariats [hydrogène](#) en [Afrique](#) faciliteront l'importation de 10 millions de tonnes d'hydrogène d'ici 2030, remplaçant environ 18 milliards de mètres cube de gaz russe importé. [L'Afrique subsaharienne](#) devrait devenir le principal producteur [d'hydrogène vert](#) d'ici 2050: toutefois, ce marché n'a pas encore été développé et nécessitera une expansion significative de la production renouvelable et de la disponibilité de l'eau à l'échelle mondiale (Komminoth, 2022).

Graph 4: *L'ASS a vocation à devenir le principal producteur d'hydrogène vert d'ici 2050*
Potentiel technique pour produire de l'hydrogène vert d'ici 2050, à Exajoule



Source: International Renewable Energy Agency (IRENA) · Get the data · Created with Datawrapper

Source: Komminoth, 2022

De plus, l'[Algérie](#), le [Niger](#) et le [Nigeria](#) ont convenu de construire un [gazoduc trans-saharien](#) (TSGP) de plusieurs milliards de dollars de 4 128 kilomètres qui traversera les trois pays, considéré comme une opportunité de diversifier les approvisionnements en gaz de [l'Union européenne](#) (Fox, 2022). Le [Niger](#) pourrait ainsi exporter également ses gisements (30 Gm3) vers Hassi R'Mel en Algérie (Czerep, 2022).

En juillet 2022, les trois pays ont signé un protocole d'accord (MoU) pour la mise en œuvre du projet. Une fois achevé, le gazoduc transportera 30 milliards de mètres cube de gaz par an. L'[Italie](#) et l'[Espagne](#) réfléchissent également aux moyens d'augmenter leurs importations en provenance de [Libye](#) et d'[Algérie](#) et d'acheminer le gaz vers l'Europe. L'[UE](#) promeut

également le projet de [gazoduc EastMed](#), qui reliera le réseau européen aux gisements de gaz offshore à [Chypre](#), en [Israël](#) et en [Egypte](#). Le [gazoduc transméditerranéen](#) supplémentaire de 2 000 km reliant l'Algérie à la [Sicile](#) et de là à l'Italie continentale via la [Tunisie](#), sera achevé en 2027. L'Algérie est déjà le deuxième fournisseur de gaz de l'Italie après la Russie (Fox, 2022).

[L'Afrique](#) a été identifiée comme un acteur potentiel clé dans la production [d'hydrogène vert](#), non seulement pour elle-même, mais aussi pour d'autres pays d'Europe. Cinq opportunités clé pour le développement de cette ressource ont été identifiées, à savoir l'exportation vers les marchés de l'[UE](#) (20,90 %), la disponibilité des [ressources d'énergies renouvelables](#) (ER) (34,88 %), la population jeune (13,95 %), [l'Agenda 2063](#) (9,30 %) et la production d'[ammoniac](#) (20,90 %) (Agyekum, 2023). D'autre part, il y avait des obstacles considérables à ce développement tels que le coût élevé de l'hydrogène (11,78 %), le statu quo (8,82 %), la corruption dans le secteur de l'énergie (4,52 %), les problèmes de disponibilité des terres et de l'eau (7,06 %), l'instabilité politique et l'insécurité dans certaines parties du continent (11,76 %), le manque de compétences et d'éducation nécessaires (11,76 %), les infrastructures de soutien et le financement limités (15,38 %) et le manque de cadre réglementaire et juridique nécessaire (28,95 %) (Agyekum, 2023). Tout cela rend très improbable que le potentiel de développement de l'hydrogène en [Afrique subsaharienne](#) soit pleinement exploité dans un avenir proche.

Graph 5: Projet de gazoduc transsaharien



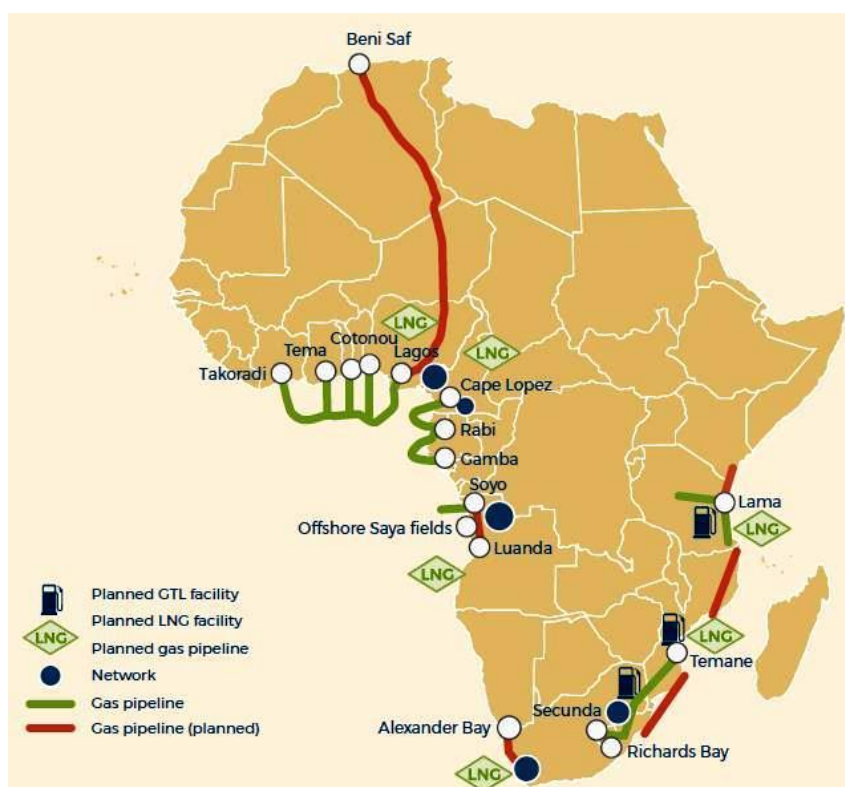
Source: © Sémhur, [Wikimedia Commons](#)

Néanmoins, en 2021, l'[Allemagne](#) et la [Namibie](#) ont par exemple formé un partenariat pour la production et l'exportation [d'hydrogène vert](#) (BMZ 2021). Le ministère fédéral de l'Éducation et de la Recherche (BMBF) finance l'identification de sites appropriés pour la production d'hydrogène vert en Afrique dans le cadre de l'Atlas potentiel de l'hydrogène vert en Afrique (H2-ATLAS-AFRICA), une initiative conjointe de l'Institut de recherche sur l'énergie et le climat (IEK, Jülich) avec des partenaires africains de la région subsaharienne. L'Allemagne fournira jusqu'à 40 millions d'euros de financement du plan de relance économique pour la coopération dans le cadre de ce partenariat (BMZ 2021). La Namibie dispose d'un énorme potentiel pour développer une industrie de l'hydrogène vert, bien qu'elle soit le pays le plus aride d'Afrique subsaharienne. Il y a beaucoup de vastes espaces inutilisés. Les vitesses de

vent élevées dans le pays rendent la production d'énergie éolienne particulièrement rentable. L'énergie solaire recèle un potentiel encore plus important grâce à plus de 3 500 heures d'ensoleillement par an. C'est presque deux fois plus que ce que l'Allemagne a à offrir. On estime qu'un kilogramme d'hydrogène en provenance de Namibie coûtera à terme entre 1,50 et 2,00 euros. Il s'agirait du prix le plus compétitif au monde, ce qui constituerait un énorme avantage géographique pour l'hydrogène « fabriqué en Namibie ». Le Conseil national de l'hydrogène estime que la demande en hydrogène de la seule industrie allemande (hors raffineries) s'élèverait à 1,7 milliard de tonnes par an, une demande qui devrait encore croître. Une étude de faisabilité est prévue pour explorer le potentiel d'une industrie de l'hydrogène vert, y compris des technologies innovantes de dessalement de l'eau de mer (BMZ 2021). Cependant, les projets de la Namibie d'exporter de l'hydrogène vert dès 2025 pourraient être très ambitieux et ressembler davantage à des vœux pieux.

Le fait que l'Afrique soit bien placée pour devenir une plaque tournante majeure de la production mondiale d'hydrogène vert a également été reconnu par les [membres du G20](#). Plusieurs pays africains ont commencé à explorer le potentiel de production locale d'hydrogène vert, avec des études de faisabilité en cours et certains projets en phase préliminaire. L'Afrique devrait tirer parti de ses pools énergétiques existants, de ses infrastructures portuaires et gazières, de son potentiel d'énergies renouvelables et de [l'Accord de libre-échange continental africain](#) pour intégrer pleinement la chaîne de valeur de l'hydrogène vert. La [SSA](#) prévoit de mettre en place six installations de gaz naturel liquéfié (GNL) pour l'exportation et l'importation de GNL, deux nouvelles installations de transformation gaz-liquide (GTL) et deux trains de GNL supplémentaires dans les installations de GNL existantes. Quatre réseaux en boucle distribuant du gaz dans les villes devraient être mis en place pour établir des économies gazières nationales (Grobbelaar & Ngubevana, 2022).

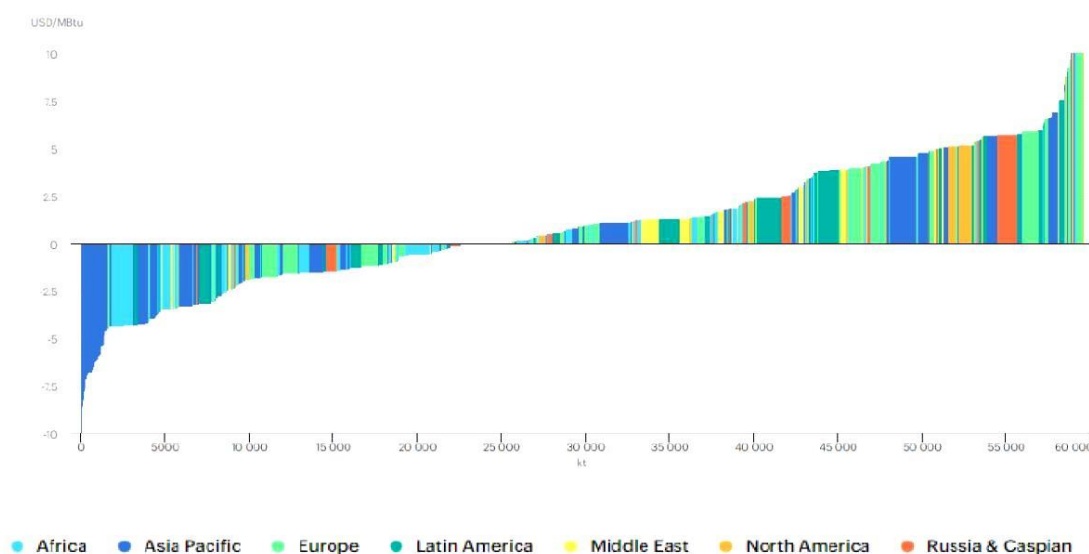
Graph 6: *Infrastructures potentielles de gaz naturel en Afrique, 2015-2035*



Source: Grobbelaar & Ngubevana, 2022

Une autre question controversée concernant le [changement climatique](#) concerne les émissions de [méthane](#) provenant des importations de gaz naturel et de [GNL](#), qui deviennent un problème de plus en plus urgent pour l'avenir du gaz en Europe. Selon le Methane Tracker de l'Agence internationale de l'énergie ([iea](#), Paris), les coûts négatifs liés à l'évitement pour limiter les dégâts sont les plus élevés dans les régions [Asie-Pacifique](#) et [Afrique](#). Apparemment, cette initiative de l'[UE](#) a déjà attiré l'attention des gouvernements et des entreprises de pays tiers impliqués dans le commerce mondial du gaz et du GNL. Les premières livraisons de cargaisons de GNL « neutres en carbone » vers l'Asie ont été réalisées (Stern, 2023). D'autres impacts environnementaux de l'ensemble de la chaîne d'approvisionnement et du cycle de vie du producteur au consommateur ont été analysés, ainsi qu'une évaluation des risques des innovations récentes, en prenant le [Mozambique](#) comme exemple (Aczel, M.R. (2022).

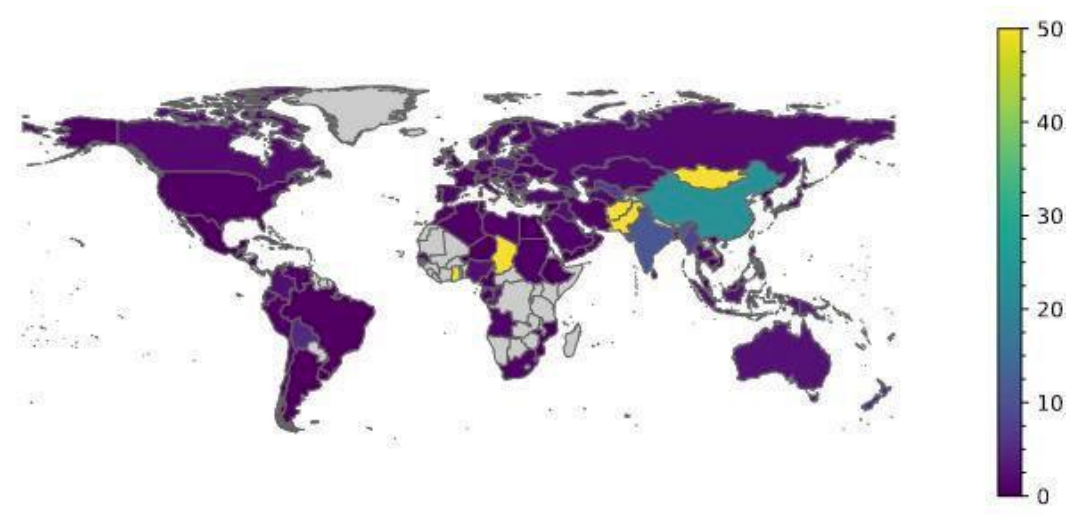
Graph 7: *Courbe des coûts marginaux de réduction des émissions mondiales de méthane du pétrole et du gaz*



Source: <https://www.iea.org/reports/methane-tracker-2020> , Stern, 2023

Les ajustements dans l'utilisation et la disponibilité des ressources énergétiques ont affecté la structure du commerce mondial des combustibles fossiles (charbon, pétrole et gaz naturel). Certaines économies deviennent moins dépendantes des sources d'énergie externes, tandis que d'autres comptent de plus en plus sur les importations pour répondre à leurs besoins énergétiques (Berdysheva et Ikonnikova, 2021). L'évolution du réseau international des flux énergétiques révèle de nouveaux modèles, notamment des implications pour la sécurité énergétique. Par exemple, le [Canada](#) a mené la transition, réduisant son intensité énergétique de près de 20 %, tandis que les [États-Unis](#) ont réussi à dissocier leur consommation d'énergie du PIB et à maintenir leur demande énergétique, relativement stable. Alors que les États-Unis et l'Union européenne réduisent lentement leur demande, la [Chine](#) et [l'Afrique subsaharienne](#) augmentent leur consommation de pétrole. La consommation d'énergie primaire en Chine et en [Afrique centrale](#) a presque triplé, et la consommation d'énergie primaire en [Inde](#), en [Afrique de l'Est](#) et au [Moyen-Orient](#) a plus que doublé (Berdysheva, & Ikonnikova, 2021).

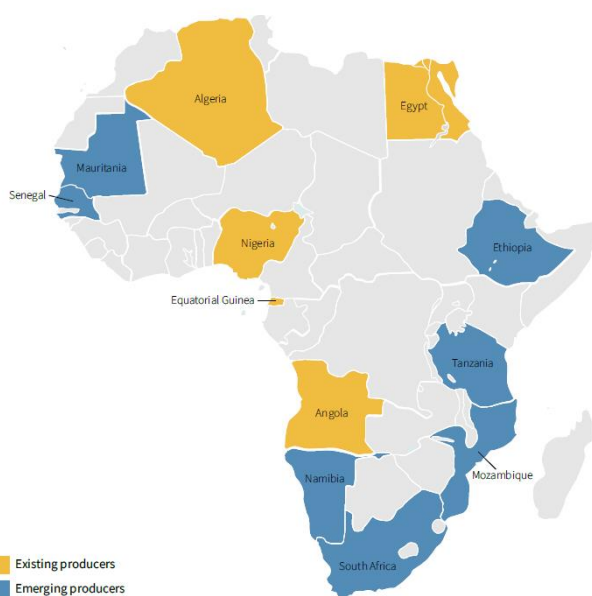
Graph 8: *ratio des exportations nettes d'énergie de 2000 à 2018, basé sur la base de données de l'UNCT*



Source: Berdysheva, & Ikonnikova, 2021

2. Études de cas de pays africains exportant du GNL et de l'hydrogène vers l'UE : Nigeria, Angola, Mozambique

Graph 9: *Le gaz naturel en Afrique dans un contexte de transition énergétique mondiale à faible émission de carbone - producteurs existants et émergents, 2022*



Source: Anwa & Neary & Huxham, 2022

Même si l'exploration des frontières pétrolières et gazières en [Afrique subsaharienne](#) se poursuit, le scénario général du secteur pétrolier et gazier africain ces dernières années est celui du retrait et du repli. À mesure que les compagnies pétrolières internationales ont rationalisé leurs portefeuilles, elles ont généralement cherché à céder leurs actifs (Gavin, 2023). Alors que [Shell](#) poursuit ses efforts de cession d'actifs, comme sa participation de 30 % dans la Shell Petroleum Development Company of Nigeria (SPDC), la coentreprise [Eni-BP](#)

Azule Energy a vu les partenaires doubler leurs efforts pour réaliser des économies d'échelle chez l'un des plus grands producteurs d'Afrique, [Angola](#). Cette tendance a coïncidé avec la baisse de la part de l'Afrique dans la production pétrolière mondiale, passant de 12,3 % en 2010 à seulement 8,1 % en 2021 (Gavin, 2023). Cependant, l'un des projets d'exploration les plus intéressants au monde concerne la [Namibie](#), où [TotalEnergies](#) et [Shell](#) poursuivent d'ambitieuses campagnes de forage dans le bassin offshore d'Orange, considéré comme la nouvelle région pétrolière la plus recherchée au monde, avec des ressources « avantagées » et de faibles coûts de production. Les opportunités de production à court terme, qui peuvent ensuite autofinancer les perspectives d'exploration, restent une opportunité clé à la fois pour les pays hôtes, avec des rendements fiscaux à court terme, et pour les investisseurs. Un autre thème clair qui a émergé des récentes activités d'exploration et de production (E&P) en Afrique est que les investissements des compagnies pétrolières ne sont plus dominés par des géants établis tels que l'[Angola](#) et le [Nigeria](#). Les investissements seront répartis dans plusieurs pays, dont le [Sénégal](#), la [Namibie](#) ou encore l'[Ouganda](#). Cependant, la volatilité politique dans de nombreux pays pourrait entraver les progrès du secteur E&P (Gavin, 2023).

2.1 Nigeria : exportateur de gaz vers l'UE

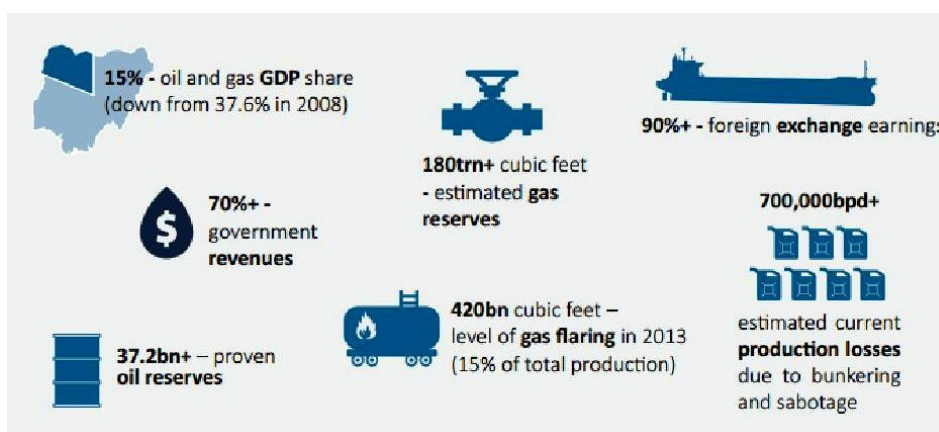
Graph 10: L'infrastructure des pipelines du Nigeria



Source: Olu-Adeyemi, 2020

Le [Nigeria](#) est en tête de la région de [l'Afrique de l'Ouest](#) pour les exportations de [GNL](#) avec 27,6 milliards de mètres cube dans un contexte de perspectives incertaines (Adekoya, 2021). Malgré la forte baisse des taux d'utilisation du GNL dans de nombreuses régions du monde l'année dernière, les exportations de gaz des producteurs d'Afrique de l'Ouest, en particulier du Nigeria, ont fait preuve d'une certaine résilience en 2020, échangeant 27,6 milliards de pieds cubes (bcm) de gaz, sur un total de 39. Bcm échangés par la région. En 2019, les exportations du pays ont diminué de 1 %, ce qui n'est pas loin de la capacité de 30 Gm3/an (22 millions de tonnes/an) de l'installation Nigeria LNG (NLNG) à six trains (Adekoya, 2021). Le plus grand train GNL 7 du Nigeria, une extension en cours de construction au terminal GNL du Nigeria à [Bonny Island](#), augmentera encore une fois considérablement la consommation de gaz du pays. Il s'agit de l'un des projets de construction les plus ambitieux au Nigeria, juste derrière la [raffinerie de Dangote](#), presque achevée ([LNG Train 7](#), en. Wikipedia).

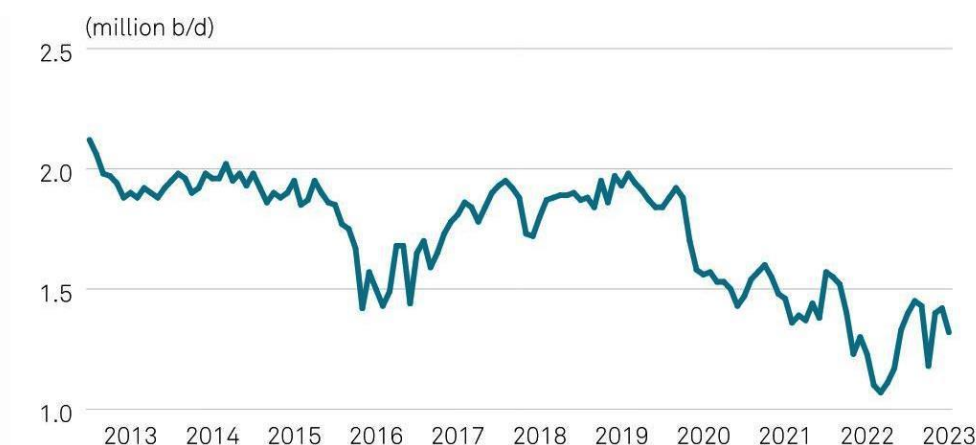
Graph 11: Le secteur pétrolier et gazier du Nigeria en chiffres



Source: Ighalo & Enang & Nwabueze, 2020

Le système d’approvisionnement en gaz du [Nigeria](#) est toujours biaisé et favorise les exportations plutôt que l’utilisation intérieure. Cela laisse insatisfaits les deux objectifs qui ont toujours été la politique gazière du Nigeria : des recettes en devises solides et une stimulation de l’économie nationale. Jusqu’à présent, aucun des deux n’a été réalisé (Gbakon et Ojaraida, 2020). Les revenus du gouvernement fédéral provenant du NLNG orienté vers l’exportation, de 43 milliards de dollars au cours des vingt dernières années, représentent à peu près le même montant distribué en moyenne chaque année aux États par l’intermédiaire du Comité fédéral des comptes d’allocation (FAAC). Alors que l’approvisionnement en gaz domestique est suffisant pour produire seulement 16 W d’électricité par habitant, le niveau le plus bas en comparaison avec certains pays africains (Gbakon, & Ojaraida, 2020).

Graph 12: La production pétrolière (et gazière) nigériane s’est effondrée ces dernières années

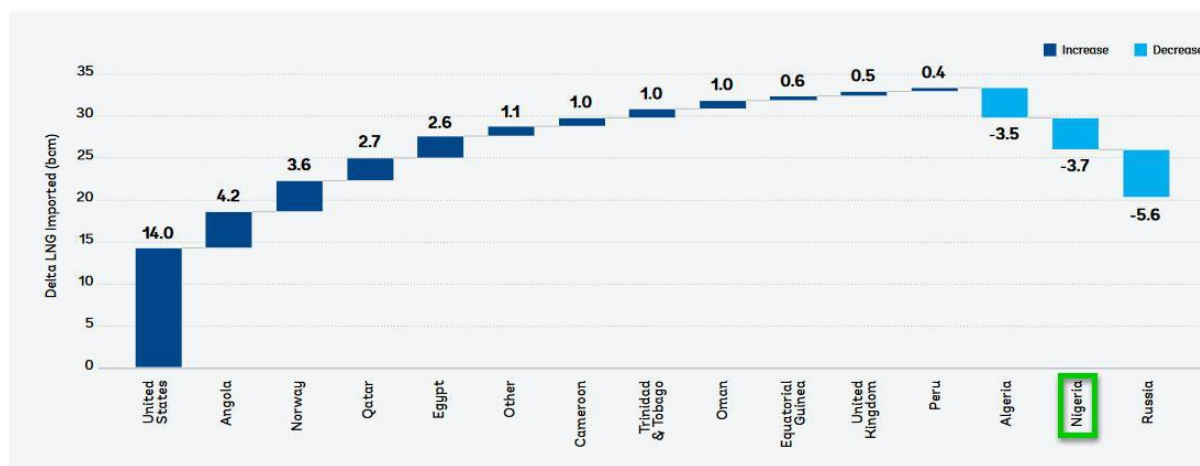


Source: Platts OPEC Survey

Source: Mitchell, 2023

Les exportateurs de gaz africains diminueront collectivement de plus de 6 % en 2020, passant de 39,7 mtpa en 2019 à 37,3 mtpa en 2020. Cela s’est accompagné d’une forte baisse des taux d’utilisation du [GNL](#) dans d’autres parties du monde en 2020, en particulier aux [États-Unis](#), plus grand acheteur de gaz nigérian, au cours de l’été 2020, tandis que l’[Égypte](#), qui est exposée aux marchés au comptant, a presque complètement interrompu ses exportations de GNL entre avril et septembre 2020 (Adekoya, 2021).

Graph 13: Évolution des importations de GNL des pays exportateurs de gaz vers l'UE, 2021 et 2022²



Source: UN Comtrade

Source: © Worldbank, 2023

Le gaz a reçu de plus en plus d'attention, comme le montrent les mesures politiques délibérées prises par le gouvernement à plusieurs reprises, par ex. la promulgation de la loi fiscale NLNG en 1989, l'introduction de la disposition de l'Accord-cadre sur le gaz associé (AGFA) dans le PPTA en 1998, les incitations pour les projets d'utilisation du gaz dans la Loi sur l'impôt sur les sociétés (CITA) introduite en 1998 et 1999, la tarification du gaz politique de 2008, le cadre de politique nationale du gaz de 2016 et plus récemment les réglementations sur les gaz de torchère de 2018. Ils visaient tous les différents composants de la chaîne de valeur du gaz, à savoir la production en amont, le développement du secteur de marché, la tarification, le prélèvement et utilisation en aval associée (Gbakon, & Ojaraida, 2020).

Néanmoins, il existe encore un potentiel d'exportation de gaz pour le [Nigeria](#), sachant que l'Afrique consomme 63 % de sa production totale de gaz et que le Nigeria approvisionne ses voisins via le [gazoduc ouest-africain](#), depuis la région nigériane d'Escravos dans la région du [delta du Niger](#) jusqu'au [Bénin](#), au [Togo](#) et au [Ghana](#). Il s'agissait du premier système régional de transport de gaz naturel en Afrique subsaharienne. Le gaz nigérian est principalement destiné à la production d'électricité (Adekoya, 2021).

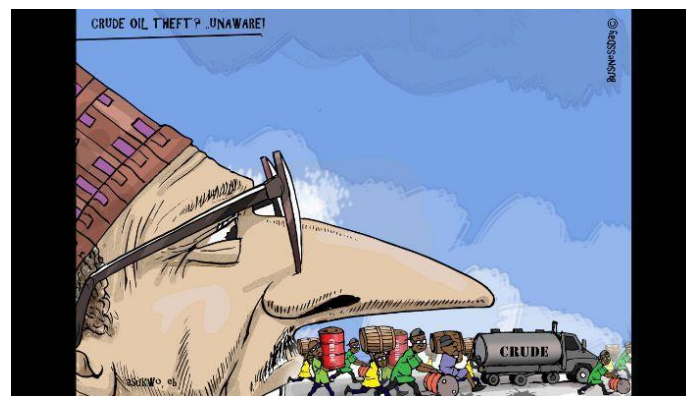
Cependant, seule une petite quantité de pétrole et de gaz nigériens est exportée vers l'[UE](#). Le Nigeria n'a pas été en mesure d'exploiter la demande européenne en raison de [l'invasion russe en cours de l'Ukraine](#) (Mitchell, 2023). Avec ses infrastructures d'exportation limitées et le projet de gazoduc transsaharien étant encore retardé par le [coup d'État militaire au Niger](#), le Nigeria s'est retrouvé incapable de satisfaire la demande européenne croissante de gaz suite à l'invasion de l'Ukraine par la Russie. Le Nigeria n'a exporté que 9,06 millions de tonnes de GNL vers l'Europe en 2022, selon les données de S&P Global, soit légèrement en dessous de son chiffre de 2021 de 9,58 millions de tonnes (Mitchell, 2023). Les prix record du gaz, qui ont contribué à la montée en flèche des factures énergétiques de l'Europe, auraient pu fournir à l'économie nigériane des recettes en devises étrangères indispensables, comparables aux niveaux de la [crise pétrolière de 1973](#) ou de la manne pétrolière de la crise du [guerre du Golfe au début des années 1990](#) (Oladipo, 2022).

² Nigeria, comparaison depuis le début de l'année en novembre car il s'agit des dernières données disponibles pour 2022.

Mais, au Nigeria, on craint de plus en plus que les [militants](#) ne reprennent leurs attaques régulières contre les infrastructures pétrolières et gazières. En novembre 2021, un gazoduc dans [l'État de Rivers](#) a été endommagé par des explosions, qui ont eu un impact sur la production pétrolière et gazière et ont brièvement suspendu les exportations de brut nigérian de Brass River. Plus tôt en janvier 2021, les habitants de la communauté d'Oduoha, dans le conseil d'Emohua de l'État de Rivers, ont été plongés dans la panique après qu'un gazoduc exploité par [Nigerian LNG Limited \(NLNG\)](#) et Nigeria Agip Oil Company (NAOC) ait traversé la communauté jusqu'à un terminal à [Bonny Island](#), a explosé (Adekoya, 2021). Les perspectives sont donc incertaines, puisqu'une coalition d'anciens rebelles pétroliers du delta du Niger, désormais connue sous le nom de [Reformed Niger Delta Avengers \(RNDA\)](#), a déclaré le 6 janvier 2021 qu'elle menaçait de reprendre les attaques contre les installations. Les premiers [Niger Delta Avengers](#) ont été responsables de la majeure partie des attaques contre les infrastructures pétrolières du Nigeria en 2016. Le Nigeria est relativement exposé au marché spot avec environ 50 % de ses exportations de [GNL](#) vendues au comptant ou à court terme en 2019 (Adekoya, 2021).

En outre, le vol de pétrole en cours a eu un impact plus grave au moment même où l'approvisionnement en gaz NLNG diminuait. Une grande partie du gaz d'alimentation fourni au projet NLNG du Nigeria à Bonny Island provient du [gaz associé](#). Par conséquent, la baisse de la production pétrolière du pays due à des problèmes en amont et au vol de pétrole brut a également entraîné une réduction significative de l'approvisionnement en gaz d'alimentation. L'augmentation des vols de pétrole brut a submergé le secteur énergétique du Nigeria, le volume de gaz de Nigeria LNG Limited (NLNG) destiné aux marchés internationaux ayant diminué de 38 % (Oladipo, 2022).

Cartoon 3: Vol de pétrole brut ? Ignorant!³



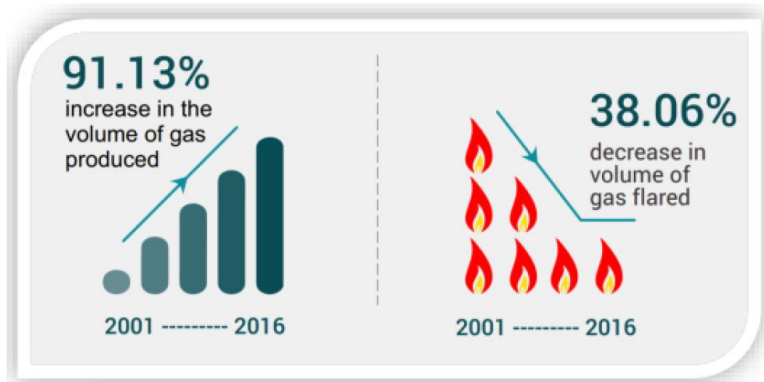
Source: © [Business-Day](#), Oladipo, 2022

Enfin, la [pollution de l'environnement](#) due au [torchage des gaz](#) constitue un problème grave au Nigeria, avec un impact négatif à l'échelle mondiale depuis des décennies. Le torchage du gaz dans le [delta du Niger](#) est le plus grand pollueur environnemental au monde. Plus de gaz est torché au Nigeria que partout ailleurs dans le monde. Les estimations sont notoirement peu fiables, mais environ 2,5 milliards de pieds cubes de gaz associé au pétrole brut sont ainsi gaspillés chaque jour. Cela équivaut à 40 % de la consommation totale de gaz naturel de l'Afrique en 2001. Les torchères ont émis plus de gaz à effet de serre que toute l'Afrique subsaharienne réunie. Et les éruptions contiennent un cocktail de toxines qui affectent la santé et les moyens de subsistance des communautés locales, exposant les habitants du delta du

³ Caricature représentant le président nigérian Muhammadu Buhari (2015 à 2023) apparemment indifférent à la hausse des vols de pétrole © [Business-Day](#), Oladipo, 2022.

Niger à un risque accru de décès prématurés, de maladies respiratoires infantiles, d'asthme et de cancer (Zibima & Jack, 2020; Osuoka, 2002).

Graph 14: Tendances de la production et du torchage de gaz au Nigeria



Source: Ighalo. & Enang & Nwabueze, 2020

Outre les graves conséquences environnementales du [torchage du gaz](#), cette pratique reste imprudente à la lumière de la crise énergétique mondiale imminente dans les décennies à venir (Ighalo. & Enang & Nwabueze, 2020). Le potentiel du sous-secteur gazier nigérian peut être pleinement exploité si les mécanismes de commercialisation sont mis en place conformément au plan directeur du gaz. Le Plan directeur du gaz nigérian de 2006 a été mis en place pour stimuler la croissance économique du pays à travers le développement du sous-secteur du gaz naturel (un sous-secteur de l'industrie pétrolière). Les éléments clés du Plan directeur gazier sont l'obligation d'approvisionnement en gaz national, le cadre de tarification du gaz et le très important plan d'infrastructure gazière. Le plan a été présenté avec quelques objectifs clé. L'achèvement d'un réseau complet de gazoducs et la promotion des investissements directs étrangers sont de bons moyens de réaliser l'initiative de commercialisation. Environ 3,5 milliards de dollars d'investissements seront investis dans le pays pour atteindre les objectifs de commercialisation des torches de gaz d'ici 2020 (Ighalo. & Enang & Nwabueze, 2020).

Graph 15: Le coût d'opportunité du torchage du gaz au Nigeria



Source: Ighalo. & Enang & Nwabueze, 2020

Malheureusement, le manque de cohérence des politiques en matière de torchage du gaz, y compris les efforts d'atténuation du changement climatique, a été ralenti par la politique partisane, la [mauvaise gouvernance](#), le manque de conformité réglementaire et les conflits politiques entre la [protection de l'environnement](#) et les priorités de développement économique. Le Nigeria a besoin de toute urgence d'un engagement inclusif des parties

prenantes dans tous les secteurs et niveaux de gouvernement local et régional, d'un renforcement des institutions fédérales, d'une réévaluation des aspirations économiques grâce à la diversification des revenus et d'un leadership capable de tempérer le pouvoir des compagnies pétrolières internationales (CIO) d'exploiter la complexité du secteur pétrolier et d'un renforcement de la structure de gouvernance à plusieurs niveaux (Aigbe & Stringer & Cotton, 2023).

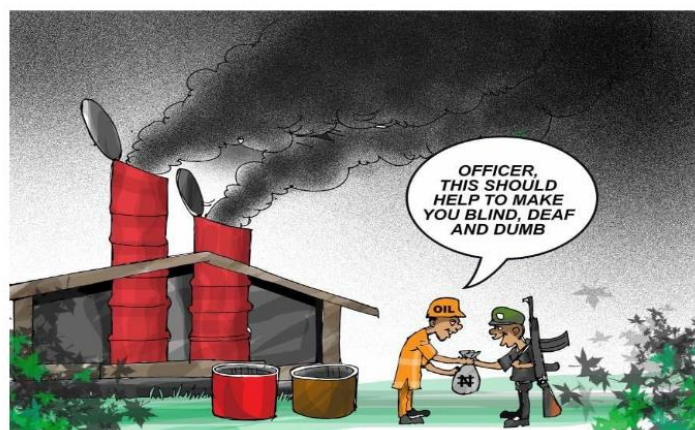
Caricature 5: *caricature sur la pollution de l'environnement causée par des décennies de torchage de gaz, Nigeria*



Source: © Today's Woman (TW) Magazine Nigeria; Zibima & Jack, 2020

Plusieurs groupes pro-environnementaux ont émergé dans tout le [delta du Niger](#), s'appuyant jusqu'à présent fortement sur les campagnes locales et les médias traditionnels pour tenir le gouvernement nigérian, les compagnies pétrolières et autres pollueurs responsables de la protection et de la durabilité de l'environnement. Récemment, de nouvelles plateformes de [médias sociaux](#) ont fourni des structures alternatives viables pour l'activisme et le plaidoyer environnemental dans la région, notamment l'utilisation de l'art dans les messages de plaidoyer et de sensibilisation du public. L'utilisation réussie d'images et de dessins animés pour traduire l'ineptie et la corruption du gouvernement dans la réglementation environnementale souligne son utilité et son impact (Zibima et Jack, 2020). Entre autres choses, la campagne « Stop the Soot » (« arrêtez la suie ») a marqué un tournant dans l'émergence d'une nouvelle forme de plaidoyer qui utilise les nouveaux médias et les arts visuels pour exiger un changement environnemental et une responsabilisation. Cela a attiré l'attention non seulement du gouvernement nigérian, mais également des membres de la communauté internationale tels que les [Nations Unies](#) et [l'Organisation mondiale de la santé](#) (Zibima & Jack, 2020).

Caricature 6: *Animation de la corruption des régulateurs par les pollueurs*



Source: © Zibima & Jack, 2020

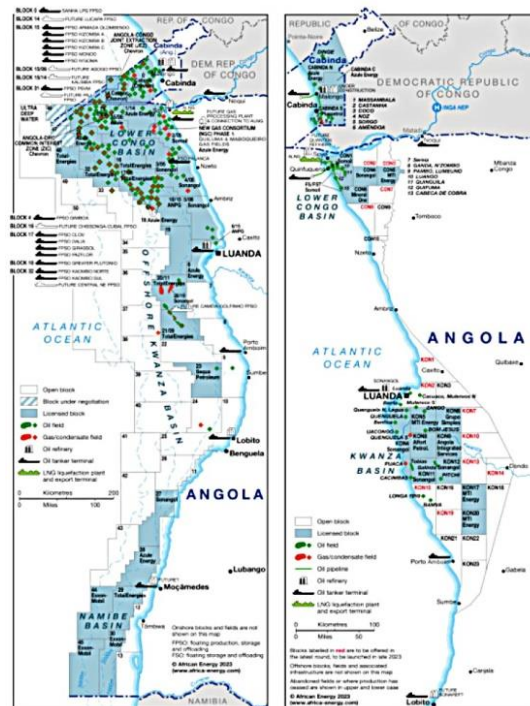
Caricature 7: Chargement... la bombe à retardement mondiale du delta du Niger!⁴



Source: © Francis Odupte, cartoonmovement.com (clipping, 2023)

2.2 Angola : exportateur du gaz vers l'UE

Graph 16: Carte des infrastructures pétrolières et gazières de l'Angola⁵



Source: © African Energy, No. 484, 14 mai 2023

⁴ Francis Odupte est un artiste visuel et journaliste nigérian. Il a remporté des prix médiatiques internationaux grâce à ses caricatures et ses reportages. Il est le fondateur et PDG d'African Press Cartoon, une start-up médiatique et ludo-éducative basée à Benin City, dans l'État d'Edo, au Nigeria. (Francis Odupte, Bio (extrait), cartoonmovement.com, consulté le 5 décembre 2023).

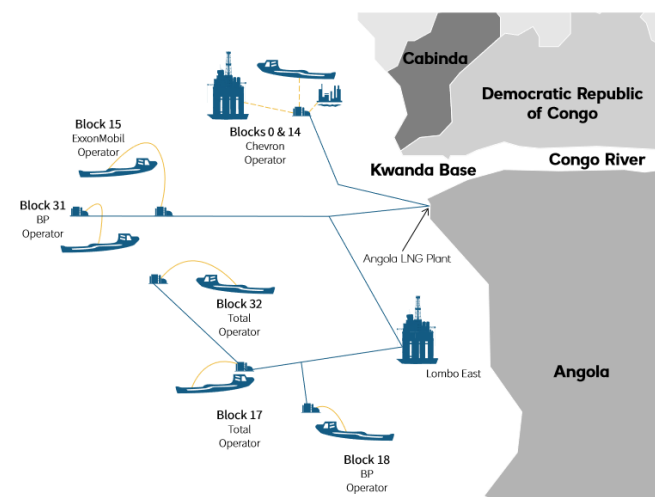
⁵ Carte du secteur des hydrocarbures en Angola, montrant les infrastructures associées en aval telles que les oléoducs et gazoducs, les terminaux pétroliers, les raffineries et les installations de GNL. (à gauche : installations offshore ; à droite : installations à terre ; navire vert : usine et terminal GNL de Soyo ; (au sud de Cabinda) ; navires noirs : terminal pétrolier) (African Energy, numéro 484, 14 mai 2023).

L'Angola est le deuxième pays exportateur d'hydrocarbures d'Afrique australe (Claramunt Torche, 2019). L'Angola et la Guinée-Équatoriale sont deux producteurs établis d'ASS qui se concentrent principalement sur la maximisation de la valeur de leurs réserves de gaz grâce aux exportations de GNL, plutôt que sur la croissance de la demande intérieure (Anwar & Neary & Huxham, 2022). La demande intérieure de gaz de l'Angola devrait rester relativement stagnante, même dans le cadre de scénarios de croissance économique optimistes, en raison du manque d'infrastructures de gazoduc nationales, associé à un système énergétique déjà dominé par l'hydroélectricité et un approvisionnement en fioul bon marché. L'approvisionnement en GNL de l'Angola provient exclusivement de forages offshore à l'ouest de l'estuaire du Congo (voir graphique 17), qui produisent des volumes de gaz associé qui autrement auraient été gaspillés par le torchage (Anwar & Neary & Huxham, 2022).

Toutefois, la production de gaz associé ne s'applique qu'en théorie. Depuis sa mise en service, l'usine a subi des interruptions de production répétées en raison de pannes techniques, notamment un arrêt de deux ans, de 2014 à 2016. Lors des pannes techniques, le gaz qui résulte inévitablement de la production pétrolière a été torché. La traînée de fumée était visible à des kilomètres pendant des années. Ces problèmes ont considérablement augmenté le coût de l'usine (Hydrocarbons-Technology (2023)).

Le projet Angola GLN, très attendu, était un programme intégré d'utilisation du gaz comprenant des opérations offshore et onshore à Soyo, à l'embouchure du fleuve Congo, au sud de la province de Cabinda. Le terminal GNL se compose d'un seul train de liquéfaction de gaz naturel, d'une capacité de 5,2 millions de tonnes métriques par an (mtpa), soit 0,75 milliard de pieds cubes par jour (bcfd). Elle appartient à Angola LNG Ltd., un consortium composé de Chevron (36,4 %), de la compagnie pétrolière nationale angolaise Sonangol (22,8 %), Eni SPA (13,6 %), Total (13,6 %) et BP (13,6 %). La construction s'est achevée en 2012 et le premier gaz liquéfié a été produit en 2013 (Hydrocarbons-Technology, 2023).

Graph 17: Carte des infrastructures offshore angolaises



Source: "Gas supply"

¹⁹ Namibian exports would likely flow via electrons, rather than gas molecules, as gas could be fed to new combined cycle gas turbine plants (CCGTs) in the country and exported to South Africa using existing transmission lines.

Source: Anwar & Neary & Huxham, 2022

Mais en mai 2021, le terminal méthanier commençait à être épuisé. BP, Chevron, Eni, Total et Sonangol ont annoncé qu'ils regrouperaient leurs portefeuilles angolais existants dans une coentreprise et lèveraient des fonds pour profiter des futures opportunités d'exploration, de développement et de croissance potentielle du portefeuille, tant en Angola que dans la région. Le nouveau gaz proviendra dans un premier temps des champs de Quiluma et Maboqueiro. Le

projet comprend deux plates-formes de tête de puits offshore, une usine de traitement de gaz terrestre et un raccordement au terminal GNL d'Angola pour la commercialisation des condensats et du gaz via des cargaisons de GNL. Les activités d'exécution du projet devraient commencer en 2022, avec le premier gaz prévu pour 2026 et une production plateau attendue de 330 mmscf/j (environ 4 milliards de mètres cube par an) (Hydrocarbons-Technology, 2023).

Les exportations de gaz de la [Namibie](#) voisine se feront probablement sous forme d'électricité plutôt que de gaz, car le gaz pourrait être injecté dans la nouvelle [centrale à gaz à cycle combiné](#) (CCGT) du pays et exporté vers [l'Afrique du Sud](#) à l'aide des lignes de transport existantes (Anwar & Neary & Huxham, 2022).

Caricature 8: 'Qu'il s'agisse de biocarburant ou de GNL, ... toujours [MPLA!](#)'⁶



Source: © Redacção F8, 2023

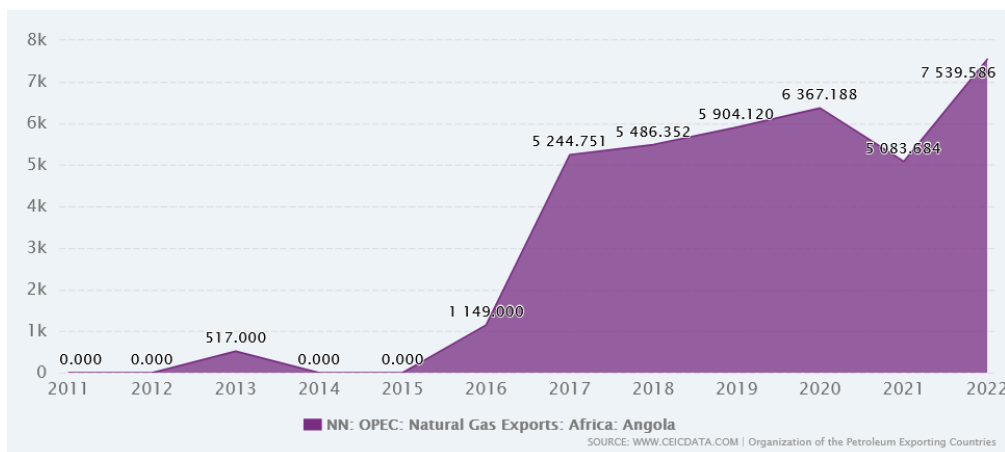
En outre, le gouvernement de [Luanda](#) a annoncé en novembre 2023 son intention de produire, avant 2030, des [biocarburants](#) destinés à un usage domestique et à l'exportation, avec un investissement initial d'environ 20 milliards de dollars (environ 19 milliards d'euros) (Redacção F8, 2023). L'Agence nationale du pétrole, du gaz et des biocarburants (ANPG) a présenté la stratégie d'introduction des biocarburants, qui combine les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre, de développement technologique et de transition énergétique, entre autres. La stratégie avait déjà été approuvée en 2009 pour répondre aux engagements du [protocole de Kyoto](#). On s'attendait à ce que cela ait un impact significatif sur les importations angolaises de produits pétroliers en raison de l'insuffisance de la capacité de raffinage nationale, contribuant ainsi à des économies de devises. [Sonangol](#), la compagnie pétrolière publique (contrôlée par le [MPLA](#) au pouvoir) et [Eni](#), ont signé un protocole d'accord pour la construction d'une [bioraffinerie](#) (Redacção F8, 2023). Cela pourrait contribuer à la mise en œuvre de la stratégie de transition énergétique de la Sonangol, qui prévoit l'identification et l'évaluation de plusieurs opportunités, telles que les filières agro-industrielles pour la production de biocarburants bas carbone, la valorisation de la biomasse résiduelle et la promotion des synergies entre [filieres de production agricole](#) et [bioénergie](#). Le but ultime de cette stratégie n'était pas seulement de produire du pétrole pour l'exportation, mais aussi de le traiter en Angola, d'avoir ses propres bioraffineries réparties dans tout le pays, de produire localement, d'utiliser le produit final en interne et d'en exporter une partie.

⁶ Faisant référence à la corruption généralisée du gouvernement [MPLA](#) angolais par la [Sonangol](#) et son successeur, l'ANPG (Redacção F8, 2023).

L'investissement initial des premières années était estimé entre 12 et 20 milliards de dollars, avec une étude de faisabilité à réaliser à court terme en 2024 (Redacção F8, 2023). Apparemment, [Luanda](#) ne s'est pas souciée du débat international controversé sur plusieurs inconvénients associés à l'utilisation des [biocarburants](#), y compris le débat « aliments contre carburant », les méthodes de production de biocarburants étant durables ou non, conduisant à la [déforestation](#) et à la [perte de biodiversité](#).

En ce qui concerne les exportations de gaz, l'[Angola](#) se classe seulement parmi les pays « également classés » au bas des 208 pays répertoriés dans le monde, au moins jusqu'en 2015.

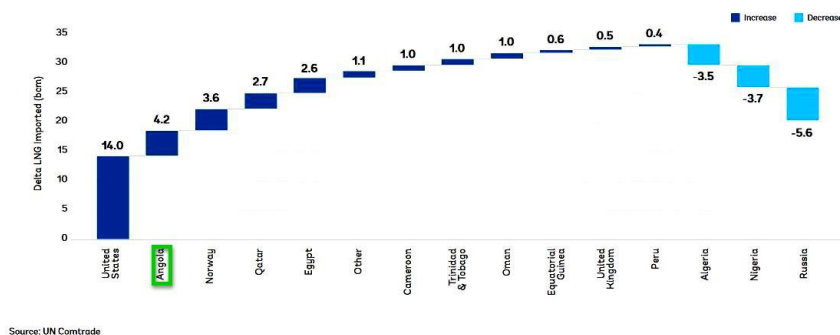
Graph 18: Gaz naturel de l'Angola : exportations de 2011 à 2022



Source: © CEIC, 2023

[Luanda](#) et les médias angolais ne semblent pas considérer l'[UE](#) comme un acteur énergétique dominant. Tous deux mettent en avant les relations énergétiques bilatérales du pays avec certains États européens spécifiques. Les termes « [UE](#) » et « [Europe](#) » sont principalement utilisés pour fournir un contexte géographique à chaque État européen ou pour décrire l'un des marchés du pétrole et du gaz angolais. Contrairement au [Partenariat énergétique Afrique-UE](#) (PAEE) de 2018, qui prévoit la construction d'infrastructures de transport et une augmentation globale des exportations de pétrole et de gaz vers les pays de l'UE, aucune mesure de ce type n'est incluse dans les documents sur les relations bilatérales UE-Angola (Tichý, 2021).

Graph 19: Évolution des importations de GNL des pays exportateurs de gaz vers l'UE, 2021 et 2022⁷



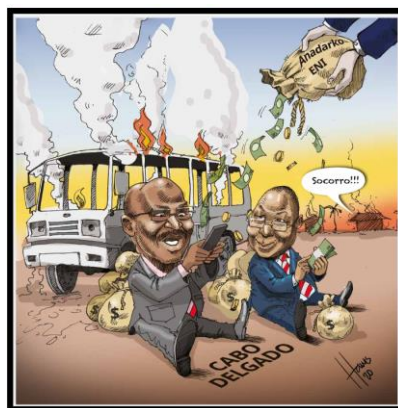
Source: © Worldbank, 2023

⁷ [Angola](#), comparaison depuis le début de l'année en novembre car il s'agit des dernières données disponibles pour 2022.

Plus particulièrement, l'[UE](#) a considérablement augmenté ses importations de gaz sous forme de [GNL](#) en provenance des [États-Unis](#), de l'[Angola](#) et de la [Norvège](#). Outre la réduction significative des importations de gaz en provenance de [Russie](#), il y a également eu une diminution des importations globales de gaz via le [gazoduc](#) en provenance d'[Algérie](#) et via [GNL](#) en provenance du [Nigeria](#) et de l'[Algérie](#) (WB 2023).

2.3 Mozambique: exportateur du gaz vers l'UE

Caricature 9: *Les gisements gaziers mozambicains de [Cabo Delgado](#) menacés par les terroristes - Le président mozambicain [Filipe Nyusi](#) bénéficie d'argent frais d'[Eni](#) et d'[Anadarko](#)*



Source: © [Canalha de Mocambique](#), *Suplemento humorístico*, 18 March 2020

En 2010-2011, [Anadarko Petroleum](#) (rachetée par [Occidental petroleum](#) en 2019) et [Eni](#) ont découvert le [champ gazier de Mamba Sud](#), des réserves récupérables de 4 200 milliards de mètres cube (150 000 milliards de pieds cubes) de [gaz naturel](#) dans le bassin de [Rovuma](#), au large de la côte nord de la [province de Cabo Delgado](#). Une fois développé, cela pourrait faire du [Mozambique](#) l'un des plus grands producteurs de gaz naturel liquéfié au monde. La production devait démarrer en 2018, mais a été retardée par les attaques des [terroristes islamistes](#) et leur [insurrection en cours à Cabo Delgado](#). La majorité du projet et de ses opérations associées a été attribué à la société TotalEnergies ([Mineral industry of Mozambique](#), en. Wikipedia).

Pour un pays dont l'économie ne produit que 26 milliards de dollars par an et qui est en train de se reconstruire après la [guerre d'indépendance du Mozambique](#) (1964-1975) et la brutale [guerre civile](#) de 16 ans qui a pris fin en 1992, cela semblait prometteur. C'était certainement suffisant pour faire une différence pour le pays, qui se situe depuis des décennies au bas d'une série d'indices mesurant la pauvreté, la santé et l'éducation (Akwagyiram, 2013).

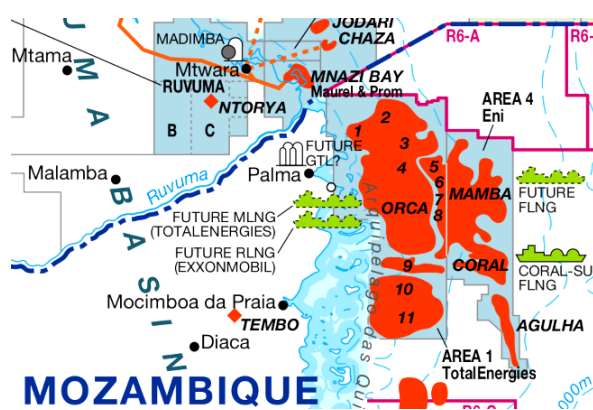
Mais transformer ces richesses nouvellement acquises en capital durable n'a pas été simple, la « [malédiction des ressources](#) » souvent cité pourrait être le résultat final. Une petite élite de la capitale [Maputo](#), associée au parti au pouvoir ([FRELIMO](#)) et ayant de forts intérêts commerciaux, dominait l'économie (Akwagyiram, 2013). Le [Nigeria](#) et la [Norvège](#) sont des exemples de fortunes contrastées illustrant le fait qu'une abondance de ressources naturelles ne conduit pas automatiquement à la richesse et à la prospérité, mais nécessite une [bonne gouvernance](#).

Graph 20: Des chemins divergents et des fortunes divergentes

Nigeria	Norway
\$400bn oil revenue stolen or misspent since 1960	Norway's sovereign fund worth \$670bn (2012)
Nigeria's treasury loses \$6bn a year to oil theft	Norway's annual oil revenue is \$40bn
Nigerian GNI per capita is \$1,200	Norway's GNI per capita is \$88,890

Source: *BBC-news Africa*, Akwagyiram, 2013

Graph 21: Champs de gaz mozambiquiens dans la province de [Cabo Delgado](#) (y compris les [unités FPSO](#) prévues)



Source: Howard, 2023

Avec leurs projets, [TotalEnergies](#), [ExxonMobil](#) et [Eni](#) ont plongé encore plus profondément les citoyens de [Cabo Delgado](#) dans la pauvreté. Les entreprises ont détruit les villages des habitants au bulldozer et les ont forcés à se déplacer vers des [villages de réinstallation](#) (Urgewald, 2023). La population locale est devenue de plus en plus frustrée. Une fois de plus, les puissances et les entreprises étrangères gagnaient de l'argent à leurs dépens. C'était le terrain idéal pour [l'insurrection extrémiste](#). En 2017, quelques années après l'arrivée des compagnies gazières à Cabo Delgado, les terroristes ont commencé à dévaster la région. Ils ont forcé les gens à quitter leurs villages puis les ont incendiés. Depuis 2017, les extrémistes ont tué plus de 4 000 personnes et forcé près d'un million de personnes à fuir. Des milliers d'enfants ont perdu leurs parents en fuyant. Beaucoup ne savent toujours pas où ils se trouvent, comment les retrouver ou s'ils sont encore en vie. La [militarisation](#) globale de la région ne fera qu'augmenter à mesure que l'[UE](#) cherche à protéger le gaz mozambicain destiné à l'Europe (Urgewald, 2023).

Néanmoins, le [navire flottant de gaz naturel liquéfié Coral-Sul](#) d'[Eni](#), au large de la côte nord du Mozambique à [Cabo Delgado](#), a lancé la première expédition de [GNL](#) transportée par un [méthanier](#) parrainé par le [Royaume-Uni](#) pour aider à atténuer la crise énergétique européenne et mondiale de 2021 à 2023 causée par l'[Invasion russe de l'Ukraine](#) (Hill & Nhamirre, 2022).

3. L'infrastructure GNL dans l'UE

Caricature 10: UE – sanctions poreuses

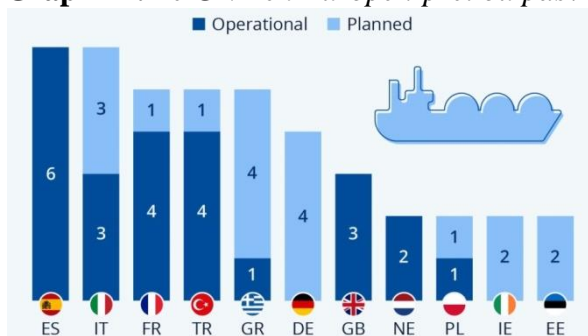


Source: © marian kamensky, toonpool.com, 27 Septembre 2023

À mesure que le système énergétique de l'UE évolue vers une décarbonation totale, le gaz naturel, avec ses caractéristiques relativement faibles en carbone et son approvisionnement abondant, pourrait jouer un rôle intermédiaire important (Sesini & Giarola & Hawkes, 2020). Le GNL peut jouer un rôle stratégique, important sur le marché européen du gaz. La baisse de la production intérieure en Europe de l'Ouest (de 134 milliards de mètres cube en 2015 à 108 milliards de mètres cube prévu en 2020) et les réserves inégalement réparties rendent les pays européens, fortement dépendants des importations de gaz naturel. L'Allemagne, l'Italie et la France font partie des dix premiers importateurs mondiaux, représentant 20 % (en volume) des importations mondiales. Alors que 60 % des besoins en gaz de l'Europe sont satisfaits par un nombre limité de fournisseurs de gaz (la Norvège et la Russie étant les principaux), il est nécessaire de diversifier les sources d'approvisionnement (Sesini & Giarola & Hawkes, 2020).

Mais le GNL à lui seul ne suffit pas à rendre le réseau gazier de l'UE résilient aux chocs de demande. À mesure que les effets du changement climatique deviennent plus évidents, des régions comme l'Europe verront non seulement leur température moyenne mondiale augmenter, mais seront également plus exposées à des phénomènes météorologiques intenses et inattendus, où les sources d'énergie ne peuvent pas être facilement mobilisées pour équilibrer la demande énergétique. Il est donc crucial de prendre en compte l'interdépendance du stockage du GNL et du gaz naturel pour accroître la résilience du réseau gazier de l'UE (Sesini & Giarola & Hawkes, 2020).

Graph 21: Le GNL en Europe : prêt ou pas? ⁸



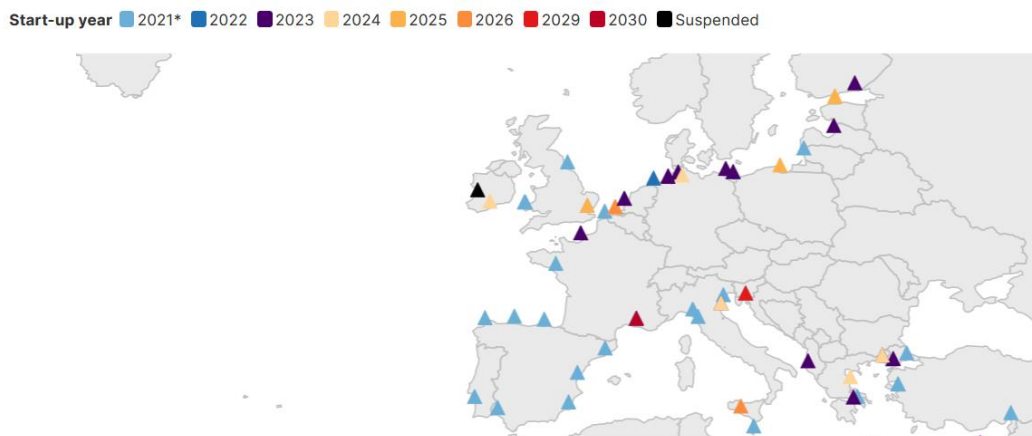
Source: Gas Infrastructure Europe, *statista*, Armstrong, 2022

⁸ Pays européens avec les terminaux d'importation de GNL les plus opérationnels/prévus (novembre 2022). Agrandissement prévu/en construction des terminaux existants non illustré.

Bien que l'UE ait convenu d'un plan visant à réduire la consommation de gaz naturel de 15 % au cours de l'hiver 2022/23 par rapport à la moyenne quinquennale précédente, le gaz n'est pas près de disparaître en tant que source d'énergie. L'une des réponses européennes à la crise consiste à augmenter les importations de gaz naturel liquéfié (GNL). En contournant les gazoducs venant de l'Est, les [terminaux méthaniers](#) ouvrent la voie à un éventail plus large de fournisseurs potentiels. Jusqu'à présent, l'un des principaux bénéficiaires de ce changement a été les [États-Unis](#). Au premier semestre 2022, les États-Unis sont devenus le premier fournisseur mondial de GNL, avec 71 % de leurs exportations destinées à l'[UE](#) et au [Royaume-Uni](#) (Armstrong, 2022). L'[Allemagne](#), le plus grand État membre de l'UE en termes de population et de puissance économique, et qui a sans doute développé la plus grande dépendance à l'égard des approvisionnements en [gaz russe](#) malgré les avertissements internationaux répétés, a annoncé la construction de quatre terminaux d'importation de GNL depuis le début de [l'invasion de l'Ukraine par la Russie](#). Ce seront les premiers terminaux du pays (Armstrong, 2022).

Par exemple, le service public tchèque [CEZ](#) (CEZP.PR) a réservé 2 milliards de mètres cube (bcm) de capacité annuelle pour un terminal terrestre encore à construire pour le gaz naturel liquéfié (GNL) qui sera importé à [Stade](#), sur l'[Elbe](#), à partir de 2027, stimulant la construction d'infrastructures de transport et garantissant l'approvisionnement énergétique futur (Eckert, 2023). En attendant que des terminaux fixes soient disponibles, l'Allemagne utilise des terminaux flottants de stockage et de regazéification ([FSRU](#)) pour aider à remplacer les approvisionnements en gaz russe par gazoduc. Trois FSRU opèrent dans les ports de [Wilhelmshaven](#), [Brunsbuttel](#) et [Lubmin](#) après que l'Allemagne a organisé leurs charters et leurs connexions terrestres. Wilhelmshaven, Stade et [Mukran](#) (à Sassnitz), un port sur l'île de [Rügen](#) dans la [mer Baltique](#) qui sera relié à Lubmin sur la terre ferme, devraient recevoir des FSRU supplémentaires pour l'hiver 2023/24 (Eckert, 2023).

Graph 22: Terminaux de regazéification de GNL en Europe



Source: Gas Infrastructure Europe, IEEFA • *Terminals installed in or before 2021.

Source: © IEEFA, 2023

L'industrie allemande et le gouvernement ont également renforcé la capacité des terminaux en prévision de l'utilisation accrue d'[hydrogène](#) sur les sites, qui, s'il est produit à partir d'[énergies renouvelables](#), peut contribuer à la transition vers une économie à faibles émissions de carbone (Eckert, 2023). L'entreprise publique Deutsche Energy Terminal a organisé des enchères pour la capacité de regazéification de 2024 à [Brunsbuttel](#) et [Wilhelmshaven 1](#) en novembre 2023 et a prévu des rondes à [Stade](#) et Wilhelmshaven 2 en

décembre. La société privée Deutsche ReGas a annoncé en août que ses fournisseurs avaient réservé 4 milliards de mètres cubes de capacité par an pendant 10 ans à [Mukran](#), où elle prévoit de déployer deux FSRU pour approvisionner la région. Elle a affrété un deuxième FSRU, le « Transgas Power », d'une capacité de regazéification de 7,5 milliards de m³, pour compléter le « Neptune » actuellement en opération à [Lubmin](#). Le GNL de Mukran devrait être acheminé vers les réseaux terrestres à partir du premier trimestre 2024 via le nouveau pipeline de [Gascade](#). Le projet a suscité une opposition locale. Cependant, deux recours en justice déposés par les groupes environnementaux [DUH](#) et [NABU](#) ont été rejetés par le Tribunal administratif fédéral en septembre 2023 (Eckert, 2023).

Utility [Uniper](#) (UN01.DE) a lancé le premier FSRU d'Allemagne, [Wilhelmshaven 1](#), dans le port en eau profonde de la [mer du Nord](#) en décembre 2022 (Eckert, 2023). [Tree Energy Solutions](#) (TES) exploitera un deuxième FSRU, Wilhelmshaven 2, pendant cinq ans à partir de 2023. Uniper prévoit d'ajouter un terminal de réception d'[ammoniac](#) terrestre et un craqueur dans la seconde moitié de la décennie. L'ammoniac devrait être utilisé comme vecteur de l'[hydrogène](#), dont la faible densité rend difficile son transport sur de longues distances (Eckert, 2023).

La [Commission européenne](#) a approuvé une mesure de soutien de 40 millions d'euros pour le terminal terrestre de gaz naturel liquéfié ([GNL](#)) de [Brunsbuttel](#), en mer du Nord, citant sa contribution à la sécurité et à la diversification de l'approvisionnement (Eckert, 2023). Le FSRU de Brunsbuttel, exploité par la branche commerciale de [RWE](#) (RWE.GE), sera mis en service à la mi-avril 2023. Il s'agit du précurseur d'une usine de GNL terrestre, qui bénéficie désormais d'un ensemble de soutien gouvernemental approuvé et pourrait être opérationnel d'ici fin 2026 lorsqu'un terminal d'ammoniac adjacent pourrait également être mis en service. La banque d'État [KfW](#) (KfW.UL), Gasunie et RWE sont actionnaires, et Shell (SHELL) s'est engagée à réaliser des achats importants. Le coût total du terminal terrestre est de 1,3 Md € (Eckert, 2023).

Cependant, l'utilisation du [gaz naturel liquéfié](#) est controversée. [L'Agence fédérale allemande de l'environnement](#) affirme que l'utilisation accrue du GNL, en particulier par rapport au gaz transporté par [gazoduc](#), ne peut être justifiée du point de vue de la [politique climatique](#) et de [l'efficacité énergétique](#). Néanmoins, l'agence affirme qu'une expansion des infrastructures de GNL tout au long de la transition vers une énergie plus propre pourrait contribuer à améliorer la sécurité de l'approvisionnement ainsi qu'à accroître la concurrence (Armstrong, 2022).

De plus, plus de la moitié des actifs d'infrastructures [GNL](#) en Europe (voir graph 1) pourraient rester inutilisées d'ici 2030 (IEEFA, 2023). La capacité de GNL de l'Europe en 2030 sera supérieure à la demande totale projetée de gaz, y compris le GNL et le gazoduc. Il existe un écart significatif entre les infrastructures de regazéification en construction et la demande prévue et projetée de GNL dans tous les pays analysés, le risque le plus élevé d'actifs bloqués étant prévu en [Espagne](#) (50 milliards de mètres cubes), en [Turquie](#) (44 milliards de mètres cubes), au [Royaume-Uni](#) (40 milliards de mètres cube) et en [France](#) (14 Gm³), l'[Italie](#) (10 Gm³) et l'[Allemagne](#) (9 Gm³) en 2030. Les plus grands importateurs de [GNL russe](#) en 2022 étaient la [France](#) (7,4 Gm³), l'[Espagne](#) (5,2 Gm³) et la [Belgique](#) (3,0 Gm³). Cependant, les réseaux sur-conçus sont coûteux à construire et à entretenir (IEEFA, 2023).

4. Conclusion

Caricature 11: *Le ministre allemand de l'Économie [Habeck](#) visite le « continent des opportunités »*⁹



Source: © [mandzel](#), [toonpool.com](#), 4. décembre 2022

L'exportation de gaz naturel liquéfié ([GNL](#)) et d'[hydrogène vert](#) de [l'Afrique subsaharienne](#) vers l'Union européenne ([UE](#)) présente une opportunité incontournable pour la [croissance économique](#), la [sécurité énergétique](#) et la [coopération climatique](#). Alors que l'[UE](#) s'efforce de diversifier ses sources d'énergie et de réduire ses émissions de carbone, [l'Afrique subsaharienne](#) possède d'importantes réserves de [gaz naturel](#) et un potentiel de production d'[hydrogène vert](#), ce qui en fait une région attractive.

[L'Afrique subsaharienne](#) est dotée d'importantes réserves de gaz naturel, notamment dans des pays comme le [Nigeria](#), l'[Angola](#), le [Mozambique](#) et la [Tanzanie](#). Ces réserves pourraient constituer une source fiable de [GNL](#) pour l'[UE](#), aidant ainsi la région à répondre à sa demande énergétique croissante. Pour tirer parti des perspectives d'exportation de GNL, l'Afrique subsaharienne devrait investir dans des installations de liquéfaction, des terminaux de stockage et des infrastructures de transport. Les efforts de collaboration entre les pays africains et l'UE, ainsi que le soutien financier et le [transfert technologique](#), pourraient accélérer le développement de ces infrastructures. Les projets d'exportation de GNL pourraient fournir un élan économique substantiel aux pays d'Afrique subsaharienne, favorisant la création d'emplois, le développement local et l'augmentation des revenus. L'UE, à son tour, bénéficierait d'un approvisionnement diversifié et stable en gaz naturel, contribuant ainsi à la sécurité énergétique.

Mais la construction des infrastructures nécessaires aux exportations de GNL nécessite des [investissements](#) substantiels, notamment de l'[IDE](#). Il peut s'avérer difficile d'obtenir un financement pour de tels projets, et le risque de dépassement des coûts pourrait entraver les progrès. Les [institutions financières internationales](#) et les [partenariats](#) pourraient jouer un rôle essentiel pour surmonter ces défis. La stabilité politique et réglementaire dans les pays africains concernés serait cruciale pour les investissements à long terme dans le secteur énergétique. Les pays d'Afrique subsaharienne doivent démontrer leur engagement à créer un environnement commercial stable, tandis que l'[UE](#) devrait s'engager dans des efforts diplomatiques, économiques et financiers pour garantir des chaînes d'approvisionnement fiables et sécurisées.

⁹ Caricature : L'écriture sur la valise dit : « hydrogène vert recherché ». Les panneaux de signalisation font référence à la visite de [Robert Habeck](#) en [Namibie](#) et en [Afrique du Sud](#) début décembre 2022.

En outre, [l'Afrique subsaharienne](#) dispose d'abondantes ressources énergétiques renouvelables, telles que [l'énergie solaire](#) et [éolienne](#), qui peuvent être exploitées pour la production [d'hydrogène vert](#). L'engagement de [l'UE](#) en faveur de l'hydrogène vert s'aligne sur le potentiel d'exportation d'hydrogène durable de la région.

Investir dans de nouveaux projets d'[hydrogène](#), axés sur les sources [d'énergie renouvelable](#) et [l'électrolyse de l'eau](#), peut positionner [l'Afrique subsaharienne](#) à long terme comme un acteur clé sur le marché mondial de l'hydrogène. La collaboration avec [l'UE](#) en matière de [transfert de technologie](#) et de partage de connaissances est essentielle pour réaliser ce potentiel. L'exportation d'hydrogène vert contribue aux [objectifs climatiques de l'UE](#) et réduit la dépendance aux combustibles fossiles. Les avantages environnementaux pourraient créer un sentiment positif sur le marché et stimuler davantage d'investissements dans des projets hydrogène.

La mise en place d'une infrastructure d'[hydrogène](#) et le développement de technologies avancées pour une production, un stockage et un transport efficaces posent des défis importants en termes d'obstacles technologiques et infrastructurels. Une collaboration étroite entre les pays [d'Afrique subsaharienne](#) et [l'UE](#), ainsi qu'une assistance technologique, peuvent aider à surmonter ces obstacles.

La concurrence mondiale sur le marché du [GNL](#) et de [l'hydrogène](#) est intense. L'Afrique subsaharienne doit se positionner de manière compétitive, en se concentrant sur des méthodes de production rentables et en garantissant un [cadre réglementaire stable et transparent](#).

En bref, l'exportation de [GNL](#) et d'[hydrogène](#) de [l'Afrique subsaharienne](#) vers [l'UE](#) présente une voie prometteuse pour le [développement économique](#), la coopération énergétique et [l'action climatique](#). Relever les défis nécessite une collaboration stratégique, des investissements et un engagement de la part des deux régions. Grâce à des efforts soutenus, le partenariat a le potentiel de favoriser la [croissance économique](#), de renforcer la [sécurité énergétique](#) et de contribuer à la transition mondiale vers un avenir [énergétique plus durable](#) et à faibles émissions de carbone.

C'est pourquoi [l'UE](#) et ses pays membres, notamment [l'Allemagne](#), la [France](#) et [l'Italie](#), se tournent à nouveau davantage vers les pays [d'Afrique subsaharienne](#) pour créer des alternatives au [gaz russe](#) (Lohmann, 2022). Ils devront également assumer des risques financiers et politiques. En 2022, peu après la visite du chancelier allemand [Olaf Scholz](#) au [Sénégal](#), où il a parlé au gouvernement de l'achat de [GNL](#), il a souligné lors du congrès de l'Association allemande des industries de l'énergie et de l'eau ([BDEW](#)) à [Berlin](#) en juillet 2022 que c'était beaucoup plus prévisible de créer une sécurité d'approvisionnement en établissant de nouvelles [chaînes d'approvisionnement](#) pour le GNL plutôt que d'entrer dans une concurrence acharnée permanente sur le marché mondial (Lohmann, 2022).

Cela soulève la question de savoir quelle contribution [l'Afrique subsaharienne](#) peut apporter à la création de telles nouvelles chaînes d'approvisionnement. [Ayuk NJ](#), président de la Chambre africaine de l'énergie, au [Cap](#), qui a rencontré la chancelière à [Dakar](#), a souligné les grandes réserves de [gaz naturel](#) de l'Afrique ainsi que les efforts visant à développer les infrastructures correspondantes, les [terminaux méthaniers](#), mais aussi les [gazoducs](#) à travers l'Afrique qui pourrait être étendu à travers la [mer Méditerranée](#) jusqu'au [sud de l'Europe](#). Ayuk a également évoqué le problème central du financement de tels projets. Mais Zakaria Dosso, directeur général de la Coopération africaine pour les investissements énergétiques, a averti que l'Afrique doit développer des cadres juridiques justes et fiables pour attirer les

[investissements directs à l'étranger](#) et sécuriser tous les types d'investissements (Lohmann, 2022). C'est peut-être l'une des raisons pour lesquelles, par exemple, en décembre 2022, le ministre allemand de l'Économie, [Robert Habeck](#), a entrepris une tournée de bonne volonté à travers le « continent des opportunités » dans le but de rassembler une coalition des volontaires de fournisseurs de gaz pour l'Allemagne.

Bibliographie :

- Adekoya, Femi** (2021): [Nigeria leads regional LNG export with 27.6bcm amid uncertain outlook](#). *The Guardian* (Lagos), 20 January 2021
- Aczel, M.R.** (2022). [Technological revolution in natural gas developments and LNG: Policy advancements and their implications for national and international markets](#). In: Olawuyi, D.S., Pereira, E.G. (eds) *The Palgrave Handbook of Natural Gas and Global Energy Transitions*. Palgrave Macmillan, Cham, pp. 21-72
- Aigbe, Godwin.O. & Lindsay Stringer & Matthew Cotton** (2023): [Gas flaring in Nigeria: A multi-level governance and policy coherence analysis](#). *Anthropocene Science*, vol. 2, pp. 31–47
- Akwagyiram, Alexis** (2013): [Will Mozambique end up like Nigeria or Norway?](#) *BBC News Africa*, 4 April 2013
- Anwar, Muhammed & Patrick Neary & Matthew Huxham** (2022): [Natural gas in Africa amid a global low-carbon energy transition](#). African Climate Foundation, pp. 1-36
- Armstrong, Martin** (2022) : [LNG in Europe: Ready or not?](#) *Statista*, 30 November 2022
- Agyekum, Ephraim Bonah** (2023): [Is Africa ready for green hydrogen energy takeoff? – A multi-criteria analysis approach to the opportunities and barriers of hydrogen production on the continent](#). *International Journal of Hydrogen Energy*, in press, n.p.
- Bhagwat, Swetha & Maria Olczak** (2020): [Green hydrogen : bridging the energy transition in Africa and Europe](#). Florence School of Regulation, Energy, Research Reports, pp. 1- 34
- Berdysheva, Sofia & Svetlana Ikonnikova** (2021): [The energy transition and shifts in fossil fuel use: The study of international energy trade and energy security dynamics](#). *Energies* 2021, 14 (17), 5396, pp. 1-26
- BMZ** (2021): [Karliczek: Germany and Namibia form partnership for green hydrogen](#). Berlin: Federal Ministry of Education and Research (BMBF)
- Claramunt Torche, Pauline** (2019): [Resource-extraction, urban infrastructure, and resilient planning: Addressing the impact of the LNG industry in Soyo, Angola](#). Theses Master's, Columbia Univ. pp. 1-68
- Czerep, Jędrzej** (2022): [Sub-Saharan Africa may be a new source of gas for the EU](#). PISM Bulletin, PISM Polski Instytut Spraw Międzynarodowych, pp. 1-3
- Eckert, Vera** (2023): [Germany builds up LNG import terminals](#). *Reuters*, online, 23 November 2023
- Eylm, Marc-Antoine** (2023): [A Framework for a win-win Europe-Africa energy and climate partnership](#). Institute of International Relations (Ifri), July 2023, pp. 1-26
- Fox, Benjamin** (2022): [Afrikanische Staaten wittern inmitten der Ukraine-Krise eine Gas-Chance](#). *EURACTIV.com*, 2 March 2022
- Galimova, Tansu et al.** (2023): [Global trading of renewable electricity-based fuels and chemicals to enhance the energy transition across all sectors towards sustainability](#). *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 183, pp. 1-25
- Gavin, James** (2023): [Oil and gas frontier exploration pushes forward in Africa](#). *African Business*, 7 July 2023
- Gbakon, Kaase & Lolo Ojaraida** (2020): [The Nigeria gas landscape: Implications for economic development](#). Paper presented at the SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition, Virtual, *OnePetro*, August 2020, pp. 1-18
- Grobbeelaar, Neuma & Lwazi Ngubevana** (2022): [Ensuring a just energy transition through hydrogen: How the G20 can support Africa](#). South African Institute of International Affairs, pp. 1-19

- Hill, Matthew & Borges Nhamirre** (2022): [Mozambique exports: first LNG to help ease European crunch](#). *Bloomberg*, 13 November 2022
- Howard, Marc** (2023): [Mozambique: ExxonMobil turns to modular design for Rovuma LNG project in Area 4](#). *African Energy Newsletter*, Issue 481 - 30 Mar 2023
- Hydrocarbons-Technology** (2023): [Angola LNG Project, Soyo](#). Online, accessed: 6 December 2023
- IEEFA** (2023): [Over half of Europe's LNG infrastructure assets could be left unused by 2030](#). London: Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA), March 21, 2023, online ,n.p.
- Ighalo, Joshua O. & Wisdom Patrick Enang & Queendarlyn A. Nwabueze** (2020): [Re-evaluating the problems of gas flaring in the Nigerian petroleum industry](#). *World Scientific News*, vol. 7, pp. 76-87
- Kneebone, James** (2022): [Redrawing the EU's energy relations: Getting it right with African renewable hydrogen](#). European University Institute, Policy paper, 26 October 2022
- Kohnert, Dirk** (2022): [The impact of the energy-induced EU recession on Sub-Saharan Africa. MPRA WP No. 114051, SSRN, 4183511WPS](#)
- Kohnert, Dirk** (2022a): [The impact of Russian presence in Africa](#). MPRA paper, No. 112564
- Kohnert, Dirk** (2022b): [Russia and the rise of Islamic terrorism in Sub-Saharan Africa. SSRN No. 4122565](#)
- Kohnert, Dirk** (2023): [On the impact of the 2023 Sudanese war on Africa and beyond](#). *SSRN WP No. 4473724, MPRA Paper No. 117581*
- Kohnert, Dirk** (2023a): [Does Turkey support development in West Africa? The example of Nigeria, Ghana and Ivory Coast](#). MPRA WP 117207
- Kohnert, Dirk** (2023b): [The impact of Israel's Sub-Saharan relations on African migrants in Israel. MPRA Paper 118992. SSRN WPS 4615874](#),
- Komminoth, Leo** (2022): [EU unveils plans to boost African LNG and hydrogen links](#). *African Business*, 20 May 2022
- Lochner, Stefan & David Bothe** (2007): [From Russia with gas: an analysis of the Nord Stream pipeline's impact on the European Gas Transmission System with the TIGER-Model](#). *EWI Working Paper*, No 07.02, pp. 1-19
- Lohmann, Heiko** (2022): [Versorgungssicherheit: LNG aus Afrika, eine Alternative zu russischem Gas?](#) Hamburg: EEK, DVV Media Group GmbH, 17 June 2022
- Mitchell, Charlie** (2023): [Niger coup, financing woes rock Nigeria's plan to supply gas to Europe](#). *S&P Global – Commodity insights*, 8 September 2023 (online, n.p.)
- Nwankwo, Nkechiwetalu & Titus Kehinde Olaniyi & Antony Morgan** (2023): [A just transition framework for oil rich Sub-Saharan Africa countries](#). *International Journal of Sustainable Energy Development (IJSIED)*, vol. 11 (1, 2), pp. 533-543
- Oladipo, Oladehinde** (2022): [Oil theft bites deeper as NLNG gas supply drops 38%](#). *Business Day (Nigeria)*, September 30, 2022
- Olu-Adeyemi, Lanre** (2020) : [The political ecology of oil pipeline vandalism in Nigeria](#). *International Journal of Research and Innovation in Social Science (IJRISS)*, vol. 4 (5), pp. 239-245
- Osuoka, Asume** (2002): [Gas flaring in Nigeria](#). *Environmental Rights Action / Friends of the Earth, Nigeria*, 2002, pp. 1-32
- Ratner, Michael & Paul Belkin & S. E. Garding & Cory Welt** (2021): [European energy security: options for EU natural gas diversification](#). *Current Politics and Economics of Europe* ; Hauppauge vol.. 32, No.. 2/3, pp. 301-347

- Redacção F8** (2023): [Biocombustíveis 2030, MPLA ... sempre!](#) Journal *folha* 8, Luanda, Angola, 13 November 2023
- Sesini, Marzia & Sara Giarola & Adam D. Hawkes** (2020): [The impact of liquefied natural gas and storage on the EU natural gas infrastructure resilience.](#) *Energy*, vol. 209, pp. 1-13
- Stern, Jonathan P.** (2023): [Methane emissions from natural gas and LNG imports: An increasingly urgent issue for the future of gas in Europe.](#) The Oxford Institute for Energy Studies, Oxford, OIES Paper: NG No. 165
- Tichý, Lukáš** (2021): [A comparison of the EU external energy relations with Angola and Tanzania.](#) *International Politics*, vol. 58, pp. 301–319
- Trajanov, Dimitar et al.** (2023): [Understanding worldwide natural gas trade flow for 2017 to 2022: A network-based approach.](#) Conference: ICT Innovations 2023, Ohrid, North Macedonia
- Urgewald** (2023): [Cabo Delgado, Mozambique: A resource-rich war zone.](#) gogel.org, *urgewald*, 30 November 2023
- WB** (2023): [Global gas flaring tracker report.](#) International Bank for Reconstruction / Worldbank, pp. 1-13
- Zibima, Tubodenyefa & Jackson Tamunosaki Jack** (2020): [Instrumenting the arts and the new media: the evolution of environmental activism in the Niger Delta.](#) *African Political Science Review*, vol. 12 (1) , pp. 125-139

Abstract: *[Prospects for LNG and Hydrogen Export from Sub-Saharan Africa to the EU]* - Since Russia's war in Ukraine, many European countries have been scrambling to find alternative energy sources. One of the answers was to increase imports of liquefied natural gas (LNG). By bypassing the use of pipelines from the East by building LNG terminals, the EU opened up a wider variety of potential suppliers. The Europe-Africa Energy and Climate Partnership provides a framework for a win-win alliance. African countries will be key players in the future, including sub-Saharan countries such as Nigeria, Senegal, Mozambique and Angola. According to the REPowerEU plan, hydrogen partnerships in Africa will enable the import of 10 million tons of hydrogen by 2030, replacing about 18 billion cubic meters of imported Russian gas. Algeria, Niger and Nigeria recently agreed to build a 4,128-kilometer trans-Saharan gas pipeline that would run through the three countries to Europe. Once completed, the pipeline will transport 30 billion cubic meters of gas per year. The African Coalition for Trade and Investment (ACTING) estimates potential sub-Saharan LNG export capacity at 134 million tonnes of LNG (approximately 175 billion m³) by 2030. Sub-Saharan Africa is also expected to become the main producer of green hydrogen by 2050. However, this market remains to be developed and requires significant expansion of renewable production and water availability. However, the EU countries and companies involved would be well advised to take note of the adoption of much stricter EU greenhouse gas reduction targets for 2030 and the publication of the European Commission's methane strategy. That being said, the EU could risk having more than half of Europe's LNG infrastructure idle by 2030, as European LNG capacity in 2030 exceeds total forecast gas demand, including LNG and pipeline gas. Regardless, it should not be forgotten that African countries want and need to develop their domestic gas markets as a priority, and that export potential depends on this domestic development. In the long term, a global energy mix would be needed to accelerate change driven by new resources, new technologies and climate commitments. These changes in the use and availability of energy resources would also affect the use of fossil fuels. Regardless of this, in addition to the LNG supply, the EU must also take care of increasing its own storage capacities to be able to guarantee a cost-efficient response to a natural gas supply bottleneck. However, LNG alone is not enough to ensure the resilience of the system in the event of a supply failure. Alternative energy resources and energy saving remain essential.

Zusammenfassung: *[Perspektiven für den Export von LNG und Wasserstoff aus Afrika südlich der Sahara in die EU]* – Seit Russlands Krieg in der Ukraine bemühen sich viele europäische Länder darum, alternative Energiequellen zu finden. Eine der Antworten bestand darin, den Import von Flüssigerdgas (LNG) zu steigern. Durch die Umgehung der Nutzung von Pipelines aus dem Osten mittels des Baus von LNG-Terminals erschloss sich die EU eine größere Vielfalt potenzieller Lieferanten. Die Europa-Afrika-Energie- und Klimapartnerschaft bietet einen Rahmen für eine Win-Win-Allianz. Afrikanische Länder werden in Zukunft zentrale Akteure sein, darunter auch Länder südlich der Sahara wie Nigeria, Senegal, Mosambik und Angola. Dem REPowerEU-Plan zufolge sollen Wasserstoffpartnerschaften in Afrika bis 2030 den Import von 10 Millionen Tonnen Wasserstoff ermöglichen und damit etwa 18 Milliarden Kubikmeter importiertes russisches Gas ersetzen. Algerien, Niger und Nigeria haben sich kürzlich auf den Bau einer 4.128 Kilometer langen Transsahara-Gaspipeline geeinigt, die durch die drei Länder nach Europa führen soll. Nach ihrer Fertigstellung wird die Pipeline 30 Milliarden Kubikmeter Gas pro Jahr transportieren. Die African Coalition for Trade and Investment (ACTING) schätzt die potenzielle LNG-Exportkapazität südlich der Sahara bis 2030 auf 134 Millionen Tonnen LNG (ca. 175 Milliarden m³). Es wird erwartet, dass Afrika südlich der Sahara bis 2050 auch zum Hauptproduzenten von grünem Wasserstoff wird. Dieser Markt muss jedoch noch erschlossen werden und erfordert einen erheblichen Ausbau der erneuerbaren Produktion und der Wasserverfügbarkeit. Allerdings wären die beteiligten EU-Länder und Unternehmen gut beraten, die Verabschiedung deutlich strengerer EU-Treibhausgas-Reduktionsziele für 2030 und die Veröffentlichung der Methanstrategie der Europäischen Kommission zur Kenntnis zu nehmen. Außerdem könnte die EU riskieren, dass bis 2030 mehr als die Hälfte der europäischen LNG-Infrastruktur stillgelegt wird, da die europäische LNG-Kapazität im Jahr 2030 den gesamten prognostizierten Gasbedarf, einschließlich LNG und Pipelinegas, übersteigt. Ungeachtet dessen darf nicht vergessen werden, dass die afrikanischen Länder ihre inländischen Gasmärkte vorrangig weiterentwickeln wollen und müssen und dass das Exportpotenzial von dieser inländischen Entwicklung abhängt. Langfristig wäre ein globaler Energiemix erforderlich, um den durch neue Ressourcen, neue Technologien und Klimaverpflichtungen vorangetriebenen Wandel zu beschleunigen. Diese Veränderungen in der Nutzung und Verfügbarkeit von Energieressourcen würden sich auch auf die Nutzung fossiler Brennstoffe auswirken. Unabhängig davon muss sich die EU neben der LNG-Versorgung auch um den Ausbau ihrer eigenen Speicherkapazitäten kümmern, um eine kosteneffiziente Reaktion auf einen Erdgasversorgungsengpass gewährleisten zu können. Allerdings reicht LNG allein nicht aus, um die Widerstandsfähigkeit des Systems im Falle eines Versorgungsausfalls zu gewährleisten. Alternative Energiequellen und Energieeinsparungen bleiben von entscheidender Bedeutung.