



WORLD
RESOURCES
INSTITUTE



Energy
Transitions
Commission

DOSSIER D'INFORMATION

Un chemin à travers le Rift

Éclairer les transitions énergétiques en Afrique en identifiant des questions critiques et besoins en données

Sebastian Sterl (WRI), Rebekah Shirley (WRI), Rose Dortch (ETC), Min Guan (ETC),
Adair Turner (ETC)

WRI.ORG



Résumé	3
Le débat sur les transitions énergétiques en Afrique et notre approche	5
Les sources d'électricité renouvelables variables (ERV) sont-elles vraiment l'option la plus rentable pour la production d'électricité en Afrique subsaharienne ?	7
La fourniture de services énergétiques d'électrique à base d'énergies renouvelables est-elle commercialement viable en Afrique subsaharienne ? Quels sont les facteurs clés de la viabilité commerciale ?	12
Comment les secteurs traditionnellement non électrifiés (p. ex. la cuisine, le transport et l'industrie) peuvent-ils être desservis au mieux ? Le pétrole et le gaz ont-ils un rôle à jouer dans ces secteurs ?	14
Compte tenu des signaux actuels et futurs du marché international, quels sont les opportunités et les risques liés aux exportations de vecteurs énergétiques de l'Afrique subsaharienne ?	16
Conclusion	20
Annexe : Projections sectorielles de la demande en combustibles fossiles et des émissions en Afrique subsaharienne	22
Notes complémentaires	23
Références	24
Remerciements	30

Les dossiers d'information se concentrent sur les questions politiques et mettent clairement en évidence les implications des données existantes pour les décideurs.

VERSION 1.0, JUILLET 2023

Citation suggérée : Sterl, S., R. Shirley, R. Dortch, M. Guan, A. Turner. 2023. « Un chemin à travers le Rift : Éclairer les transitions énergétiques en Afrique en identifiant des questions critiques et besoins en données ». Dossier d'information. Washington, DC : World Resources Institute. Disponible en ligne sur : <https://doi.org/10.46830/wriib.22.00136fr>

POINTS FORTS

- Les possibilités en matière de systèmes énergétiques décarbonés sont largement reconnues en Afrique, mais il reste urgent de développer des visions plus claires pour l'avenir des systèmes électriques et énergétiques africains et des actions à entreprendre pour les réaliser.
- Le corpus d'analyses sur les transitions énergétiques en Afrique s'est étoffé mais peine néanmoins à influencer la prise de décision, notamment en raison d'une faible résolution, d'une contextualisation limitée, d'un large fossé entre science et politique et d'une appropriation limitée ou inexistante.
- Le débat sur les transitions énergétiques en Afrique entre les parties prenantes locales et internationales s'est de plus en plus polarisé, réduisant l'espace pour une discussion sur des sujets clés, telles que le rôle des combustibles fossiles, étayée par des données concrètes.
- Il est urgent de veiller à ce que les décisions prises aujourd'hui relativement aux transitions énergétiques en Afrique soient fondées sur des analyses claires et objectives, idéalement réalisées au niveau national.

RÉSUMÉ

Le débat sur l'avenir énergétique de l'Afrique

Le débat sur la croissance nécessaire des systèmes énergétiques africains et sur le rôle futur des combustibles fossiles dans le contexte des transitions énergétiques mondiales s'est polarisé. Les discussions sur les transitions énergétiques en Afrique se caractérisent par des discours réducteurs, des points de vue divergents et une recherche, bien intentionnée mais malavisée, de solutions universelles. En conséquence, les objectifs en matière de climat, de diplomatie et de développement risquent d'être compromis. Les principales institutions africaines participant à ce débat ont clairement exprimé le besoin urgent de données et d'éléments probants.

Le rôle de l'Afrique dans la transition énergétique mondiale est unique, puisqu'il s'agit du continent le moins électrifié et dont la population croît le plus rapidement. Selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE 2022a), il faudra au moins tripler l'approvisionnement en électricité d'ici à 2030 pour assurer la prospérité de cette population croissante grâce à un accès élargi aux formes modernes d'énergie et à l'industrialisation. Les systèmes énergétiques du continent, qui sont aujourd'hui sous-développés et manquent cruellement de ressources, méritent donc une attention particulière.

Avec une capacité installée d'environ 80 GW, la capacité des systèmes électriques subsahariens représente moins d'un quart de celle de l'Inde. L'idée d'une transition énergétique en Afrique ne consisterait donc pas tant à abandonner les combustibles fossiles qu'à développer rapidement la production d'électricité de manière fiable, résiliente et abordable, tout en restant compatible avec le climat et en garantissant l'accès de tous à l'énergie. Étant donné que chaque pays africain partirait d'un point différent (Mulugetta et al. 2022), des feuilles de route énergétiques pour les pays africains ne devraient pas être présentées comme un discours universel ; pourtant, elles sont souvent présentées comme tel.

Les transitions énergétiques en Afrique et le rôle des combustibles fossiles tels que le gaz sont devenus un débat polarisé en raison des multiples facteurs suivants, caractéristiques des transitions énergétiques africaines :

- La difficulté d'obtenir des investissements de la part de la communauté financière internationale pour développer les énergies renouvelables sur le continent
- Les défis liés à la fourniture d'une grande part de l'électricité à partir de ressources renouvelables intermittentes dans le contexte de réseaux électriques faibles
- Le défi de l'électrification d'un parc de véhicules essentiellement d'occasion et d'un secteur domestique qui dépend largement de la biomasse traditionnelle

- L'exploitation historique relativement faible des ressources en combustibles fossiles du continent par rapport aux pays du Nord (d'où des points de vue divergents sur l'équité d'imposer des transitions énergétiques aux pays africains)
- Le programme d'industrialisation croissante du continent, qui nécessite des matières premières pour lesquelles il n'existe pas encore de substituts économiquement viables à faible teneur en carbone dans certains cas

L'interaction de type débat a tendance à réduire les questions complexes qui justifient un dialogue nuancé à des points de discussion ou à des arguments de haut niveau.

Ces arguments peuvent être simples à comprendre d'un point de vue idéologique, mais ils risquent de ne pas pouvoir fournir les preuves substantielles nécessaires à une bonne prise de décisions. En l'absence de données complètes et digestes, de tels propos réducteurs risquent de prédéterminer les options de l'Afrique (Mulugetta et al. 2022). Il est urgent d'atténuer ce risque. Les décisions et les politiques de transition énergétique prises aujourd'hui pèseront lourd dans l'avenir, avec des implications à court et à long terme pour les trajectoires économiques, les partenariats internationaux, la confiance, le multilatéralisme et, en outre, les perspectives de prospérité pour des millions de personnes.

À propos de ce dossier d'information

Les principales institutions africaines impliquées dans ce débat, telles que la Commission de l'Union africaine et la Commission économique des Nations unies pour l'Afrique (UNECA), ont clairement exprimé le besoin urgent de données et d'éléments de preuve (Commission de l'Union africaine 2021 ; UNECA 2020). En réponse à cet appel, le WRI Afrique et l'Energy Transition Commission (ETC) ont formé un partenariat sur la recherche ciblée et l'engagement de haut niveau. Le WRI Afrique et l'ETC reconnaissent la nécessité d'apporter une base factuelle aux discussions et de mettre en évidence les questions critiques restées sans réponse que les décideurs doivent prendre en compte lorsqu'ils formulent des perspectives holistiques sur les voies de transition.

Ce dossier d'information passe en revue les analyses disponibles sur les transitions énergétiques en Afrique afin de mettre au jour les questions critiques ouvertes auxquelles il convient de répondre pour permettre l'élaboration de politiques fondées sur des données scientifiques. Cet examen nous a permis d'identifier un ensemble de questions ouvertes et encore sans réponse sur les transitions énergétiques en Afrique, en particulier en ce qui concerne l'Afrique subsaharienne (ASS) en dehors de l'Afrique du Sud.

Questions ouvertes auxquelles il faut répondre

Les questions ouvertes identifiées sont liées à des problèmes distincts sur le plan financier, technique et économique. Elles vont de projets individuels au secteur de l'électricité, au secteur de l'énergie au sens large et à l'ensemble de l'économie.

- Quel est le coût réel des technologies de production d'électricité renouvelable, compte tenu du coût relativement élevé du capital en Afrique subsaharienne, et qu'est-ce que cela signifie pour les mix électriques à coût optimisé ?
- Comment les réseaux électriques en Afrique subsaharienne pourraient-ils améliorer leur stabilité au-delà des niveaux actuels (souvent inadéquats) tout en élargissant l'accès à l'électricité et en absorbant des parts importantes d'énergies renouvelables variables ?
- Comment la demande d'électricité peut-elle croître durablement pour éviter une offre excédentaire ou insuffisante, dans un contexte où un grand nombre de futurs consommateurs à faible facture d'électricité attendent d'être raccordés ?
- Quelles sont les voies viables vers un accès universel à une cuisson, à des flottes de transport et à une industrialisation propres ?
- Quels sont les effets des forces des marchés mondiaux sur les pays qui continuent à dépendre, ou espèrent développer, des économies basées sur les combustibles fossiles dans un monde en voie de décarbonisation et quelles sont les alternatives vertes existantes ?

Principales conclusions

Nous constatons que la littérature n'a pas apporté de réponses suffisantes jusqu'à présent, ce qui crée un fossé entre les résultats des études menées et ce dont les décideurs politiques de l'Afrique subsaharienne ont besoin pour planifier une transition vers une énergie propre. Un problème global se pose pour l'ASS : La plupart des recherches publiées



sont effectuées au niveau continental, sans tenir compte des parcours nationaux qui seraient plus utiles aux décideurs politiques du continent africain. Si cette focalisation sur le niveau continental persiste, les propos réducteurs et la recherche erronée de solutions universelles continueront à compliquer le débat sur les transitions énergétiques en Afrique.

Nous constatons des différences entre les modèles clés qui alimentent actuellement le débat et la réalité sur le terrain.

Notre approche permet d'identifier les angles morts de la recherche, les incertitudes des hypothèses et les variables très sensibles dans les voies de transition. Ces informations conduisent à une série d'actions claires « sans regrets » qui semblent faire l'objet d'un consensus et, à l'inverse, à des lacunes dans les données qui requièrent une attention urgente en tant qu'étapes suivantes.

- Les projections concernant l'ampleur et le rythme de l'expansion des énergies propres dans chaque pays africain dépendront de variables telles que le coût du capital, les flux d'investissement et les niveaux de renforcement du réseau. Les modèles existants accordent souvent peu d'importance à ces variables importantes, ce qui suscite des controverses entre les parties prenantes et laisse les résultats des études ouverts à l'interprétation et/ou à la critique.
- Les technologies de plus en plus viables qui peuvent compenser le besoin de combustibles fossiles dans l'industrie (par exemple, dans l'acier et les engrais) méritent des recherches plus approfondies. Dans le même temps, les limites des alternatives propres pour la cuisson, la fabrication de ciment et le transport devront être admises afin de mettre en place des processus de planification de la transition énergétique réalistes.
- En fin de compte, les meilleures projections de la demande future suggèrent que la poursuite de l'exploitation des ressources pétrolières et gazières de l'Afrique ne fera pas « exploser le budget carbone mondial », comme certains l'ont suggéré (Goldstone 2021). Toutefois, d'importantes questions se posent quant aux risques financiers liés à l'expansion des infrastructures pétrolières et gazières dans divers pays africains, dans le contexte d'un monde en voie de décarbonisation. En outre, les tendances internationales suggèrent que des flux comparables de génération de revenus à partir de l'hydrogène vert et de l'expansion des minéraux critiques pourraient devenir réalisables pour plusieurs pays africains, ce qui justifie la production d'analyses de scénarios spécifiques à chaque pays et l'accélération du transfert de technologies.

Notre objectif est que cette synthèse puisse alimenter directement les débats et le dialogue en cours, en contribuant à désamorcer les points de discord grâce à une présentation objective et impartiale des données.

LE DÉBAT SUR LES TRANSITIONS ÉNERGÉTIQUES EN AFRIQUE ET NOTRE APPROCHE

Pourquoi les transitions énergétiques en Afrique sont uniques

Dans le contexte de la planification des transitions énergétiques propres, le continent africain occupe une position unique : il présente à la fois la plus forte croissance de la demande de formes modernes d'énergie et les taux les plus faibles d'accès à ces formes (AIE 2022c). Le taux de croissance démographique de l'Afrique est plus de deux fois supérieur à la moyenne mondiale, soit environ 2,5 % par an (ONU 2022), mais l'accès à l'électricité n'est que de 43 % et l'accès à la cuisson propre de seulement 17 % (AIE 2022b). Ces tendances sont particulièrement marquées en Afrique subsaharienne, à l'exception notable de l'Afrique du Sud. Toute trajectoire de croissance devrait donc partir du principe que la consommation d'électricité et d'énergie par habitant en Afrique va et doit augmenter rapidement pour atteindre plusieurs fois son niveau actuel.

Le terme de *transition* est peut-être mal choisi. Le terme implique le passage d'un système existant d'un état donné à un autre, mais qu'en est-il si la majeure partie du système n'a pas encore été construite ? Plutôt qu'une *transition*, la plupart des pays d'Afrique subsaharienne sont sur le point de connaître une *expansion* considérable et indispensable de leur système énergétique.

Le défi n'est donc pas de s'éloigner des combustibles fossiles, mais de développer la croissance des énergies propres afin de mettre en place des économies à faible émission de carbone.

Les trajectoires énergétiques du continent africain se caractérisent par leur caractère multidimensionnel. L'énergie en Afrique subsaharienne est intrinsèquement liée, entre autres, aux questions relatives aux programmes d'industrialisation (que les marchés avancés ont déjà largement atteints grâce aux combustibles fossiles), à l'amélioration de la santé publique (souvent liée à la prévalence de la cuisson à base de biomasse traditionnelle), à la santé financière des services publics (actuellement l'exception plutôt que la règle), à l'augmentation de la vitesse d'électrification (la croissance de la population ayant historiquement dépassé la croissance de l'accès à l'électricité).

Ces caractéristiques uniques des systèmes énergétiques en Afrique subsaharienne ont des conséquences sur la planification à court et à long terme et ont conduit à des points de vue et à des approches divergents. Cette divergence peut être observée dans la disparité des scénarios sur les transitions énergétiques africaines élaborés par diverses organisations africaines et non africaines faisant autorité au cours des dernières années.

Points de vue divergents sur les transitions énergétiques en Afrique

À l'échelle mondiale, il est largement admis que la voie vers la décarbonisation des systèmes énergétiques repose sur l'électrification massive des utilisations finales, parallèlement à la mise en place d'infrastructures pour produire et transporter de l'électricité à partir de sources à faible teneur en carbone – principalement l'énergie solaire photovoltaïque et l'énergie éolienne – tout en s'orientant vers des carburants alternatifs dans les secteurs difficiles à électrifier comme l'industrie lourde – par exemple, l'hydrogène vert (Eurelectric 2018 ; IRENA 2017, 2018a, 2022a ; IRENA et State Grid Corporation of China 2019).

Le continent africain, dont les ressources solaires et, dans une moindre mesure, éoliennes sont parmi les meilleures du monde (Sterl et al. 2022), semble donc bien placé pour développer ses systèmes énergétiques sur la base d'une part élevée d'énergies renouvelables dès le départ (Sterl 2021a, 2021b). Sur le papier, de nombreux pays d'Afrique subsaharienne sont des terrains pratiquement vierges pour la planification de systèmes d'électricité basés sur les énergies renouvelables et de secteurs d'utilisation finale électrifiés. Les analyses récentes de l'Africa Energy Outlook de l'AIE (AIE 2022a) et du World Energy Transitions Outlook de l'Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA) (IRENA 2022c) corroborent ce point de vue. Les rapports montrent que la plupart des pays africains, si ce n'est tous, pourraient et devraient passer rapidement à des systèmes d'électricité basés sur les énergies renouvelables et réduire au minimum la construction de nouvelles infrastructures de combustibles fossiles. Certains dirigeants politiques ont fait écho à cette déclaration ; par exemple, les deux derniers présidents du Kenya ont affirmé l'objectif de passer à 100 % d'énergie propre d'ici 2030 (Kuhudzai 2022).

Mais d'autres organisations, experts et dirigeants politiques soutiennent que l'Afrique devrait faire le contraire et se concentrer sur le développement de ses importantes ressources en pétrole et en gaz pour l'industrialisation et les recettes d'exportation, et (dans le cas du gaz) pour la production d'électricité. Ce point de vue a été propagé, entre autres, par la Chambre africaine de l'énergie (AEC 2020), la Société financière africaine (AFC 2022) et l'UNECA (Al-Zu'bi et al. 2022 ; UNECA 2020). Ces institutions estiment que le gaz devra jouer un rôle important dans les systèmes énergétiques nationaux et que les exportations de pétrole et de gaz pourraient fournir des recettes d'exportation indispensables aux pays disposant de réserves. L'idée que les pays africains devraient accueillir favorablement de nouveaux investissements dans les infrastructures de combustibles fossiles a été reprise par plusieurs dirigeants politiques,

tels que les présidents du Sénégal (Koc et al. 2022) et du Niger (*Le Figaro* 2022). Toutefois, l'engouement récent pour les exportations de pétrole et de gaz s'est partiellement produit à la suite de l'invasion illégale de l'Ukraine par la Russie, alors que l'Europe semblait menacée de graves pénuries de gaz. Cependant, les pays européens ont réussi à réduire la demande de gaz comme jamais auparavant et ont remplacé l'approvisionnement russe par des alternatives (non africaines) avant le début de l'hiver (Commission européenne 2023).

Le débat entre les énergies fossiles et les énergies renouvelables représente l'une des nombreuses divergences, incertitudes et angles morts des voies de transition énergétique en Afrique. D'autres exemples incluent les différences non prises en compte dans le coût du capital entre les pays (Agutu et al. 2022), l'indifférence à l'égard des besoins futurs de renforcement du réseau, la simplification classique réduisant l'Afrique à un ensemble générique de pays similaires aux conditions comparables, et l'absence de projections crédibles de la croissance de la demande. L'encadré 1 donne quelques exemples de refrains clés peu utiles sur les transitions énergétiques en Afrique. Compte tenu de l'absence générale d'études de modélisation énergétique axées sur les différents pays d'Afrique subsaharienne – la plupart des pays d'Afrique subsaharienne n'ayant pas fait l'objet d'une seule étude évaluée par des pairs sur le thème de la décarbonisation des systèmes énergétiques (Oyewo et al. 2023), et les études existantes n'ayant souvent pas été réalisées en collaboration avec les parties prenantes locales – il existe un risque que ces refrains peu utiles

dominent les débats relatifs à l'élaboration des politiques, au détriment des informations scientifiques.

Approche et méthodes

Nous avons passé en revue les études existantes sur les trajectoires énergétiques des économies africaines afin d'identifier les principales questions en suspens auxquelles il faut répondre pour harmoniser les points de vue polarisés sur les transitions énergétiques en Afrique. L'examen a porté sur la littérature académique et la littérature grise, cette dernière provenant généralement d'organisations internationales telles que l'AIE, l'IRENA et la Banque mondiale. Les études examinées datent pour la plupart de la dernière décennie, au cours de laquelle le thème des transitions énergétiques a occupé une place importante dans les discussions internationales. Nous nous sommes principalement concentrés sur les études qui ont utilisé des modèles d'optimisation des coûts pour développer des voies pour les transitions énergétiques africaines.

L'étude s'est concentrée sur l'identification des principales questions ouvertes concernant les enjeux des transitions énergétiques africaines qui sont relativement spécifiques au contexte africain. Ces problèmes sont les suivants : faibles taux d'accès à l'électricité, faible fiabilité des systèmes électriques existants, faible base de capacité installée, taux élevés de croissance prévue de la demande en énergie, faibles niveaux de référence en termes de demande en énergie dans les transports et l'industrie, et forte utilisation de la biomasse traditionnelle par les ménages.

ENCADRÉ 1

Des clichés peu utiles sur les transitions énergétiques en Afrique

Les manières dont sont envisagées les transitions énergétiques africaines sont truffées de romantisme inutile, de discours simplifiés à l'extrême, de recherches erronées de solutions miracles, de déclarations contradictoires et de points de vue paternalistes. Quelques exemples sont donnés ci-dessous.

Visions romantisées

« (...) de nombreux commentateurs pensent aujourd'hui que l'Afrique est prête à (...) contourner des décennies de dépenses en infrastructures énergétiques et à créer un système d'énergie renouvelable hors réseau. » – Groupe DWF

« Le soleil, le vent, les grandes rivières et les anciens volcans. Tous en abondance. L'Afrique des énergies renouvelables est un territoire plein de potentiel. » – Enel Green Power

Solutions miracles

« S'il était jamais construit, il [le barrage de Grand Inga en RDC] produirait (...) de quoi éclairer l'Afrique du Sud, le pays le plus industrialisé du continent. » – *The Economist*

« Un nouveau rapport suggère que l'Afrique pourrait fournir au monde entier de l'énergie abordable à faibles émissions de carbone sous forme d'hydrogène. » – WEFForum

Déclarations contradictoires

« Pour minimiser les effets négatifs du changement climatique, l'hydroélectricité est nécessaire pour renforcer la résilience de l'Afrique au changement climatique. » – AIE

« L'hydroélectricité africaine est particulièrement vulnérable au changement climatique en raison de sa sensibilité à la disponibilité de l'eau, qui est souvent limitée. » – AIE

Paternalisme

« L'avenir (...) de l'Afrique passe par l'énergie verte. « Le continent possède « l'un des meilleurs potentiels d'énergie renouvelable au monde », associé à une consommation d'énergie relativement faible. » – EURactiv

Sources : Groupe DWF 2018 ; Enel Green Power 2018 ; *The Economist* 2017 ; EURactiv 2022 ; AIE 2020b ; WEFForum 2022.

Quatre questions principales

Nous avons identifié plusieurs échelles principales de questions ouvertes, allant des aspects technico-économiques au niveau des projets et des réseaux, en passant par les perspectives de demande d'électricité et d'énergie non électrifiée, jusqu'au rôle des produits énergétiques sur le marché de l'exportation (Figure 1). Cela nous a permis d'organiser les principales incertitudes sur les transitions énergétiques africaines autour d'une structure succincte comprenant quatre questions primordiales.

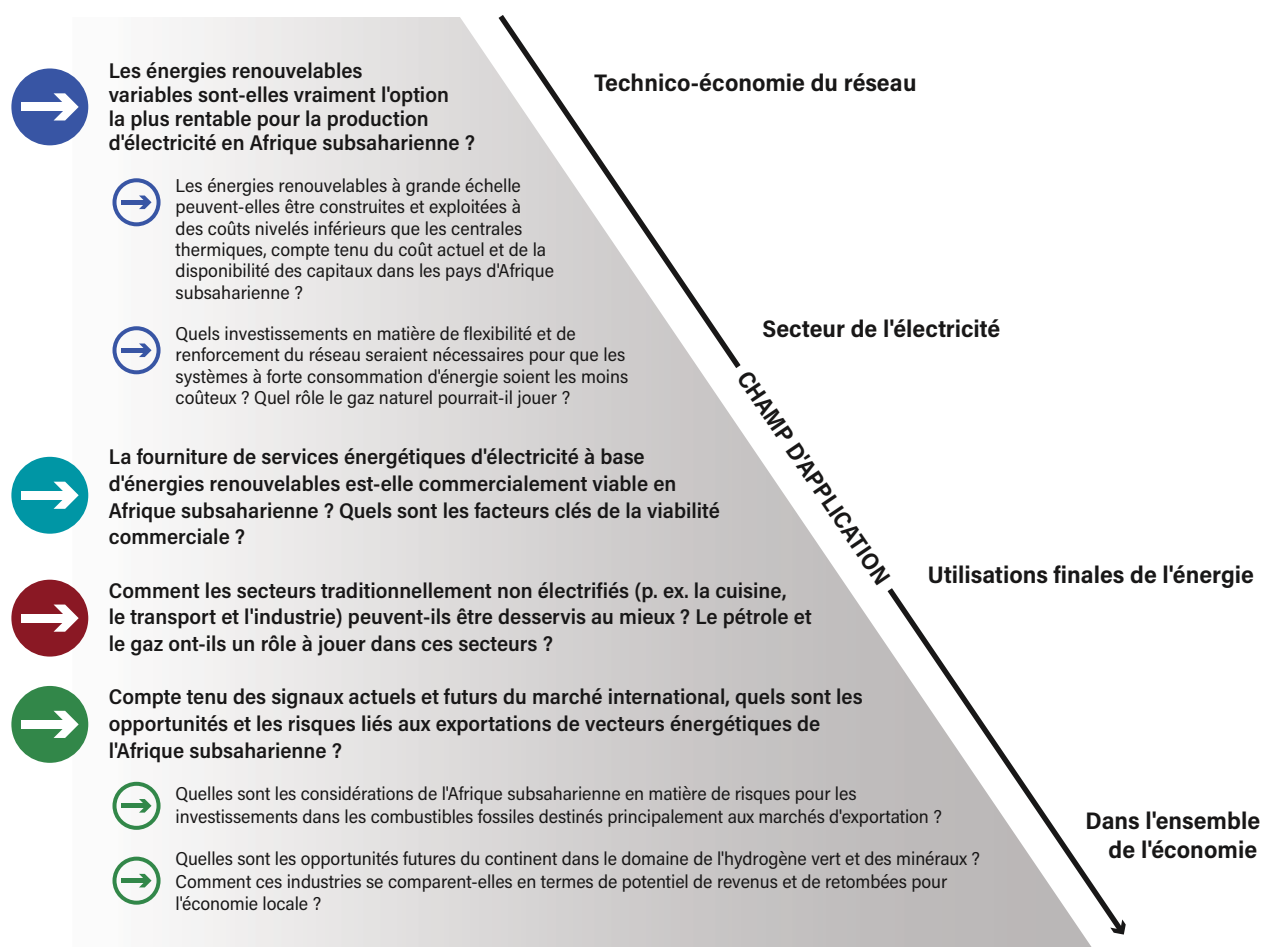
Le reste de ce dossier est structuré en fonction de chacune des quatre questions. Les positions existantes sont présentées, les points de vue contradictoires sont expliqués et examinés afin de trouver les questions critiques en suspens et les domaines de consensus émergents sont synthétisés afin d'indiquer les décisions à prendre « sans regrets ».

LES SOURCES D'ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLES VARIABLES (ERV) SONT-ELLES VRAIMENT L'OPTION LA PLUS RENTABLE POUR LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ EN AFRIQUE SUBSAHARIENNE ?

Commençons par examiner les options qui s'offrent aux pays africains pour développer la production et la fourniture d'électricité. Ces dernières années ont vu un changement de paradigme dans la réflexion sur le rôle potentiel des ressources ERV, c'est-à-dire celles telles que l'énergie solaire photovoltaïque et l'énergie éolienne, dont le rendement dépend des conditions météorologiques. On pensait autrefois que les systèmes électriques avaient besoin d'une importante puissance de base provenant de centrales équipées de grands

Quatre grands domaines d'interrogation essentiels à l'élaboration d'une meilleure compréhension des possibilités en matière de transition énergétique en Afrique

FIGURE 1



Source : Auteurs.

générateurs synchrones et qu'ils ne pouvaient pas absorber des niveaux d'ERV supérieurs à 30-40 %, mais des données récentes provenant de pays tels que l'Allemagne, le Portugal, le Danemark et l'Uruguay ont prouvé le contraire (IRENA 2015). Il existe aujourd'hui de nombreux exemples de réseaux ayant augmenté progressivement leur part moyenne d'ERV et qui fonctionnent même à 100 % ou presque d'ERV pendant de longues périodes. Cela montre que la puissance de base est peut-être un concept dépassé et que nous devrions plutôt envisager des systèmes suffisamment *flexibles* (IRENA 2018a ; Lovins 2017). Le consensus qui se dégage est que les systèmes ayant une part élevée des ERV pourraient être bien équilibrés par une combinaison de centrales pilotables et de solutions de stockage (Bogdanov et al. 2019 ; Gulagi et al. 2022 ; Jacobson et Delucchi 2018 ; Ram et al. 2019).

Sur le plan économique, on s'accorde généralement à dire qu'à l'échelle mondiale, l'énergie solaire photovoltaïque et l'énergie éolienne sont en passe de supplanter les combustibles fossiles et l'hydroélectricité en tant que technologies les moins chères pour la production d'électricité (IRENA 2022b). L'abordabilité de la production d'électricité est souvent mesurée par le coût actualisé de l'électricité (LCOE) : le coût par unité de production d'électricité que les acheteurs devraient payer à un développeur de projet pour que le projet atteigne son seuil de rentabilité pendant sa durée de vie. Ce LCOE a, en moyenne mondiale, chuté de 90 % pour le solaire photovoltaïque, de 67 % pour l'éolien terrestre et de 60 % pour l'éolien en mer au cours de la dernière décennie (IRENA 2022b), atteignant des valeurs proches de, ou inférieures à, la fourchette typique de la production d'électricité à partir de combustibles fossiles. Les coûts devraient continuer à baisser à moyen terme, malgré d'éventuelles augmentations à court terme liées, par exemple, à des goulets d'étranglement dans la chaîne d'approvisionnement (BNEF 2022). Les recherches émergentes semblent également indiquer que les systèmes électriques basés en grande partie sur les ERV sont une solution techniquement concevable et économiquement attrayante pour l'Afrique (Barasa et al. 2018 ; Bogdanov et al. 2019 ; Sterl et Thiery 2022). Bien que relativement peu de pays se soient engagés avec succès sur la voie d'une intégration plus poussée des ERV, certains exemples récents offrent des perspectives positives. L'Uruguay, par exemple, a réussi à faire passer la part des ERV dans son système électrique de près de zéro à près de 50 % entre 2013 et 2020 (AIE 2020a).

Étant donné que l'Afrique dispose de ressources renouvelables figurant parmi les meilleures au monde, on entend souvent dire aujourd'hui que l'Afrique pourrait « sauter » ou « contourner » l'ère des combustibles fossiles et passer directement aux énergies renouvelables (voir l'encadré 1). Mais est-ce vrai ? Si les recherches citées plus haut semblent indiquer que cela pourrait fonctionner en théorie, il existe des critères importants, non pris en compte dans de nombreuses études de modélisation, qui déterminent la réalité.

Par exemple, si la qualité des ressources combinée à la baisse des coûts technologiques constitue un point de départ utile, d'autres facteurs contribuent à déterminer le coût réel de la technologie. Il manque un élément d'analyse pour savoir si les coûts du capital – qui reflètent les risques jugés acceptables par les investisseurs potentiels et qui entrent en ligne de compte dans le calcul du LCOE – pour les projets d'ERV en Afrique subsaharienne sont correctement reflétés dans les trajectoires proposées et comment cela affecte la compétitivité des centrales solaires et éoliennes. Une autre pièce manquante concerne la nécessité de renforcer le réseau, étant donné que de nombreux réseaux électriques en Afrique subsaharienne souffrent actuellement de problèmes de stabilité *y compris en l'absence* d'un apport substantiel d'ERV. Ces deux points sont abordés comme suit.

Les ERV à grande échelle peuvent-elles être construites et exploitées à des coûts actualisés inférieurs à ceux des centrales thermiques, compte tenu du coût actuel et de la disponibilité des capitaux dans les pays d'Afrique subsaharienne ?

Il est tentant de supposer que la production d'ERV serait moins chère en Afrique subsaharienne que dans de nombreuses autres régions du monde, étant donné que l'Afrique bénéficie des niveaux d'irradiation solaire les plus élevés de tous les continents (Global Solar Atlas 2020), que plusieurs régions disposent d'excellentes ressources éoliennes (Groupe de la Banque mondiale 2020) et que (sur le papier) il y a une abondance de terrain disponible pour abriter des centrales solaires et éoliennes sans entrer en concurrence avec d'autres utilisations des terres (Sterl et al. 2022).

Toutefois, les estimations du LCOE dépendent essentiellement des hypothèses relatives au coût du capital, également appelé coût moyen pondéré du capital (CMPC) (Agutu et al. 2022). Le LCOE prend généralement en compte les dépenses d'investissement initiales (CAPEX), les coûts d'exploitation et d'entretien (OPEX), et les coûts du combustible. Les projets solaires et éoliens sont par nature exigeants en termes de CAPEX : La plupart des coûts sont supportés dès le départ par l'investissement en capital, les coûts d'exploitation ultérieurs étant faibles et les coûts de carburant nuls. En cela, les projets solaires et éoliens diffèrent considérablement des centrales à combustibles fossiles. Par conséquent, les LCOE des énergies solaire et éolienne sont beaucoup plus sensibles aux augmentations du coût du capital que les LCOE des centrales à combustibles fossiles (Egli et al. 2019 ; Sweerts et al. 2019).

La plupart des études de modélisation énergétique sur l'Afrique ne reflètent pas la large gamme de coûts du capital observés et supposent parfois des coûts du capital inférieurs à ceux rapportés pour les différents pays. Le scénario pour une Afrique durable (Sustainable Africa Scenario) de l'AIE (AIE 2022a) table sur un CMPC de 7 % et l'IRENA table

sur 10 % dans plusieurs de ses études consacrées à l'Afrique (IRENA 2018b, 2021b). Si par ailleurs un récent article scientifique sur les trajectoires énergétiques africaines table sur une baisse du CMPC au fil du temps, il ne prend pas en compte les différences entre les pays (Oyewo et al. 2022). Toutefois, les valeurs estimées du CMPC peuvent varier considérablement d'un pays à l'autre. Récemment, l'IRENA a publié une estimation des CMPC réels au niveau national, sur la base d'un outil d'étalonnage calibré par des enquêtes et des entretiens (IRENA 2023b). Les valeurs varient de 1 à 20 % dans les pays développés et en développement, mais surtout de 1 à environ 5 % dans les économies les plus développées. Un article scientifique récent (Agutu et al. 2022) corrobore cette disparité et trouve une fourchette de CMPC allant de 2,6 à 18,5 % en Afrique subsaharienne. Ainsi, en fonction du contexte national spécifique, le LCOE réel des ERV peut rester sensiblement plus élevé dans certains pays africains que le LCOE des centrales à combustible fossile, malgré les chiffres qui favorisent déjà les ERV dans de nombreux pays du Nord.

Des exemples reposant sur les estimations du CMPC de l'IRENA pour plusieurs pays africains sont fournis à titre d'illustration sur la Figure 2. Même dans l'hypothèse d'une forte diminution continue des coûts d'investissement (CAPEX) et d'exploitation (OPEX) des centrales solaires photovoltaïques, il n'est pas garanti que l'électricité produite par ces dernières devienne moins chère que la production d'électricité des centrales au gaz naturel avant 2040 dans les pays où le coût du capital est très élevé, tels que les pays actuellement en proie à des conflits. (Nous utilisons le

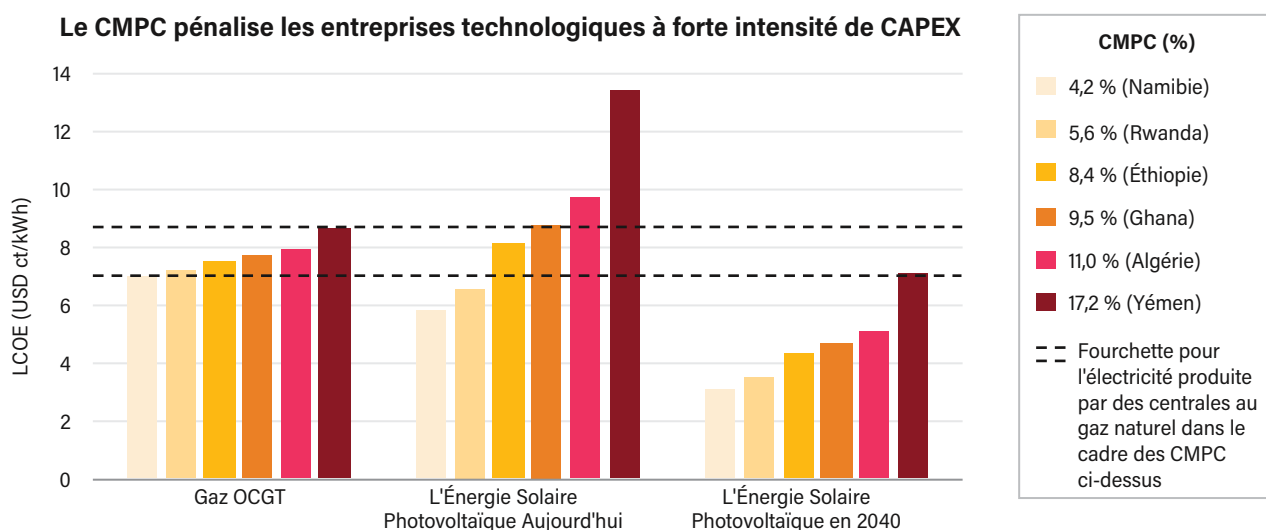
Yémen comme exemple d'un tel pays en l'absence d'exemples africains dans la base de données de l'IRENA.)

Les valeurs du CMPC divergent au niveau des pays en raison des risques perçus liés à la stabilité politique globale, à l'environnement politique des investissements, à la cohérence des stratégies de planification du secteur de l'électricité des pays, à la capacité de mise en œuvre de l'État, aux intérêts acquis, à la corruption et au risque de change (les prêts et les prises de participation étant généralement effectués dans des monnaies négociées au niveau international, mais les flux de revenus étant réalisés dans les monnaies locales). En d'autres termes, lorsque les projets sont confrontés à une multitude de risques de ce type, ceux-ci sont pris en compte dans le coût du capital fourni par les investisseurs (IRENA 2022b).

Une hypothèse raisonnable est donc que l'énergie solaire et éolienne pourrait et devrait être une source d'électricité moins coûteuse que les combustibles fossiles dans la plupart des pays d'Afrique subsaharienne, mais seulement si le coût du capital peut être abaissé grâce à une réduction appropriée des risques. Les mesures de réduction des risques les plus appropriées peuvent varier d'un pays à l'autre, d'où l'importance de trouver des visions communes sur les politiques, les réformes de gouvernance, les investissements publics, les mesures d'incitation, les garanties, la transparence des données, etc. qui contribueraient à réduire les valeurs du CMPC. Cette dynamique financière n'est généralement pas prise en compte dans les analyses de modélisation des transitions énergétiques africaines réalisées par les organismes internationaux ni dans la littérature académique.

Les technologies à fort CAPEX telles que l'énergie solaire photovoltaïque sont pénalisées par l'augmentation du CMPC par rapport au gaz naturel

FIGURE 2



Remarques : Nous comparons ici les centrales à gaz à cycle ouvert (OCGT) aux centrales solaires photovoltaïques aux coûts de 2020 (« aujourd'hui ») et aux coûts projetés pour 2040 selon différentes valeurs du CMPC issues de l'IRENA.

Sources : Toutes les valeurs relatives aux dépenses d'investissement (CAPEX), aux dépenses d'exploitation et d'entretien (OPEX) et aux coûts des combustibles sont tirées de l'IRENA (2021b) et exprimées en dollars américains de 2015 ; nous avons utilisé les coûts des combustibles de 2015 pour le gaz naturel, tirés de la même source. D'autres hypothèses incluaient une durée de vie de 35 ans pour les centrales OCGT et de 30 ans pour le solaire photovoltaïque (Oyewo et al. 2022), un rendement de 40 % et un facteur de capacité moyen de 50 % pour les centrales OCGT, ainsi qu'un facteur de capacité moyen de 19 % pour les centrales solaires photovoltaïques. (Le facteur de capacité de l'énergie solaire photovoltaïque diffère d'un pays à l'autre mais généralement uniquement de quelques points au maximum [Sterl et al. 2022].) Les valeurs du CMPC représentent les chiffres réels (corrigés de l'inflation) de 2021 pour l'énergie solaire photovoltaïque, pays par pays, et sont tirées de l'IRENA (2023b).



La quantité de capital disponible est aussi importante que le coût. Les flux financiers totaux par habitant soutenant le développement des systèmes électriques de l'ASS sont actuellement bien inférieurs à ceux observés dans d'autres pays en développement : moins de 25 \$ en 2019, contre environ 170 \$ en Inde et au Bangladesh (SE4ALL et IPC 2021). Les flux annuels moyens d'investissement de sources privées et internationales dans l'accès à l'électricité et à la cuisson propre sur le continent africain ne représentent actuellement qu'environ un dixième de ce qui serait nécessaire pour atteindre l'accès universel d'ici à 2030 (AIE 2022a).

D'autre part, le financement public et privé des investissements dans les combustibles fossiles pourrait se restreindre au fur et à mesure que les économies développées cherchent à s'assurer que leurs engagements en matière de réduction des émissions nationales ne sont pas compensés par le financement de technologies à forte émissions de carbone ailleurs. Les principales institutions financières du secteur privé qui se sont fixé des objectifs de zéro émission nette cherchent à réduire le financement des combustibles fossiles, et seront de moins en moins disposées à financer des projets liés aux combustibles fossiles en Afrique subsaharienne (CCNUCC 2021). L'engagement annoncé par le G7 de mettre fin à « tout nouveau soutien public direct au secteur international de l'énergie fossile » en est un autre exemple (*The Economic Times India* 2022). Cette tendance à la diminution de la disponibilité des financements pour les projets de combustibles fossiles peut quelque peu contrebalancer la pénalité que représentent les CMPC élevés pour les technologies ERV.

Les engagements visant à limiter les investissements dans les combustibles fossiles devront encore être accompagnés d'engagements fermes visant à fournir un financement suffisant et abordable pour les systèmes d'ERV si l'on veut que l'ERV soit une voie réalisable et peu coûteuse vers une croissance rapide du système électrique.

Quels investissements en matière de flexibilité et de renforcement du réseau seraient nécessaires pour que les systèmes à forte pénétration des ERV soient les moins coûteux ?

Quel rôle le gaz naturel pourrait-il jouer ?

Le coût de la production d'électricité n'est qu'une composante des systèmes énergétiques. La production d'électricité doit être non seulement bon marché mais aussi fiable. C'est là qu'intervient le « V » du terme « ERV » : Le soleil ne brille pas toujours et le vent ne souffle pas toujours. Aussi bas que soit le LCOE d'une centrale solaire photovoltaïque, celle-ci sera peu utile pendant la nuit.

L'offre et la demande en électricité doivent être équilibrées sur l'ensemble des tranches horaires : de l'équilibrage de la fréquence et de la tension à chaque seconde à l'adéquation de l'alimentation en électricité au fil des heures, des saisons et des années. Heureusement, les dynamiques horaires, saisonnières et interannuelles de la production d'électricité à partir des ERV en Afrique ont déjà été rigoureusement étudiées dans la littérature scientifique. Un point de vue se dessine selon lequel l'énergie solaire photovoltaïque avec stockage par batterie pourrait devenir l'épine dorsale des systèmes électriques de l'Afrique subsaharienne (Barasa et al. 2018 ; Bogdanov et al. 2019 ; Oyewo et al. 2022). L'énergie solaire serait complétée par de l'énergie éolienne et de l'énergie hydroélectrique pilotable lorsqu'elle est disponible (Oyewo et al. 2020 ; Sterl et al. 2020, 2021) (avec d'élégantes synergies horaires et saisonnières dans de nombreux cas). Le gaz serait un combustible de transition lorsqu'aucune autre option n'est disponible, aidé par la volonté d'accroître les interconnexions régionales, principalement par le biais de pools énergétiques et de la conception d'un marché unique africain de l'électricité (Union africaine 2021 ; IRENA 2018b, 2021b ; Sterl 2021a ; Wu et al. 2017). Toutefois, les analyses académiques disponibles ne comprennent généralement pas d'analyse d'écoulement de puissance et tendent à négliger la question de la stabilité du réseau.

Les systèmes électriques des pays développés ont déjà connu de nombreux jours où les ERV ont fourni près de 100 % de l'électricité (AEE 2017), ce qui prouve qu'il est techniquement possible de relever les défis d'équilibrage à très court terme en cas d'apport important d'ERV. Toutefois, ces données proviennent de pays qui disposent déjà de réseaux adéquats à grande échelle et d'une flexibilité suffisante. En Afrique subsaharienne, de nombreux pays travaillent avec des réseaux électriques de petite taille souvent peu fiables.

La mise en place de centrales ERV dans les pays développés, avec des réseaux adéquats comme point de départ, permet aux pays de passer progressivement d'une part faible à une part élevée d'ERV, en préparant le système et en augmentant la flexibilité en cours de route. La première série de centrales ERV

ayant été déployée dans de nombreux pays, leur impact sur la stabilité a été insignifiant au niveau du système ; les effets ont été localisés, par exemple, aux points de connexion au réseau des centrales (AIE 2020c). Au fur et à mesure que la part des ERV augmentait, les pays pouvaient généralement faire appel aux ressources flexibles existantes avant d'atteindre des niveaux nécessitant des mesures de flexibilité plus avancées (par exemple, par le biais du stockage et de la réponse à la demande).

Inversement, dans de nombreux pays d'Afrique subsaharienne dont la base de production d'électricité est faible, le déploiement de centrales ERV à grande échelle exigera des systèmes électriques qu'ils franchissent les différentes étapes de l'intégration des ERV beaucoup plus rapidement. Une centrale solaire photovoltaïque d'une taille donnée entraînerait une augmentation beaucoup plus importante de la part des ERV sur le réseau électrique du Niger, par exemple (avec une capacité existante de quelques centaines de MW), que sur celui des Pays-Bas (qui possèdent seulement 70 % de la population du Niger mais ont plusieurs dizaines de GW installés). En outre, même des parts d'ERV d'environ 10 % peuvent entraîner des problèmes sur les petits réseaux à faible inertie en l'absence de mesures supplémentaires adéquates telles que l'inclusion du stockage par batterie comme élément standard des centrales électriques à ERV (Chen et al. 2020). En plus, les réseaux de nombreux pays africains souffrent de problèmes de fiabilité même en l'absence d'apports importants en ERV (J.T. Lee et Callaway 2018).

Une fois encore, il convient de souligner l'importance du contexte national. Dans certains pays d'Afrique, en particulier ceux qui disposent d'une base solide de production d'énergie hydroélectrique (p. ex. l'Éthiopie), les réseaux peuvent déjà avoir une inertie et une flexibilité suffisantes pour permettre une augmentation relativement rapide de l'intégration des ERV sans causer (ou exacerber) des problèmes de stabilité (Sterl et al. 2021). D'autres nécessiteraient des renforcements substantiels ou des interconnexions avec les pays voisins avant que de telles augmentations d'échelle ne soient réalisables (Sterl 2021a).

De vastes stratégies de renforcement des réseaux seront nécessaires pour garantir que les réseaux électriques en plein essor de l'Afrique subsaharienne puissent absorber des niveaux élevés d'ERV et les analyses existantes n'ont pas encore clairement identifié les coûts supplémentaires et la manière dont ils diffèrent au niveau des pays. Au cours de la dernière décennie, seulement 0,5 % des investissements dans les systèmes électriques africains ont été consacrés à la transmission (99,5 % ont été consacrés à la production). L'AIE suggère que la part consacrée à la transmission pourrait devoir atteindre jusqu'à 40 %, ce qui souligne l'urgence d'un changement majeur dans l'affectation des investissements (ESI Africa 2022 ; AIE 2022a). Des études récentes de l'ETC suggèrent que les besoins pourraient être encore plus élevés pour l'Afrique subsaharienne et qu'une transition à zéro émission nette nécessiterait que chaque unité d'investissement dans la production d'électricité soit compensée par 1,5 unités d'investissement dans le réseau (ETC 2021a).

Si la nécessité d'un investissement substantiel dans le réseau s'applique à la fois au développement des réseaux à base de combustibles fossiles et à ceux à base d'énergies renouvelables, la nature spécifique des ERV apporte une série de conséquences pour les systèmes électriques, dont les implications pour la planification de l'expansion du réseau diffèrent de celles des combustibles fossiles (Heptonstall et Gross, 2021). L'aspect positif de ce manque historique d'investissement dans les infrastructures de réseau est que de nombreux pays africains ont aujourd'hui une opportunité unique de construire des réseaux basés sur les ERV dès le départ, étant donné que la dépendance des infrastructures de réseau basées sur les énergies fossiles est encore limitée (Sterl 2021a).

Une analyse détaillée au niveau national est essentielle pour déterminer comment répondre au mieux aux besoins d'expansion, de renforcement, de flexibilité et de stabilité du réseau des systèmes à forte pénétration des ERV, quels en seraient les coûts et dans quelle mesure le gaz serait nécessaire en tant que combustible de transition à court et moyen terme fournissant divers services auxiliaires (Mulugetta et al. 2022). Une telle analyse au niveau national est actuellement difficile à trouver pour l'Afrique subsaharienne, de nombreux pays n'ayant pas fait l'objet d'une seule étude académique sur les transitions énergétiques propres (Breyer et al. 2022 ; Oyewo et al. 2023). Jusqu'à présent, la recherche s'est concentrée sur la fourniture de représentations des voies optimales de transition énergétique au niveau du continent entier (Barasa et al. 2018 ; Ouedraogo 2017 ; Taliotis et al. 2016).

Des organisations telles que l'IRENA et l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) ont récemment partiellement comblé cette lacune en réalisant des études spécifiques, par exemple pour le Gabon (IRENA 2021a ; Anvane-Obame et al. 2019) ou le Niger (IRENA 2021c), mais même ces études ne couvrent pas les échelles de temps pertinentes pour la stabilité de la fréquence et de la tension. S'il est vrai que les études sur la stabilité des réseaux étaient historiquement souvent réalisées par les exploitants des systèmes eux-mêmes et non par la communauté universitaire, le lien entre les études sur l'expansion de la capacité et les études sur la stabilité des réseaux ne semble pas avoir été fait pour la plupart des études sur l'expansion des systèmes électriques au niveau des pays africains cités plus haut. Le danger est de tirer prématurément des conclusions sur les besoins de renforcement du réseau.

Synthèse

Les ressources renouvelables sont abondantes en Afrique et devraient théoriquement être peu coûteuses. Une forte pénétration des ERV dans les réseaux électriques est techniquement possible, comme l'ont démontré plusieurs pays dans le monde ; il pourrait être rentable de donner la priorité aux ERV dans l'expansion des réseaux électriques, comme le suggère une grande partie de la littérature scientifique sur les pays africains et non africains. Cependant, de nombreux

facteurs importants sur le terrain – risque d'investissement affectant le coût du capital, faiblesse des réseaux existants nécessitant un renforcement substantiel pour permettre d'absorber même des parts relativement faibles d'ERV, et manque d'investissement dans l'expansion du réseau par rapport à la construction de centrales électriques – créent un écart substantiel entre les transitions énergétiques suggérées dans la littérature et la réalité de la plupart des pays africains. Les modèles existants sous-estiment souvent ces variables importantes.

Les pays africains auront besoin de formes spécifiques de soutien financier pour réduire les risques et d'investissements publics et privés, mobilisés au niveau national et par la communauté internationale, tant pour la production d'électricité que pour le renforcement et l'expansion des réseaux, afin de réaliser tout le potentiel technique qu'offrent les technologies énergétiques propres. Si ces mesures ne sont pas prises rapidement, la transition énergétique en Afrique risque d'échouer (Alova et al. 2021).

LA FOURNITURE DE SERVICES ÉNERGÉTIQUES D'ÉLECTRIQUE À BASE D'ÉNERGIES RENOUVELABLES EST-ELLE COMMERCIALEMENT VIABLE EN AFRIQUE SUBSAHARIENNE ?

QUELS SONT LES FACTEURS CLÉS DE LA VIABILITÉ COMMERCIALE ?

Les systèmes électriques basés sur les énergies renouvelables dans les pays d'Afrique subsaharienne nécessiteront d'importants investissements initiaux dans la production et l'infrastructure de transport de l'électricité. Étant donné que le retour sur ces investissements se fera à l'arrivée par le biais des factures d'électricité payées par les utilisateurs finaux, tant au niveau des ménages qu'au niveau commercial ou industriel, il existe un lien étroit entre la demande d'électricité au niveau de l'utilisation finale et les investissements dans le système électrique. Les modèles d'expansion des systèmes électriques supposent généralement une certaine demande exogène et calculent le portefeuille technologique optimal pour répondre à cette demande. Mais comme nous l'expliquons ici, pour les pays d'Afrique subsaharienne où la demande latente est importante, cela laisse plusieurs questions importantes sans réponse.

La production actuelle d'électricité par habitant en Afrique subsaharienne est extrêmement faible par rapport aux normes internationales – elle est estimée à environ 200 kWh/habitant/an – et les projections de l'IRENA et de l'AIE ne prévoient qu'une augmentation jusqu'à 500 à 700 kWh/habitant/an d'ici à 2030, même dans l'hypothèse d'un accès universel pour les ménages (AIE 2022a ; IRENA 2020).

À titre de comparaison, la production annuelle par habitant est actuellement d'environ 5 400 kWh en Chine et d'environ 1 100 kWh en Inde (Our World in Data 2022).¹ Les projections pour l'Afrique supposent donc que la plupart des utilisateurs finaux resteront à des niveaux très bas de consommation d'électricité une fois l'accès réalisé et que les clients commerciaux et industriels soient relativement peu nombreux ou peu importants.

Les enquêtes menées auprès des compagnies d'électricité indiquent que l'un des principaux obstacles à l'amélioration de l'accès à l'électricité est le coût du raccordement des clients au réseau (PwC Africa Power and Utilities Sector Survey 2015). Dans les situations où un grand nombre de ménages ont une faible consommation d'électricité, le coût de leur raccordement peut être prohibitif car les coûts des nouveaux raccordements peuvent ne pas être récupérés par les factures d'électricité dans des délais viables (K. Lee et al. 2016). En d'autres termes, le raccordement au réseau de clients dont les factures d'électricité sont peu élevées pourrait ne pas être une opération financièrement viable pour les sociétés africaines d'électricité.

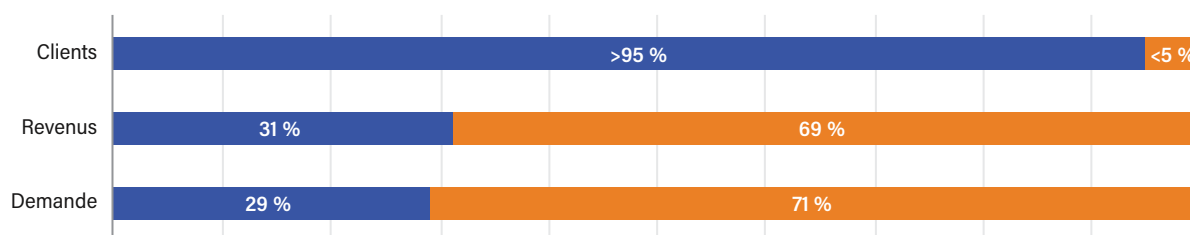
Par conséquent, les sociétés d'électricité d'Afrique subsaharienne dépendent fortement d'un petit nombre de clients commerciaux et industriels pour se maintenir à flot financièrement. Cela affecte à la fois leur capacité à réinvestir dans l'entretien et le renforcement du réseau et la rentabilité des projets de production d'électricité à l'échelle du service public, dont le preneur serait le service public. De nombreux services publics de l'Afrique subsaharienne ne sont pas en bonne santé financière (Trimble et al. 2016 ; Twesigye 2022) : en 2018, seul un tiers des sociétés africaines d'électricité étaient en mesure de recouvrer leurs coûts d'exploitation et de service de la dette, et cette situation a été aggravée par la pandémie de COVID-19 (Balabanyan et al. 2021).

La dépendance financière des compagnies à l'égard du secteur des clients commerciaux et industriels (C&I) en Afrique subsaharienne signifie que la croissance de ce segment est essentielle pour fournir les revenus nécessaires à l'investissement dans le renforcement et l'expansion du réseau. Et si la situation dans laquelle un nombre relativement faible de clients soutient la base de revenus d'une compagnie de service public n'est pas unique à l'Afrique subsaharienne (Figure 3), deux facteurs uniques affectent les sociétés d'électricité d'Afrique subsaharienne : la pression pour étendre l'accès à l'électricité (qui n'est pas un problème pour les pays du Nord) et la faible fiabilité du réseau, qui peut potentiellement effrayer les clients C&I en les dissuadant d'utiliser l'électricité du réseau, exacerbant ainsi les pressions existantes.

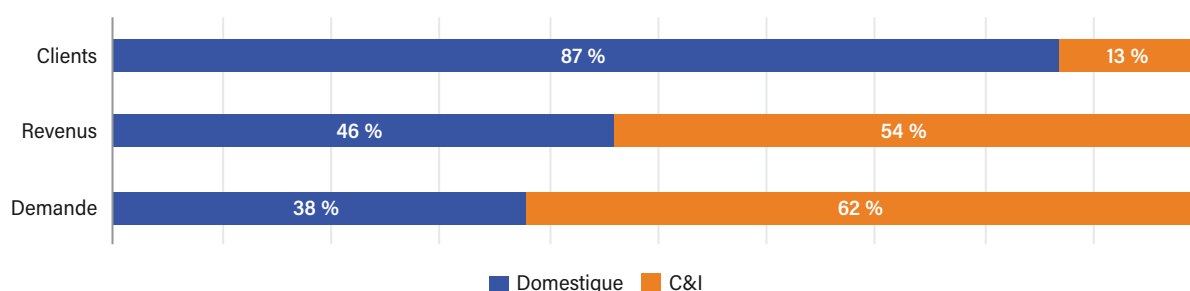
Deux questions cruciales se posent donc aux pays d'Afrique subsaharienne dans le contexte d'une croissance durable de l'offre et de la demande. La première est de savoir comment les secteurs C&I peuvent se développer tout en évitant la spirale de la mort des sociétés d'électricité, dans laquelle les services publics qui sont censés être alimentés par les tarifs payés par les clients C&I sont incapables de fournir à ces

Part relative des ménages (domestiques) et des clients commerciaux et industriels (C&I) dans les compagnies d'électricité au Kenya et en Californie : nombre de clients, recettes et demande

Statistiques financières des compagnies d'électricité du Kenya (moyenne 2015-2020), répartition en %



Statistiques sur les clients des services publics californiens (2021), répartition en %



Source : les données pour le Kenya proviennent de Kenya Power 2021 et celles pour la Californie de l'EIA 2022.

clients une énergie fiable 24 heures sur 24 et 7 jours sur 7, ce qui conduit ces mêmes clients à se tourner vers d'autres sources (p. ex. la production sur site), réduisant encore les revenus du service public et sa capacité à fournir une énergie fiable. Un élément clé pourrait être ce qui peut être fait pour les pays où cette spirale de la mort est déjà en cours. Par exemple, que pourrait faire la communauté financière internationale pour intervenir dans les pays où le service public est pris au piège d'une boucle de rétroaction négative de perte de clients C&I clés et de baisse des revenus, restant ainsi incapable d'investir dans l'élargissement de l'accès et d'améliorer la qualité de ses prestations ?

La deuxième question est de savoir comment la consommation domestique d'électricité peut augmenter conformément aux objectifs de développement sans imposer de charges financières excessives à des sociétés d'électricité en difficulté (par exemple en insistant sur le raccordement d'un grand nombre de clients à faible facture). Les mini-réseaux et les systèmes autonomes pourraient jouer un rôle important (Lucas et al. 2017 ; Mentis et al. 2017). Lorsque le taux d'électrification est faible, ces systèmes peuvent être plus rentables que le raccordement des ménages à un réseau public, en particulier s'ils sont relativement éloignés de ce réseau et si leur niveau de consommation est faible (Lucas et al. 2017). Le développement de systèmes hors réseau pourrait fournir des « paquets » initiaux d'accès à l'électricité aux ménages des niveaux inférieurs (ESMAP et SE4All 2015), avec une connexion éventuelle au réseau au fur et à mesure

que ces ménages progressent dans les niveaux d'utilisation de l'électricité. Cette approche réduirait la charge qui pèse sur le service public pour fournir l'accès initial. (Dans le domaine des mini-réseaux, des modèles commerciaux appropriés impliquant des clients domestiques et commerciaux sont bien sûr également essentiels pour assurer la viabilité financière.) Les décideurs politiques devraient envisager d'accélérer activement ces types d'innovation par le biais d'incitations politiques pour les systèmes hors réseau (Trotter et Brophy 2022). Là encore, les promesses de ces systèmes varieront d'un pays à l'autre, tout comme les défis économiques et financiers. Des recherches plus approfondies sur ces sujets au niveau national seront d'une grande importance pour les transitions énergétiques en Afrique.

L'élargissement de l'accès à l'électricité en Afrique subsaharienne ne se résume pas à l'hypothèse d'une certaine croissance de la demande et à la détermination de la combinaison de technologies la moins coûteuse pour répondre à cette demande, comme le font la plupart des études de modélisation énergétique. La nature spécifique du fonctionnement des services publics a un impact sur la vitesse et l'étendue de l'expansion de l'accès à l'électricité, et la croissance et le renforcement du segment C&I en Afrique subsaharienne seront cruciaux pour la santé financière des services publics qui doivent entreprendre de telles expansions. Ce point de vue reposant sur la demande n'a pas encore été abordé en détail dans les études de référence sur les transitions énergétiques en Afrique.



COMMENT LES SECTEURS TRADITIONNELLEMENT NON ÉLECTRIFIÉS (P. EX. LA CUISINE, LE TRANSPORT ET L'INDUSTRIE) PEUVENT-ILS ÊTRE DESSERVIS AU MIEUX ?

LE PÉTROLE ET LE GAZ ONT-ILS UN RÔLE À JOUER DANS CES SECTEURS ?

Nous avons affirmé qu'il est concevable que l'élargissement de l'accès à une électricité fiable dans toute l'Afrique subsaharienne puisse être assuré dans une large mesure par les ERV, mais seulement si les risques liés aux investissements dans les ERV peuvent être efficacement neutralisés, si l'on accorde l'attention nécessaire au renforcement et à l'expansion du réseau, et si la demande peut être amenée à croître au même rythme que l'offre. Cependant, bien qu'il y ait un consensus sur le fait que les efforts mondiaux de décarbonisation nécessiteront un jour l'électrification de la plupart de l'utilisation finale (Eurelectric 2018), la majeure partie de la demande d'énergie en Afrique subsaharienne, en particulier en dehors de l'Afrique du Sud, provient encore actuellement des secteurs non électrifiés. Ces secteurs comprennent les combustibles domestiques pour la cuisine, qui sont généralement des utilisations traditionnelles de la biomasse (AIE 2022a), le diesel et d'autres combustibles pour les transports routiers et autres, et les combustibles solides utilisés pour la combustion directe dans les processus à haute température dans l'industrie, bien que la base industrielle de la plupart des pays de l'Afrique subsaharienne demeure petite.

L'électrification ne peut se faire du jour au lendemain, et les combustibles fossiles jouent un rôle inévitable à court et moyen terme dans la cuisson, le transport et l'industrie dans toute l'Afrique subsaharienne. Il n'est pas réaliste de s'attendre à une électrification rapide du parc automobile ou à un passage soudain de la cuisson à base de biomasse à la cuisson électrique, compte tenu de l'ampleur nécessaire du renforcement et du développement du réseau. Examinons les secteurs non électrifiés un par un afin d'en identifier les opportunités et les défis.

La cuisson : Le gaz de pétrole liquéfié (GPL) est généralement considéré comme une alternative réaliste à court terme, bien que loin d'être simple (Hollada et al. 2017), à la biomasse traditionnelle. Le GPL est largement considéré comme une option moins coûteuse que l'électrification de la cuisson à court terme, mais il offre des avantages sanitaires similaires en termes de réduction de la pollution de l'air à l'intérieur des habitations (AIE 2022a). Le GPL peut être dérivé du pétrole ou du gaz : il est donc probable que les émissions liées aux combustibles fossiles du secteur des ménages en Afrique subsaharienne augmentent à mesure que la demande continue de croître, jusqu'à ce que l'électrification permette de remplacer l'utilisation du GPL.

Le transport de passagers et de marchandises : Le parc automobile actuel de l'Afrique subsaharienne se compose essentiellement de véhicules de seconde main exportés des pays du Nord (PNUE 2020). Les pays du Nord poursuivent leurs efforts d'électrification du parc de transport et de nombreux pays et constructeurs automobiles prévoient d'arrêter la vente nationale de véhicules à moteur à combustion interne d'ici 2040. Il est probable que l'ASS renouvellera ses flottes de véhicules en grande partie grâce à l'importation de voitures à combustion interne encore en circulation dans les pays du Nord. Par conséquent, l'électrification des flottes de véhicules en Afrique subsaharienne est susceptible d'accuser un certain retard par rapport à l'électrification des flottes de transport dans les pays du Nord. Avec l'augmentation de la demande en matière de transports, la demande de produits pétroliers dans le secteur des transports continuera donc à augmenter à court terme (Gorham 2022). L'électrification du transport de marchandises lourdes devrait prendre encore plus de temps que celle des voitures particulières. En revanche, pour les véhicules à deux ou trois roues, les tendances devraient se manifester plus rapidement. Pour de nombreuses personnes en Afrique, le premier contact avec la mobilité électrique peut se faire par l'intermédiaire de motos et de tuktuks électriques.

La fabrication de ciment : La fabrication de ciment est l'activité la plus émettrice de GES dans le secteur de l'industrie lourde de l'Afrique subsaharienne. Elle soutient également la demande croissante des pays en matière de construction (McKinsey 2021). Notre théorie est que la principale option réalisable à long terme pour une décarbonisation complète est l'utilisation du captage et stockage du carbone. En effet, les émissions liées à la production de clinker ne peuvent pas être facilement éliminées, bien que des recherches approfondies et des projets pilotes sur d'autres formes de ciment à faible teneur en carbone par substitution de matériaux puissent donner des résultats prometteurs à l'avenir (Sterl et al. 2017). En tout état

de cause, les combustibles fossiles (principalement le gaz naturel et le charbon) continueront probablement à être utilisés comme source de chaleur directe pour l'industrie du ciment en pleine croissance en Afrique subsaharienne dans un avenir proche.

La sidérurgie : Contrairement au ciment, l'acier est un produit de base commercialisé au niveau international, et toute forte croissance de la sidérurgie en Afrique subsaharienne sera probablement le fait d'un petit groupe d'acteurs mondiaux qui dominent l'industrie sidérurgique et qui se sont déjà largement engagés à décarboner la production d'acier. La sidérurgie en ASS repose actuellement principalement sur le recyclage électrifié de la ferraille (World Steel Association 2021) mais à l'avenir, si un secteur de la sidérurgie primaire devait se développer en ASS, il adopterait probablement la méthode de réduction directe du fer, qui pourrait utiliser l'hydrogène vert pour la combustion, à la place du gaz naturel (Kinch 2022).

La production d'engrais azotés : La principale voie possible pour une décarbonisation à long terme semble être l'utilisation de l'hydrogène vert. Toutefois, à court terme, l'utilisation dominante du gaz naturel devrait augmenter. La production actuelle d'engrais par habitant en Afrique subsaharienne est extrêmement faible par rapport aux normes internationales (1,5 kg d'engrais par habitant), tout comme la consommation d'engrais par hectare de terre arable (23 kg par hectare, contre 157 kg dans l'UE et 383 kg en Chine) (Banque mondiale 2022a ; 2022b ; 2022c). Même à ces faibles niveaux, jusqu'à 80 % de l'engrais utilisé en Afrique subsaharienne est actuellement importé.

L'une des questions clés est de savoir à quel point la demande en combustibles fossiles, en particulier en pétrole et en gaz, pourrait augmenter dans les bâtiments, les transports et l'industrie à court et à long terme. Pour répondre à cette question, nous avons élaboré deux scénarios à des fins d'illustration de la consommation d'énergie et des émissions dans l'ensemble de l'Afrique subsaharienne, l'un reflétant des progrès technologiques et économiques relativement rapides dans l'ensemble de l'Afrique subsaharienne et l'autre reflétant des changements plus lents. Les résultats en termes d'émissions sectorielles annuelles des pays d'Afrique subsaharienne (à l'exclusion de l'Afrique du Sud) sont présentés en Figure 4. Il semble que, quelle que soit la voie choisie, l'ordre de grandeur de la demande africaine en pétrole et en gaz restera probablement une petite fraction de la demande mondiale. Il convient de noter que cette analyse se concentre sur les perspectives de croissance de la demande et ne répond pas à la question de savoir comment cette demande pourrait être satisfaite (p. ex. au niveau national ou par le biais d'importations) et quelle serait la solution la moins risquée. Un résumé de la manière dont ces scénarios ont été élaborés est présenté en annexe.

Ces scénarios nous aident à comprendre l'éventail potentiel des besoins ou de l'utilisation des combustibles fossiles dans les pays africains. Les projections suggèrent que si la demande intérieure de pétrole et de gaz à des fins non énergétiques en Afrique subsaharienne peut initialement augmenter considérablement, la demande totale de pétrole pourrait diminuer dans les années 2040 si l'électrification et le passage

Scénarios illustratifs pour les émissions sectorielles issues des formes modernes d'énergie et d'industrie jusqu'en 2050 en Afrique subsaharienne, à l'exclusion de l'Afrique du Sud

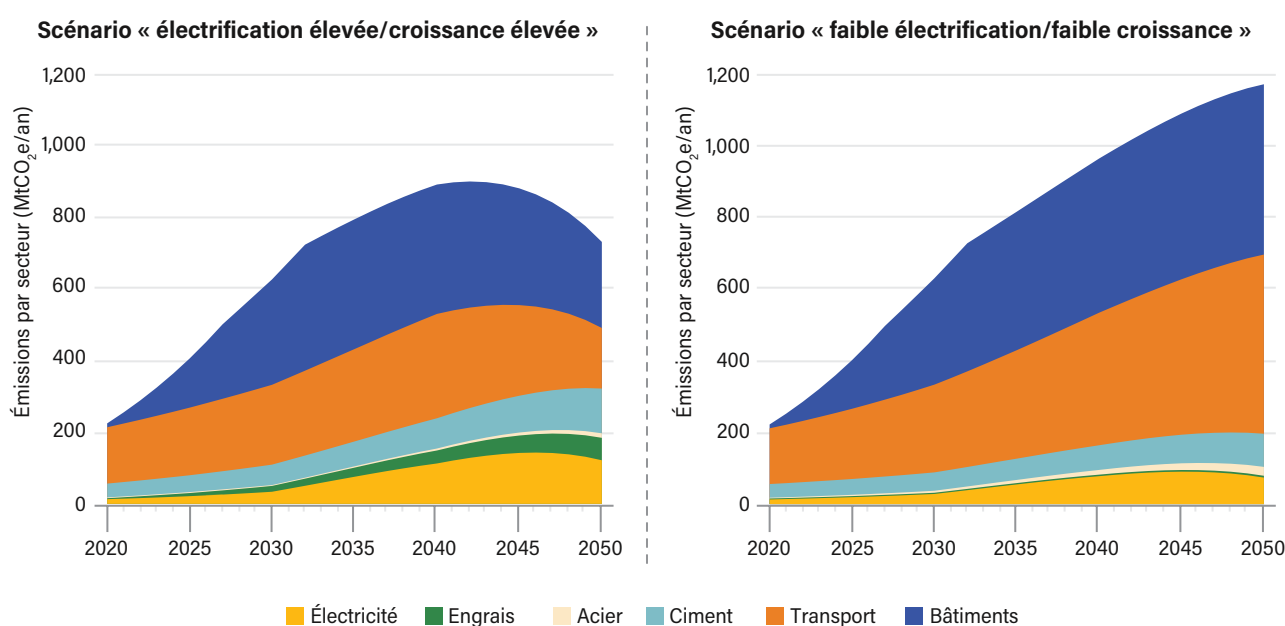


FIGURE 4

Remarques : les émissions liées à l'utilisation traditionnelle de la biomasse ne sont pas comptabilisées. Cela explique la courbe du graphique autour de 2030, date à laquelle la biomasse traditionnelle utilisée pour la cuisson est supposée être totalement éliminée (voir l'annexe). Après 2030, les émissions dues à la cuisson augmentent plus lentement, car la part des combustibles fossiles dans le mélange utilisé pour la cuisson cesse d'augmenter en même temps que la demande en énergie pour la cuisson.

Source : développé par les auteurs à l'aide de l'outil PROSPECTS du Climate Action Tracker (Institut NewClimate 2021).

à l'hydrogène dans les industries naissantes de l'acier et des engrais progressent de manière significative d'ici là. En dehors du secteur du ciment, la croissance de la demande en gaz pourrait atteindre son point culminant dans les années 2040, en raison de l'adoption de combustibles alternatifs et de l'électrification. Les émissions globales de CO₂ provenant de ces secteurs n'atteindraient qu'entre 0,4 et 0,6 t CO₂/habitant d'ici 2050 (ayant déjà atteint leur maximum à ce moment-là), ce qui reste bien inférieur à la moyenne mondiale.

Il en ressort que la demande en produits pétroliers et gaziers en Afrique subsaharienne pourrait atteindre son maximum autour de la décennie 2040-50 si des progrès substantiels sont réalisés en matière de diffusion des technologies modernes, sans entraîner d'augmentation dangereuse des émissions au niveau mondial et tout en permettant aux pays d'Afrique subsaharienne de développer une base industrielle allant au-delà de la production de ciment.

Cependant, le rôle précis du pétrole et du gaz au niveau de chaque pays doit être précisé au moyen de recherches plus approfondies, car chaque pays a un point de départ et une situation uniques en termes de ressources disponibles (p. ex. si un pays importe des combustibles fossiles ou s'il dispose de ressources nationales suffisantes) et de perspectives spécifiques pour les différentes industries dans chaque pays. La littérature scientifique traitant des voies d'industrialisation de certains pays est particulièrement rare, même à l'échelle d'un continent : sur les 54 articles scientifiques publiés sur les systèmes énergétiques entièrement décarbonés pour l'Afrique ou les pays africains, seuls 15 ont étudié des secteurs énergétiques autres que le secteur de l'électricité, et la plupart d'entre eux se sont concentrés sur les transports. L'industrie est le secteur le moins couvert avec seulement deux articles (Oyewo et al. 2023). Si certains pays disposent de plans d'industrialisation, tels que le plan stratégique de

développement industriel de l'Éthiopie (Ministère fédéral de l'Industrie 2013), il y a donc un manque général de recherche sur ce que ces plans signifieraient pour la demande en combustibles fossiles et sur la manière dont ils pourraient être harmonisés avec les objectifs en matière d'électrification.

COMPTE TENU DES SIGNAUX ACTUELS ET FUTURS DU MARCHÉ INTERNATIONAL, QUELS SONT LES OPPORTUNITÉS ET LES RISQUES LIÉS AUX EXPORTATIONS DE VECTEURS ÉNERGÉTIQUES DE L'AFRIQUE SUBSAHARIENNE ?

Il est anticipé que l'exploration pétrolière et gazière sur le continent africain se concentre de plus en plus sur la satisfaction de la demande intérieure plutôt que sur les exportations, au fur et à mesure de l'accès d'une plus grande partie de la population de l'Afrique subsaharienne à des moyens de cuisson et de transport modernes et du développement de son industrie naissante (AIE 2022a ; McKinsey 2022) (cf. la section précédente). Toutefois, les exportations de pétrole et de gaz continueront à jouer un rôle dans les décennies à venir (AEC 2020). Plusieurs pays africains considèrent encore les exportations de pétrole et de gaz comme une opportunité économique majeure mais dans le contexte de la décarbonisation mondiale, les pays devront évaluer les opportunités, les coûts et les risques encourus. La poursuite de l'exploitation du pétrole et du gaz pourrait conduire à des actifs abandonnés qui ne produisent plus de revenus pour le gouvernement et les pays pourraient passer à côté d'autres secteurs d'exportation à fort potentiel (Climate Action Tracker 2022).



Quelles sont les considérations de l'Afrique subsaharienne en matière de risques pour les investissements dans les combustibles fossiles destinés principalement aux marchés d'exportation ?

Les débats autour des efforts actuels des pays africains pour développer l'exploration pétrolière et gazière présentent parfois leurs désirs légitimes d'obtenir des revenus étrangers comme étant déphasés par rapport aux efforts mondiaux de décarbonisation (Africanews 2022) – opposant donc au niveau fondamental les préoccupations liées au changement climatique à celles liées à l'équité. Toutefois, cet argument réductionniste ne tient pas compte des nuances qui s'imposent. Et si l'exploration d'une quantité limitée de pétrole et de gaz permettait à ces pays africains de gagner les revenus nécessaires pour financer la croissance des énergies propres (ou d'autres projets de développement souhaitables) au niveau national (Davis et al. 2021) ? Les avantages de la croissance des énergies propres au niveau national pourraient-ils l'emporter sur les conséquences environnementales négatives d'une expansion limitée de la prospection pétrolière et gazière ? Après tout, la Norvège – souvent célébrée de nos jours comme un leader dans divers domaines de la décarbonisation, avec un approvisionnement en électricité presque 100 % renouvelable et la plus forte pénétration de véhicules électriques au monde – a également acquis sa richesse historique grâce aux exportations de pétrole (Feingold 2022).

Compte tenu de la contribution historiquement relativement limitée de l'Afrique à la production mondiale de pétrole et de gaz (Climate Action Tracker 2022), nous soutenons ici que sa part relativement faible dans les réserves inexplorées de pétrole et de gaz et sa consommation intérieure limitée ne risquent pas de « briser le budget carbone » avant d'autres pays. La principale question concernant le développement de nouvelles infrastructures pour les exportations de pétrole et de gaz en provenance d'Afrique n'est donc pas tant « Est-ce conforme aux objectifs climatiques ? » mais plutôt « Qui détient les risques financiers liés à ces actifs dans un monde en voie de décarbonisation ? » (Mulugetta et al. 2022).

Des organisations internationales telles que l'AIE et l'IRENA ont fait valoir que la consommation mondiale de pétrole et de gaz devait commencer à diminuer rapidement et à subir des réductions drastiques d'ici le milieu du siècle pour limiter le réchauffement de la planète. L'AIE a également fait valoir que pour rester en phase avec les objectifs de zéro émission nette, il faudra arrêter tout développement de nouveaux gisements de pétrole et de gaz (AIE n.d.) et plusieurs grandes institutions financières, telles que la banque HSBC, se sont alignées sur ces objectifs (HSBC 2022). D'autres dynamiques mondiales jouent un rôle essentiel en influençant les positions actuelles, comme l'invasion illégale de l'Ukraine par la Russie au début de l'année 2022. Alors que certains pensaient que la disparition des exportations de gaz naturel de la Russie vers l'Europe ouvrirait la voie à une augmentation

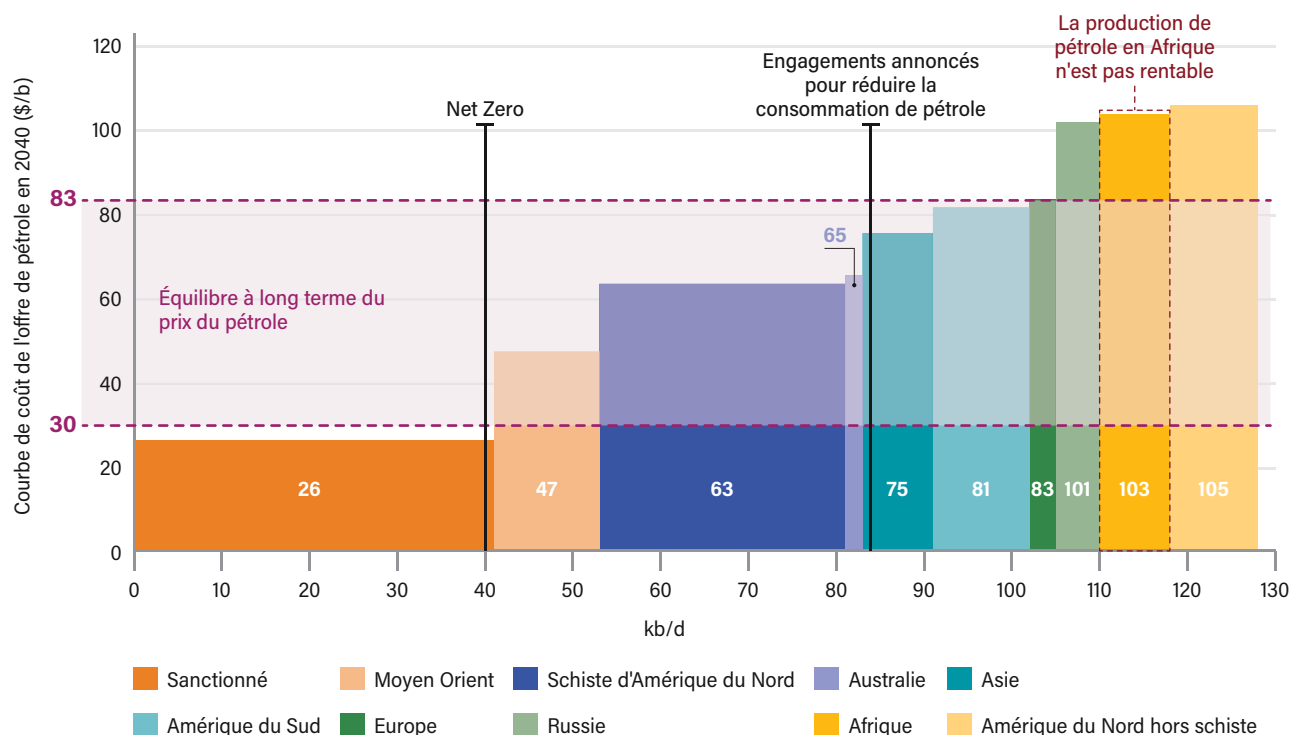
des exportations de gaz africain vers l'Europe (Pelz 2022), dans la pratique, l'Europe a accéléré ses progrès en matière d'électrification, ce qui pourrait bien conduire à une baisse à moyen terme de la demande européenne de gaz plutôt qu'à une augmentation (Goldthau et Tagliapietra 2022). Au niveau mondial cependant, les nombreux investissements proposés dans des projets pétroliers et gaziers qui sont encore à l'étude démontrent que l'industrie pétrolière et gazière est encore loin de s'aligner sur les objectifs à long terme de l'Accord de Paris (Carbon Tracker 2022). Ces signaux contradictoires du marché provoquent une grande incertitude quant à la viabilité à moyen terme des nouveaux investissements dans les infrastructures pétrolières et gazières en Afrique.

Quelles que soient les incertitudes à court terme, il est probable que d'ici 2040, la demande mondiale de pétrole et de gaz sera nettement inférieure aux niveaux actuels, même si la demande intérieure de l'Afrique subsaharienne augmente d'ici là. Le danger pour les États ou les compagnies pétrolières et gazières nationales concernant les investissements dans de nouvelles infrastructures d'extraction pour l'exportation réside donc dans le fait qu'ils risquent de se retrouver avec des actifs abandonnés qui ne génèrent pas de revenus pour le gouvernement (Semieniuk et al. 2022) – étant donné que l'offre mondiale tendra à être satisfaite par les fournisseurs les moins chers et que ces fournisseurs ne sont généralement pas situés en Afrique mais plutôt au Moyen-Orient (Figure 5) (Rystad Energy 2019).

La demande intérieure en pétrole et en gaz ainsi que leurs dérivés en Afrique subsaharienne augmentera à court et à moyen terme mais cela n'empêchera pas la courbe de la demande mondiale de s'infléchir, de sorte que le risque que l'offre africaine ne soit pas l'option la moins coûteuse subsistera.

Le tableau dressé par les constats récents n'est pas des plus réjouissants. Parmi les nombreux pays d'Afrique subsaharienne qui ont annoncé des découvertes de pétrole et de gaz commercialement exploitables ces dernières années, les trois qui ont réussi à en lancer l'exploitation avant 2020 (Mauritanie, Ghana et Niger) ont obtenu des recettes nettement inférieures aux prévisions initiales, en grande partie parce que les valeurs de production sont restées bien en deçà des projections initialement optimistes. Dans le cas de la Mauritanie, les recettes ont été jusqu'à 90 % inférieures aux prévisions (Mihalyi et Scurfield 2020). En outre, les découvertes de pétrole et de gaz annoncées par plusieurs pays, dont la Sierra Leone et le Liberia, se sont révélées non viables sur le plan commercial (Mihalyi et Scurfield 2020).

Courbe de coût marginal de l'offre pour les projets d'exploration pétrolière existants et futurs dans le monde entier



Remarques : la Figure 5 montre comment la production potentielle (en millions de barils par jour) se compare à la demande mondiale attendue selon différents scénarios d'évolution de la demande mondiale en pétrole d'ici 2040. Le terme de projets sanctionnés fait référence à des projets qui sont opérationnels ou pour lesquels des décisions finales d'investissement ont été prises.

Source : données de Rystad Energy (2019).

Face à ces incertitudes, les pays d'Afrique subsaharienne dotés de ressources pétrolières et gazières devront donc trouver un équilibre entre les opportunités à court et moyen terme et les risques et coûts d'opportunité à long terme. Les risques sont les plus aigus dans les cas où il faudrait de nombreuses années pour lancer l'exploitation des ressources fossiles, compte tenu de la volatilité des marchés des prix des matières premières et du temps nécessaire pour développer d'autres activités économiques.

Quelles sont les opportunités futures du continent dans le domaine de l'hydrogène vert et des minéraux ?

Comment ces industries peuvent-elles être comparées en termes de potentiel de revenus et de bénéfices pour l'économie locale ?

Les perspectives à long terme du pétrole et du gaz en tant que matières premières génératrices de revenus étant en déclin, les pays d'Afrique subsaharienne pourraient envisager d'autres options au lieu de, ou parallèlement à,

l'exploitation des ressources en combustibles fossiles à des fins d'exportation. Il est concevable que certains pays tirent des recettes d'exportation de ressources essentielles à la décarbonisation mondiale, par exemple de l'hydrogène vert et des minéraux essentiels.

Hydrogène vert et produits dérivés

Étant donné la disponibilité généralisée de ressources de haute qualité pour la production d'électricité renouvelable à proximité des côtes (Sterl et al. 2022), l'AIE estime que l'Afrique pourrait produire jusqu'à 5 000 Mt d'hydrogène vert par an au coût compétitif de moins de 2 \$/kg dans un rayon de 200 km de la côte (AIE 2022a). Une analyse récente de l'Irena a intégré l'option de construction d'électrolyseurs pour produire de l'hydrogène vert bon marché à partir de centrales ERV dans des modèles d'optimisation des coûts pour l'expansion de la capacité en Afrique du Nord. L'analyse a révélé que cette région pourrait produire jusqu'à 24 Mt d'H₂ par an d'ici 2040 à un coût de 2 \$/kgH₂ ou moins (IRENA 2023a). L'hydrogène vert et les produits dérivés de l'hydrogène (comme l'ammoniac) pourraient trouver des utilisations importantes dans la décarbonisation des industries lourdes comme la sidérurgie ainsi que dans la production d'engrais. Toutefois, l'AIE prévoit également

que la demande d'hydrogène vert ne décollera que lentement au niveau mondial. Si l'on ajoute à cela les coûts de transport élevés de l'hydrogène sous forme pure et le développement actuel limité en Afrique subsaharienne des principaux utilisateurs industriels potentiels d'hydrogène vert (p. ex. les industries des engrais, des produits chimiques et de l'acier), l'hydrogène ne concurrencerait le pétrole et le gaz en tant que principal débouché à l'exportation que d'ici les années 2030.

Toutefois, d'ici 2050, la demande mondiale d'hydrogène pourrait atteindre 800 Mt/an (ETC 2021b), ce qui signifie que l'hydrogène à bas prix provenant d'Afrique pourrait être bien positionné pour être compétitif sur le marché mondial. Si l'Afrique produisait 50 Mt de cet hydrogène, et si les prix se situaient entre 1 500 et 2 000 \$/t, cela représenterait un revenu de jusqu'à 100 milliards de dollars par an, un montant similaire au revenu annuel que le Nigeria a tiré du pétrole et du gaz au cours de la dernière décennie (NEITI 2022).

Dans la grande majorité des cas, la voie économique de la production d'hydrogène pour l'exportation impliquera probablement la production de dérivés tels que l'ammoniac qui, contrairement à l'hydrogène pur, pourraient être transportés facilement (Liebreich 2022). Cependant, la voie opposée – amener l'industrie dans les pays africains au lieu d'exporter les dérivés de l'hydrogène africain vers l'Europe ou ailleurs – devrait également être envisagée. Par exemple, d'importants changements potentiels dans la conception optimale des chaînes de valeur du secteur sidérurgique mondial pourraient également permettre à des pays africains comme la Guinée, qui possèdent des ressources en minerai de fer (USGS 2022), de devenir des sites de production d'éponge de fer à base d'hydrogène et d'exporter le fer vers les aciéries des pays développés.

Dans la pratique, certains projets proposés peuvent présenter des risques économiques importants. Prenons l'exemple de la centrale de production d'hydrogène à partir d'électricité de 30 GW proposée par AMAN en Mauritanie, qui coûterait 40 milliards de dollars (IRENA 2023a), soit un volume d'investissement représentant environ six fois le PIB annuel total de la Mauritanie. Les dangers des conséquences économiques du « syndrome hollandais », selon lequel la domination d'un secteur empêche le développement d'autres secteurs, ne peuvent être écartés (Asiamah et al. 2022). La question de savoir qui partagera les bénéfices et les risques des mégaprojets d'hydrogène vert doit également être étudiée. Historiquement, en l'absence d'institutions fortes, les projets d'exportation à grande échelle n'ont pas toujours conduit à une prospérité largement partagée, que ce soit en Afrique subsaharienne ou ailleurs (Davis et al. 2021).

Il faut éviter de considérer l'Afrique de manière simpliste comme le « point névralgique de l'hydrogène dans le monde » et passer à des discours au niveau des pays qui tiennent compte des capacités et des opportunités de chaque nation, d'autant plus que des investissements substantiels et des accords d'exploitation seraient nécessaires pour faire décoller ce marché, et que sa promesse économique n'est pas du tout certaine.

Minéraux critiques

Le continent africain est déjà une source importante de certains minéraux nécessaires à l'électrification et à la décarbonisation des systèmes électriques. Par exemple, la part de l'Afrique dans la production mondiale de cobalt, de manganèse et de graphite naturel (nécessaire pour les batteries) dépassera 30 % en 2020 et l'on estime que d'importants gisements d'autres minéraux nécessaires à la transition énergétique comme le nickel existent sur tout le continent (AIE 2022a). La demande mondiale de ces minéraux devrait augmenter considérablement au fur et à mesure que les transitions énergétiques progressent, et l'AIE estime que si l'Afrique devait conserver sa part de marché actuelle dans les minéraux pour batteries jusqu'en 2050, les recettes d'exportation totales pourraient égaler les recettes des exportations de combustibles fossiles d'ici là (AIE 2022a). Il est important de noter que les gisements de minéraux verts ont tendance à être répartis de manière très inégale selon les pays. Par exemple, près de 100 % de la production africaine de cobalt provient actuellement de la République démocratique du Congo (AIE 2022a).

Si l'exportation de minéraux essentiels semble être une opportunité prometteuse sur le papier, la planification de la construction et du maintien du secteur doit être effectuée avec soin. L'approvisionnement en certains matériaux comme le lithium pourrait connaître des goulets d'étranglement à l'avenir (Greim et al. 2020) et les matériaux qui sont actuellement demandés pourraient être remplacés par de meilleures alternatives à l'avenir (Gielen 2021). Le commerce mondial de ces minéraux ne sera donc pas à l'abri de chocs de prix semblables à ceux que connaît actuellement le marché mondial du gaz, ni de risques similaires d'actifs abandonnés (étant donné le long délai d'exploitation des nouvelles mines). Si les pays optent pour la voie de l'exploration minière, la mise en œuvre d'une gouvernance appropriée des ressources sera essentielle pour garantir que la chaîne de valeur des minéraux ajoute quelque chose de substantiel à l'économie locale sous la forme de création d'emplois, d'innovation et d'exportation des produits transformés (p. ex. la production de batteries en Zambie et en République démocratique du Congo [UNECA 2022]) et que l'exploitation minière est effectuée de manière durable, en évitant les conséquences négatives pour les droits de l'homme et pour l'environnement.

Synthèse

Il existe des opportunités pour les exportations de matières premières alignées sur les efforts mondiaux de décarbonisation qui semblent très prometteuses sur le papier pour de nombreux pays d'Afrique subsaharienne et qui pourraient avoir de meilleures perspectives à long terme que les explorations pétrolière et gazière. Toutefois, les marchés mondiaux de ces matières premières ne sont pas encore arrivés à maturité et il n'est pas surprenant que les décideurs politiques de l'Afrique subsaharienne soient réticents à renoncer aux investissements dans de nouvelles

infrastructures pétrolières et gazières, qui promettent des rendements plus immédiats.

Une fois de plus, une étude des opportunités et des risques propres à chaque pays aidera les pays à élaborer des plans concrets d'utilisation des ressources en fonction de leur potentiel. Dans ce contexte, il n'est pas utile d'énoncer des généralités telles que « les pays africains devraient exporter de l'hydrogène vert ou des minéraux et renoncer totalement au pétrole et au gaz ».

CONCLUSION

Notre synthèse présente les principales questions critiques pour déterminer les voies de la transition énergétique en Afrique ainsi que les meilleures données disponibles qui répondent actuellement à ces questions. La base de données concernant nombre de ces questions est actuellement très limitée et les divergences et les angles morts abondent (Figure 6). Néanmoins, il reste possible d'arriver aux conclusions suivantes :

- En principe, les pays d'Afrique subsaharienne pourraient mettre en place des systèmes électriques rentables basés principalement sur les ERV. Cela ne sera possible que si l'on parvient à réduire le coût du capital pour l'ERV en supprimant les risques, à mobiliser des flux financiers importants et à renforcer et étendre les réseaux existants afin d'absorber davantage des ERV. Les modèles existants sous-estiment souvent ces variables importantes et la manière dont elles diffèrent d'un pays à l'autre. Certains pays atteignent déjà des valeurs de coût du capital suffisamment basses pour faire de l'ERV une option rentable par rapport aux combustibles fossiles, tandis que d'autres sont à la traîne (Figure 2). Certains pays attirent plus de financements que d'autres. Par ailleurs, les réseaux de certains pays sont beaucoup plus à même d'absorber des parts élevées des ERV que ceux d'autres pays. Des études à haute résolution au niveau du réseau sont nécessaires au niveau national pour modéliser la faisabilité de l'exploitation des systèmes électriques avec une forte pénétration des ERV.
- La croissance de la demande en électricité en Afrique subsaharienne est limitée autant par le revenu par habitant que par l'offre (l'extension du réseau aux clients à faible facture n'étant souvent pas commercialement viable). Même avec des stratégies d'accès réussies, la demande en électricité par habitant en Afrique subsaharienne restera nettement inférieure aux niveaux de revenus moyens d'ici à 2030. Des stratégies sont nécessaires pour briser le cercle vicieux de la faible fiabilité du réseau qui pousse les clients commerciaux et industriels à produire sur place, ce qui entraîne une baisse des revenus des services publics.
- Dans les secteurs des ménages, des transports et de l'industrie en Afrique, le développement économique croissant nécessitera probablement une augmentation de l'utilisation des combustibles fossiles à court terme pour répondre à la demande accrue en matière de cuisson, de mobilité, de logement et de production. Si l'électrification en plus des énergies renouvelables est une option à long terme dans bon nombre de ces secteurs, ces processus prendront du temps. Il convient de reconnaître les limites pratiques à court terme des alternatives propres dans les domaines de la cuisson, de la fabrication du ciment et des transports. Le GPL jouera probablement un rôle clé dans le passage à une cuisson plus propre, le gaz continuera d'être utilisé dans la production de ciment, et le transport routier dépendra du diesel et de l'essence plus longtemps que dans les pays à revenu élevé. Les nouvelles technologies telles que l'hydrogène vert, susceptibles de compenser le besoin en combustibles fossiles dans des secteurs industriels tels que l'acier et les engrais, méritent d'être étudiées plus en profondeur. La viabilité des options d'abandon progressif des énergies fossiles variera d'un secteur à l'autre et d'un pays à l'autre, ce qui souligne l'urgence d'une analyse au niveau sectoriel et national.
- Certains pays d'Afrique subsaharienne pourraient tirer de précieuses recettes d'exportation des ressources pétrolières et gazières. Néanmoins, les exportations futures de pétrole et de gaz des pays africains risquent d'être menacées par le rythme de la décarbonisation dans les économies développées, les données disponibles indiquant des risques élevés d'actifs à faible rendement, malgré la tendance à la hausse à court et moyen terme de la demande en pétrole et en gaz au sein de l'Afrique subsaharienne elle-même. Les possibilités d'exportation de l'hydrogène vert et des minéraux nécessaires à la décarbonisation mondiale peuvent constituer des alternatives pour obtenir des recettes d'exportation. Les tendances internationales suggèrent que les flux de revenus générés par l'expansion de l'hydrogène vert et des minéraux verts peuvent être intéressants pour le continent, ce qui nécessiterait des analyses de scénarios spécifiques à chaque pays.

Les quatre questions essentielles que nous avons posées au début de ce dossier (Figure 1) soulignent donc la nécessité d'une analyse supplémentaire qui doit être entreprise spécifiquement au niveau national si l'on veut qu'elle éclaire l'élaboration des politiques énergétiques dans l'ensemble de l'Afrique subsaharienne. Nous résumons les angles morts et l'analyse supplémentaire nécessaire sur la Figure 6. Les « si » et les « alors » des points précédents sont ainsi complétés par des « comment » clairs : La base de recherche existante doit être élargie par des analyses spécifiques afin de compléter le tableau de ce qui est nécessaire à chaque pays africain pour tracer son avenir énergétique de manière durable.

Questions clés, divergences et angles morts dans les projections et scénarios actuels et l'analyse supplémentaire nécessaire pour combler les lacunes en matière de modélisation et d'analyse

QUESTION CLÉ	DIVERGENCES ET ANGLES MORTS	BESOINS D'ANALYSES SUPPLÉMENTAIRES
 Les sources d'ERV constituent-elles réellement une option rentable pour la production d'électricité en Afrique subsaharienne ?	<ul style="list-style-type: none"> Le coût du capital pour chaque technologie et par pays La disponibilité de capitaux mobilisables à travers les technologies Rôle du gaz dans la production d'électricité, en tant que puissance de base ou pour la flexibilité Coût de l'ensemble du système (production, T&D, stockage, etc.) 	<ul style="list-style-type: none"> Analyse du coût réel de la technologie en fonction du pays et des finances nationales Mécanismes spécifiques à chaque pays pour améliorer l'accessibilité financière lorsque le coût du capital est élevé Solution optimale en termes de coûts pour la production d'électricité, le transport et la distribution d'électricité et le stockage, spécifique à chaque pays Exigences en matière de renforcement du réseau pour permettre la mise en place de systèmes s'appuyant fortement sur les ERV
 À quelle vitesse la demande en électricité pourrait-elle augmenter en Afrique subsaharienne, compte tenu des perspectives de croissance des revenus à court et à long terme ?	<ul style="list-style-type: none"> Les projections de la demande en électricité varient considérablement d'une étude à l'autre et d'un scénario à l'autre La prise en compte explicite des compromis entre l'expansion du réseau et l'accès hors réseau n'est pas toujours incluse dans les études 	<ul style="list-style-type: none"> Mesure dans laquelle les connexions hors réseau devraient être utilisées pour assurer l'accès à l'énergie Projections de la demande qui reflètent l'élasticité des prix, le pouvoir d'achat et la suppression de la demande Effet du choix de l'expansion du réseau ou de la construction hors réseau sur les modèles commerciaux de production d'électricité
 Quels rôles le pétrole et le gaz joueront-ils dans la cuisson, les transports et l'industrie à court et à long terme en Afrique subsaharienne ?	<ul style="list-style-type: none"> Ampleur et rapidité de l'électrification des industries nationales, des ménages et des transports 	<ul style="list-style-type: none"> Prévisions concernant l'offre de véhicules de plus grande taille (bus, camions) et la capacité à « passer au vert » Analyse spécifique à l'Afrique subsaharienne concernant la décarbonisation des secteurs difficiles à décarboner Paramètres technico-économiques précis pour l'industrie africaine (également par pays)
 Quelles sont les nouvelles opportunités d'exportation dans le domaine de l'hydrogène vert, des minéraux verts et des combustibles fossiles en Afrique subsaharienne et quels sont les risques associés ?	<ul style="list-style-type: none"> Risques pour l'Afrique subsaharienne liés à une capitalisation sur le gaz naturel et les ressources minérales pour répondre à la demande internationale Crédibilité de la transformation de l'Afrique en plaque tournante pour la production d'hydrogène à des fins domestiques et d'exportation 	<ul style="list-style-type: none"> Modélisation détaillée de la manière dont les revenus et les besoins économiques des pays influencent les choix en matière de transition énergétique

Source : Auteurs.

ANNEXE : PROJECTIONS SECTORIELLES DE LA DEMANDE EN COMBUSTIBLES FOSSILES ET DES ÉMISSIONS EN AFRIQUE SUBSAHARIENNE

Cette annexe décrit les hypothèses utilisées dans les calculs des projections d'émissions sectorielles pour les pays d'Afrique subsaharienne présentées en Figure 4. Ces hypothèses sont propres aux auteurs et servent uniquement à illustrer l'évolution possible de la demande en énergie et des émissions en Afrique subsaharienne, à l'exclusion de l'Afrique du Sud. Elles ne sont pas nécessairement alignées sur les hypothèses comparables d'autres organisations et ne doivent pas être interprétées comme reflétant l'opinion des auteurs sur ce qui serait ou pourrait être les voies les plus réalistes, mais seulement comme montrant une gamme de possibilités allant d'options à faible ambition à des options à forte ambition.

Dans le domaine de la **cuisson**, nous supposons que l'augmentation du développement socio-économique et une utilisation plus intensive de l'énergie au niveau des ménages conduisent à une croissance de la demande en énergie de 5 % par an,² parallèlement à une élimination complète de la biomasse traditionnelle en faveur du GPL, plus propre, d'ici 2030 (ce qui est considéré comme une option moins coûteuse que l'électrification de la cuisson à court terme mais offrant des avantages similaires pour la santé), suivie d'une évolution vers 75 % d'électrification d'ici 2050 dans le scénario fort et vers 50 % d'électrification dans le scénario faible. Cela conduirait à une consommation finale de GPL d'environ 60-120 Mt/an d'ici 2050, soit l'équivalent de 2,5 Mbep/jour. Dans le cadre du scénario de forte électrification, cette demande aura déjà atteint son maximum en 2050. À titre de comparaison, la demande mondiale *actuelle* en pétrole se situe autour de 100 Mbep/jour (AIE 2022e).

Pour le **transport de passagers**, nous supposons que la demande (en passagers-kilomètres) augmentera en moyenne de 5 % par an,³ et que 100 % des voitures particulières et des autobus deviendront électriques d'ici 2050 dans le scénario fort contre 50 % dans le scénario faible. En matière de **transport de marchandises**, les taux de croissance sectoriels (en tonnes-kilomètres) sont supposés identiques mais la flotte de transport ne commencerait à passer à l'électricité qu'en 2035, atteignant un taux de pénétration des camions électriques de 50 % dans le cadre du scénario fort et de 10 % dans le cadre du scénario faible. Globalement, la consommation finale de pétrole dans les transports se situe entre 0,8 et 2,5 Mbep/jour d'ici 2050 et, dans le cadre du scénario de forte électrification, cette consommation aura déjà atteint son maximum à cette date.

Concernant la **fabrication du ciment**, nous supposons que la principale option réalisable à long terme pour une décarbonisation complète est l'utilisation du captage et stockage du carbone, étant donné que les émissions liées à la production de clinker ne peuvent pas être facilement éliminées du processus. Le gaz naturel continuera donc à être utilisé comme source de chaleur directe. Nous supposons que la production de ciment augmente de 4 % par an dans le scénario fort, ce qui correspond à peu près aux hypothèses de croissance future du PIB (AIE 2022a), et aux taux de croissance de la population dans le scénario faible, ce qui signifierait une production de ciment constante par habitant. La consommation finale de gaz naturel atteindrait ici 11 à 18 milliards de mètres cubes par an d'ici à 2050. À titre de comparaison, la demande mondiale *actuelle* en gaz naturel se situe autour de 4 000 milliards de mètres cubes par an (AIE 2022d).

Dans le domaine de la **sidérurgie**, nous supposons en revanche que les processus de production s'éloigneront du recyclage de la ferraille qui prévaut actuellement (World Steel Association 2021) pour passer à la fabrication d'acier primaire par réduction directe du fer, atteignant une production annuelle de 50 kg d'acier par habitant, et utilisant initialement le gaz naturel comme source de chaleur mais avec une transition vers l'hydrogène vert au fil du temps. Dans le scénario fort, l'utilisation de l'hydrogène atteint déjà 80 % en 2030 ; dans le scénario faible, elle atteint 60 % en 2050. Dans les deux scénarios, compte tenu de la forte croissance du secteur à partir d'une base très faible, la consommation finale de gaz naturel augmente considérablement jusqu'en 2050, atteignant entre 4,7 (scénario faible) et 9,5 (scénario fort) milliards de mètres cubes par an.

En ce qui concerne la **production d'engrais azotés**, nous supposons que la consommation d'engrais augmentera pour atteindre les mêmes niveaux par hectare de terre cultivée qu'en Inde aujourd'hui dans le scénario fort et qu'elle augmentera en fonction de la croissance démographique dans le scénario faible (c'est-à-dire que la demande en engrais par habitant reste inchangée). Dans le scénario fort, on suppose que la production intérieure augmente jusqu'à 60 % de la consommation totale, ce qui correspond là encore au niveau actuel de l'Inde, alors que dans le scénario faible, la part intérieure reste inchangée à environ 30 %. Dans les deux cas, nous supposons que l'hydrogène vert prendra progressivement le relais du gaz naturel (20 % d'ici 2030 à plus de 80 % d'ici 2040). Il en résulte une forte augmentation de la consommation de gaz jusqu'en 2035, avant qu'elle ne diminue jusqu'à devenir presque nulle en 2050.

Si ces scénarios pour la sidérurgie et les engrais peuvent sembler ambitieux, nous notons qu'étant donné l'importance des capitaux nécessaires pour financer les usines d'acier et d'engrais, les investissements pour ces usines proviendront très probablement d'entreprises internationales qui ont déjà pris des engagements zéro émission nette au niveau mondial et qui voudront donc construire des usines en accord avec ces engagements (The Climate Group 2022).

Enfin, les différents développements de l'électrification et les choix technologiques dans les secteurs d'utilisation finale ont un impact sur **la demande en électricité**. Nous estimons que la demande en électricité augmentera pour atteindre entre 1,2 et 1,9 MWh/an/habitant d'ici 2050 dans le cadre des hypothèses d'électrification faible et forte, ce qui représente à peu près les niveaux actuels de l'Inde et du Costa Rica, respectivement. Nous supposons que le mix électrique évoluera rapidement vers une plus grande pénétration des ERV, atteignant 80 % d'ici 2050, d'abord au détriment de l'hydroélectricité, mais aussi, à partir de 2030, du gaz naturel, du diesel et d'autres combustibles lourds. La consommation finale de gaz naturel pour la production d'électricité devrait donc atteindre un pic d'environ 25 à 50 milliards de mètres cubes par an aux alentours de 2040.

NOTES COMPLÉMENTAIRES

1. Il faut souligner que ces chiffres mélangent la consommation des ménages et la consommation industrielle ou commerciale. Il est admis que les niveaux de consommation des ménages sont généralement beaucoup plus bas.
2. Sur un scénario de croissance de 2 % de la consommation d'énergie par mètre carré et de 1 % de la surface au sol par habitant, avec un taux de croissance de la population d'environ 2 % par an au cours de la période 2020-2050.
3. On estime que la demande par habitant augmentera de 3 % et que la population augmentera en moyenne de 2 %.

RÉFÉRENCES

- AEC (Chambre africaine de l'énergie). 2020. « Africa Energy Outlook 2021. » <https://energychamber.org/report/africa-energy-outlook-2021>. Consulté le 7 novembre 2022.
- AFC (Société financière africaine). 2022. *Roadmap to Africa's COP: A Pragmatic Path to Net Zero*. https://s3.eu-central-1.amazonaws.com/afc-assets/afc/11378_AFC_COP_White_paper_V2_LR-1.pdf.
- Union africaine. 2021. « African Union Launches World's Largest Single Electricity Market (AFSEM). » <https://au.int/en/pressreleases/20210604/african-union-launches-worlds-largest-single-electricity-market-afsem>.
- Commission de l'Union africaine. 2021. « Is Energy Transition the Answer to Africa's Climate Change and Socio-Economic Development? What Will It Take for Africa to Reach Net-Zero Emissions? » <https://au.int/en/pressreleases/20211109/energy-transition-answer-africas-climate-change-and-socio-economic>.
- Africanews. 2022. « Climate Activists Call on Countries to Stop Funding New Gas Projects in Africa. » <https://www.africanews.com/2022/11/15/climate-activists-call-on-countries-to-stop-funding-new-gas-projects-in-africa/>.
- Agutu, Churchill, Florian Egli, Nathaniel J. Williams, Tobias S. Schmidt et Bjarne Steffen. 2022. « Accounting for Finance in Electrification Models for Sub-Saharan Africa. » *Nature Energy* 7 (7) : 631–41. <https://doi.org/10.1038/s41560-022-01041-6>.
- Alova, Galina, Philipp A. Trotter et Alex Money. 2021. « A Machine-Learning Approach to Predicting Africa's Electricity Mix Based on Planned Power Plants and Their Chances of Success » *Nature Energy* 6 (2) : 158–66. <https://doi.org/10.1038/s41560-020-00755-9>.
- Al-Zu'bi, Maha, Sintayehu W. Dejene, Jean Hounkpè, Olga Laiza Kupika, Shuaib Lwasa, Mary Mbenge, Caroline Mwongera, et al. 2022. « African Perspectives on Climate Change Research. » *Nature Climate Change*, novembre 2022. <https://doi.org/10.1038/s41558-022-01519-x>.
- Anvane-Obame, Judicaël Léonce Eugène, Alexis-Léandre Okouma, Prisca Ngoloa, Guy Léonce Ondo Makounga, et Arnold Stéphane Kapitho. 2019. *Analyse de l'Offre Énergétique du Gabon à l'Horizon 2045 et Évaluation des Émissions de CO₂*. Libreville, Gabon : Ministère de l'Énergie et des Ressources Hydrauliques & Agence Internationale de l'Énergie Atomique.
- Asiamah, Oliver, Samuel Kwaku Agyei, Bossman Ahmed et Ellen Animah Agyei. 2022. « Natural Resource Dependence and the Dutch Disease: Evidence from Sub-Saharan Africa ». *Resources Policy* 79 (décembre) : 103042. <https://doi.org/10.1016/j.resourpol.2022.103042>.
- Balabanyan, Ani, Yadviga Semikolenova, Arun Singh et Min A. Lee. 2021. *Utility Performance and Behavior in Africa Today—Summary Report*. <https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/36178/Summary-Report.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Consulté le 7 novembre 2022.
- Barasa, Maulidi, Dmitrii Bogdanov, Ayobami Solomon Oyewo et Christian Breyer. 2018. « A Cost Optimal Resolution for Sub-Saharan Africa Powered by 100 % Renewables in 2030. » *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 92 (septembre) : 440–57. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.04.110>.
- BNEF (Bloomberg New Energy Finance). 2022. « Cost of New Renewables Temporarily Rises as Inflation Starts to Bite. » Blog. 30 juin. <https://about.bnef.com/blog/cost-of-new-renewables-temporarily-rises-as-inflation-starts-to-bite/>.
- Bogdanov, Dmitrii, Javier Farfan, Kristina Sadovskaia, Arman Aghahosseini, Michael Child, Ashish Gulagi, Ayobami Solomon Oyewo, et al. 2019. « Radical Transformation Pathway toward Sustainable Electricity via Evolutionary Steps. » *Nature Communications* 10 (1) : 1077. <https://doi.org/10.1038/s41467-019-08855-1>.
- Breyer, C., S. Khalili, D. Bogdanov, M. Ram, A.S. Oyewo, A. Aghahosseini, A. Gulagi, et al. 2022. « On the History and Future of 100% Renewable Energy Systems Research. » *IEEE Access* 10 : 78176–218. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2022.3193402>.
- Carbon Tracker. 2022. « Paris Maligned: Why Investors Should Assess the Climate Alignment of Oil & Gas Companies. » <https://carbontracker.org/wp-content/uploads/2022/12/Paris-Maligned.pdf>.
- Chen, A.A., A.J. Stephens, R. Koon Koon, M. Ashtine et K. Mohammed-Koon Koon. 2020. « Pathways to Climate Change Mitigation and Stable Energy by 100% Renewable for a Small Island: Jamaica as an Example. » *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 121 (avril) : 109671. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109671>.
- Climate Action Tracker. 2022. « Natural Gas in Africa: Why Fossil Fuels Cannot Sustainably Meet the Continent's Growing Energy Demand » https://climateactiontracker.org/documents/1048/CAT_2022-05_Report_NaturalGasinAfrica.pdf.
- The Climate Group. 2022. « Major Businesses Commit to 100% Net Zero Steel. » <https://www.theclimategroup.org/our-work/press/major-businesses-commit-100-net-zero-steel>. Consulté le 7 novembre 2022.

- Davis, William, Andrew Bauer et Papa Daouda Diene. 2021. *Managing Senegal's Oil and Gas Revenues*. Natural Resource Governance Institute. https://resourcegovernance.org/sites/default/files/documents/managing_senegals_oil_and_gas_revenues.pdf.
- Groupe DWF. 2018. « Will Africa Leapfrog Traditional Energy Infrastructure and Head Straight for Off-Grid Renewables? » <https://dwfgroup.com/en/news-and-insights/insights/2018/4/will-africa-leapfrog-traditional-energy-infrastructure-and-head-straight-for-off-grid-renewables>.
- The Economic Times India*. 2022. « G7 Vows to End Fossil-Fuel Financing Abroad by End 2022: Statement », 27 mai 2022. <https://economictimes.indiatimes.com/industry/renewables/g7-vows-to-end-fossil-fuel-financing-abroad-by-end-2022-statement/articleshow/91835949.cms>.
- The Economist*. 2017. « Africa Might Leapfrog Straight to Cheap Renewable Electricity and Minigrids » <https://www.economist.com/special-report/2017/11/10/africa-might-leapfrog-straight-to-cheap-renewable-electricity-and-minigrids>.
- AEE (Agence européenne pour l'environnement). 2017. « Energy in Europe—State of Play. » <https://www.eea.europa.eu/signals/signals-2017/articles/energy-in-europe-2014-state-1>. Consulté le 7 novembre 2022.
- Egli, Florian, Bjarne Steffen et Tobias S. Schmidt. 2019. « Bias in Energy System Models with Uniform Cost of Capital Assumption. » *Nature Communications* 10 (1) : 4588. <https://doi.org/10.1038/s41467-019-12468-z>.
- EIA (Agence américaine d'information sur l'énergie). 2022. « 2021 Total Electric Industry—Customers. » https://www.eia.gov/electricity/sales_revenue_price/pdf/table1.pdf.
- Enel Green Power. 2018. *Africa: The Land of Renewables*. <https://www.enelgreenpower.com/stories/articles/2018/06/africa-the-land-of-renewables>.
- ESI Afrique. 2022. *Exploration into the Role of T&D in Africa's Low Energy Access Rates*. <https://www.esi-africa.com/industry-sectors/transmission-and-distribution/exploration-into-the-role-of-td-in-africas-low-energy-access-rates/>. Consulté le 7 novembre 2022.
- ESMAP (Energy Sector Management Assistance Program) et SE4All (Sustainable Energy for All). 2015. *Beyond Connections—Energy Access Redefined*. <https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/24368/Beyond0connect0d000technical0report.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Consulté le 7 novembre 2022.
- ETC (Commission des transitions énergétiques). 2021a. *Making Clean Electrification Possible: 30 Years to Electrify the Global Economy*. <https://www.energy-transitions.org/publications/making-clean-electricity-possible/#download-form>. Consulté le 7 novembre 2022.
- ETC. 2021b. *Making the Hydrogen Economy Possible: Accelerating Clean Hydrogen in an Electrified Economy*. <https://www.energy-transitions.org/wp-content/uploads/2021/04/ETC-Global-Hydrogen-Report.pdf>.
- EURactiv. 2022. « EU Aims to Make Africa a World Champion in Hydrogen Exports. » <https://www.euractiv.com/section/energy/news/eu-aims-to-make-africa-a-world-champion-in-hydrogen-exports/>. Consulté le 7 novembre 2022.
- Eurelectric. 2018. *EU Electrification and Decarbonization Scenario Modelling*. <https://cdn.eurelectric.org/media/3172/decarbonisation-pathways-electricatino-part-study-results-h-AD171CCC.pdf>.
- Commission européenne. 2023. « New Reports Highlight 3rd Quarter Impact of Gas Supply Cuts. » Direction générale de l'énergie. https://energy.ec.europa.eu/news/new-reports-highlight-3rd-quarter-impact-gas-supply-cuts-2023-01-13_en.
- Ministère fédéral de l'Industrie. 2013. *Ethiopian Industrial Development Strategic Plan (2013–2025)*. [https://www.eebcouncil.org/images/publications/Ethiopian%20Industrial%20Development%20Strategic%20Plan%20\(2013-2025\).pdf](https://www.eebcouncil.org/images/publications/Ethiopian%20Industrial%20Development%20Strategic%20Plan%20(2013-2025).pdf).
- Feingold, Spencer. 2022. « Norway's Massive Sovereign Wealth Fund Sets Net-Zero Goals. » <https://www.weforum.org/agenda/2022/09/norways-massive-sovereign-wealth-fund-sets-net-zero-goal/>. Consulté le 7 novembre 2022.
- Gielen, D. 2021. *Critical Materials for the Energy Transition*. <https://irena.org/Technical-Papers/Critical-Materials-For-The-Energy-Transition>. Consulté le 7 novembre 2022.
- Global Solar Atlas. 2020. *Solar PV Resource Availability*. (Disponibilité des ressources photovoltaïques.) 2020. <https://globalsolaratlas.info>. Consulté le 7 novembre 2022.
- Goldstone, Jack A. 2021. « The Battle for Earth's Climate Will Be Fought in Africa. » <https://diplomacy21-adelphi.wilsoncenter.org/article/battle-earths-climate-will-be-fought-africa>. Consulté le 7 novembre 2022.
- Goldthau, Andreas, et Simone Tagliapietra. 2022. « Energy Crisis: Five Questions That Must Be Answered in 2023. » <https://www.nature.com/articles/d41586-022-04467-w>. Consulté le 6 janvier 2023.

Gorham, Roger. 2022. « To Decarbonize Transport, Help Developing Countries Deal with Junkers, Clunkers and Jalopies. » Blog de la Banque mondiale. 23 juin. <https://blogs.worldbank.org/transport/decarbonize-transport-help-developing-countries-deal-junkers-clunkers-and-jalopies>.

Greim, Peter, A.A. Solomon, et Christian Breyer. 2020. « Assessment of Lithium Criticality in the Global Energy Transition and Addressing Policy Gaps in Transportation. » *Nature Communications* 11 (1) : 4570. <https://doi.org/10.1038/s41467-020-18402-y>.

Gulagi, Ashish, Manish Ram, Dmitrii Bogdanov, Sandeep Sarin, Theophilus Nii Odai Mensah et Christian Breyer. 2022. « The Role of Renewables for Rapid Transitioning of the Power Sector across States in India » *Nature Communications* 13 (1) : 5499. <https://doi.org/10.1038/s41467-022-33048-8>.

HSBC. 2022. « HSBC Sets Net Zero Aligned Targets to Reduce Financed Emissions from Oil and Gas, Power and Utilities Sectors » <https://www.hsbc.com/news-and-media/media-releases/2022/hsbc-sets-financed-emissions-targets-for-oil-and-gas-power-and-utilities>. Consulté le 6 janvier 2023.

Heptonstall, Philip J., et Robert J.K. Gross. 2021. « A Systematic Review of the Costs and Impacts of Integrating Variable Renewables into Power Grids » *Nature Energy* 6 (1) : 72–83. <https://doi.org/10.1038/s41560-020-00695-4>.

Hollada, Jacqueline, Kendra N. Williams, Catherine H. Miele, David Danz, Steven A. Harvey et William Checkley. 2017. « Perceptions of Improved Biomass and Liquefied Petroleum Gas Stoves in Puno, Peru: Implications for Promoting Sustained and Exclusive Adoption of Clean Cooking Technologies. » *Int J Environ Res Public Health* 14 (2) : 182. <https://doi.org/10.3390/ijerph14020182>.

AIE (Agence internationale de l'énergie). 2020a. *Uruguay—Countries & Regions*. <https://www.iea.org/countries/uruguay>. Consulté le 7 novembre 2022.

AIE. 2020b. *Climate Impacts on African Hydropower*. <https://www.iea.org/reports/climate-impacts-on-african-hydropower>. Consulté le 7 novembre 2022.

AIE. 2020c. *Will System Integration of Renewables Be a Major Challenge by 2023?* <https://www.iea.org/articles/will-system-integration-of-renewables-be-a-major-challenge-by-2023>. Consulté le 7 novembre 2022.

AIE. 2022a. *Africa Energy Outlook 2022*. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/6fa5a6c0-ca73-4a7f-a243-fb5e83ecfb94/AfricaEnergyOutlook2022.pdf>.

AIE. 2022b. *SDG7 Data and Projections*. Avril 2022. <https://www.iea.org/reports/sdg7-data-and-projections>.

AIE. 2022c. « Global Energy Crisis Shows Urgency of Accelerating Investment in Cheaper and Cleaner Energy in Africa. » <https://www.iea.org/news/global-energy-crisis-shows-urgency-of-accelerating-investment-in-cheaper-and-cleaner-energy-in-africa>. Consulté le 6 janvier 2023.

AIE. 2022d. *Gas Market Report, Q3-2022*. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/c7e74868-30fd-440c-a616-488215894356/GasMarketReport%2CQ3-2022.pdf>.

AIE. 2022e. *Oil Market Report—October 2022*. <https://www.iea.org/reports/oil-market-report-october-2022>. Consulté le 6 janvier 2023.

AIE. n.d. *Net Zero by 2050—A Roadmap for the Global Energy Sector*. <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>. Consulté le 6 janvier 2023.

IRENA (Agence internationale pour les énergies renouvelables). 2015. « From Baseload to Peak: Renewables Provide a Reliable Solution. » Document de travail. Abou Dhabi : IRENA. http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Baseload_to_Peak_2015.pdf.

IRENA. 2017. *Planning for the Renewable Future: Long-Term Modelling and Tools to Expand Variable Renewable Power in Emerging Economies*. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/IRENA_Planning_for_the_Renewable_Future_2017.pdf.

IRENA. 2018a. *Power System Flexibility for the Energy Transition. Part I: Overview for Policy Makers*. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Nov/IRENA_Power_system_flexibility_1_2018.pdf.

IRENA. 2018b. *Planning and Prospects for Renewable Power: West Africa*. <https://www.irena.org/publications/2018/Nov/Planning-and-prospects-for-renewable-power>. Consulté le 7 novembre 2022.

IRENA. 2020. *Global Renewables Outlook: Energy Transformation 2050 (Edition 2020)*. Abou Dhabi : Agence internationale pour les énergies renouvelables. ISBN 978-92-9260-238-3.

IRENA. 2021a. *Soutien à la Révision des CDN – Rapport Final : Renforcement des capacités en modélisation énergétique à long terme – Gabon*. https://www.irena.org/-/media/Irena/Files/Topics/Energy-Transition/Gabon_rapport_final_B046.pdf.

IRENA. 2021b. *Planning and Prospects for Renewable Power: Eastern and Southern Africa*. <https://www.irena.org/publications/2021/Apr/Planning-and-prospects-for-renewable-power-Eastern-and-Southern-Africa>.

IRENA. 2021c. *Feuille de Route pour le Sous-Secteur Électricité à l'horizon 2035 – Niger*. https://www.irena.org/-/media/Irena/Files/Topics/Energy-Transition/20210714-Niger_feuille_de_route_electricite_C056_updated.pdf.

IRENA. 2022a. *Global Hydrogen Trade to Meet the 1.5°C Climate Goal: Part I—Trade Outlook for 2050 and Way Forward*. <https://www.irena.org/publications/2022/Jul/Global-Hydrogen-Trade-Outlook>.

IRENA. 2022b. « Renewable Power Generation Costs in 2021. » <https://www.irena.org/publications/2022/Jul/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2021>

IRENA. 2022c. *World Energy Transitions Outlook: 1.5°C Pathway*. <https://www.irena.org/publications/2022/Mar/World-Energy-Transitions-Outlook-2022>.

IRENA. 2023a. *Planning and Prospects for Renewable Power: North Africa*. Abou Dhabi : Agence internationale pour les énergies renouvelables.

IRENA. 2023b.

IRENA et State Grid Corporation of China. 2019. *Electrification with Renewables: Driving the Transformation of Energy Services*. <https://www.irena.org/publications/2019/Jan/Electrification-with-Renewables>.

Jacobson, Mark Z., et Mark A. Delucchi. 2018. « 100% Clean, Renewable Energy Studies Provide Scientific Solution That Policymakers Can Rely On. » *The Electricity Journal* 31 (2) : 78–80. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2017.11.011>.

Kenya Power. 2021. *Annual Report and Financial Statements—30th June 2021*. <https://www.kplc.co.ke/img/full/KPLC%20Annual%20Report%20and%20Financial%20Statements%20for%20the%20year%20ended%2030.6.2021.pdf>.

Kinch, Diana. 2022. « Direct-Reduced Iron Becomes Steel Decarbonization Winner. » Blog. 22 juin. <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/blogs/metals/062222-dri-steel-decarbonization-direct-reduced-iron>.

Koc, Cagan, Katarina Hoije et Diederik Baazil. 2022. « Europe Optimal Market for Senegal's Gas, President Sall Says. » <https://www.bloomberg.com/news/articles/2022-09-08/europe-optimal-market-for-senegal-s-gas-president-sall-says>.

Kuhudzai, Remeredzai Joseph. 2022. « President William Ruto Sworn In, Reaffirms Kenya's Commitment to Transition to 100% Clean Energy by 2030. » <https://cleantechnica.com/2022/09/13/president-william-ruto-sworn-in-reaffirms-kenyas-commitment-to-transition-to-100-clean-energy-by-2030>. Consulté le 6 janvier 2023.

Le Figaro. 2022. « Énergies Fossiles : L'Afrique Est « Punie », Estime le Président du Niger ». <https://www.aljazeera.com/news/2022/6/15/africa-punished-by-investment-clamp-on-fossils-says-niger>.

Lee, Jonathan T., et Duncan S. Callaway. 2018. « The Cost of Reliability in Decentralized Solar Power Systems in Sub-Saharan Africa. » *Nature Energy* 3 (11) : 960–68. <https://doi.org/10.1038/s41560-018-0240-y>.

Lee, Kenneth, Eric Brewer, Carson Christiano, Francis Meyo, Edward Miguel, Matthew Podolsky, Javier Rosa et Catherine Wolfram. 2016. « Electrification for 'Under Grid' Households in Rural Kenya. » *Development Engineering* 1 (juin) : 26–35. <https://doi.org/10.1016/j.deveng.2015.12.001>.

Liebreich, Michael. 2022. « The Unbearable Lightness of Hydrogen. » Blog. 12 décembre. <https://about.bnef.com/blog/liebreich-the-unbearable-lightness-of-hydrogen/>.

Lovins, Amory B. 2017. « Reliably Integrating Variable Renewables: Moving Grid Flexibility Resources from Models to Results. » *The Electricity Journal* 30 (10) : 58–63. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2017.11.006>.

Lucas, Paul L., Anteneh G. Dagnachew et Andries F. Hof. 2017. *Towards Universal Electricity Access in Sub-Saharan Africa—A Quantitative Analysis of Technology and Investment Requirements*. https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2017-towards-universal-electricity-access-in-sub-saharan-africa-1952_3.pdf.

McKinsey. 2021. *Africa's Green Manufacturing Crossroads: Choices for a Low-Carbon Industrial Future*. <https://www.mckinsey.com/capabilities/sustainability/our-insights/africas-green-manufacturing-crossroads-choices-for-a-low-carbon-industrial-future>. Consulté le 6 janvier 2023.

McKinsey. 2022. *The Future of African Oil and Gas: Positioning for the Energy Transition*. <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/the-future-of-african-oil-and-gas-positioning-for-the-energy-transition>. Consulté le 6 janvier 2023.

Mentis, Dimitrios, Mark Howells, Holger Rogner, Alexandros Korkovelos, Christopher Arderne, Eduardo Zepeda, Shahid Siyal, et al. 2017. « Lighting the World: The First Application of an Open Source, Spatial Electrification Tool (OnSSET) on Sub-Saharan Africa. » *Environmental Research Letters* 12 (8) : 085003. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/aa7b29>.

Mihalyi, David, et Thomas Scurfield. 2020. *How Did Africa's Prospective Petroleum Producers Fall Victim to the Presource Curse?* <https://documents1.worldbank.org/curated/en/274381599578080257/pdf/How-Did-Africas-Prospective-Petroleum-Producers-Fall-Victim-to-the-Presource-Curse.pdf>.

Mulugetta, Yacob, Youba Sokona, Philipp A. Trotter, Samuel Fankhauser, Jessica Omukuti, Lucas Somavilla Croxatto, Bjarne Steffen, et al. 2022. « Africa Needs Context-Relevant Evidence to Shape Its Clean Energy Future. » *Nature Energy*, octobre. <https://doi.org/10.1038/s41560-022-01152-0>.

NEITI (Initiative pour la transparence des industries extractives au Nigeria). 2022. *NEITI 2020—Oil and Gas Industry Report*. <https://neiti.gov.ng/cms/wp-content/uploads/2022/03/NEITI-OGA-2020-Report.pdf>.

Institut NewClimate. 2021. *PROSPECTS+—a Tool for Climate Policy Analysis at the Sectoral and National Level*. https://newclimate.org/sites/default/files/2020/02/PROSPECTS_Methodology.pdf.

Ouedraogo, Nadia S. 2017. « Modeling Sustainable Long-Term Electricity Supply-Demand in Africa. » *Applied Energy* 190 (mars) : 1047–67. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.12.162>.

Our World in Data. 2022. *Per Capita Electricity Generation, 2021*. <https://ourworldindata.org/grapher/per-capita-electricity-generation>. Consulté le 6 janvier 2023.

Oyewo, Ayobami, Arman Aghahosseini, Manish Ram et Christian Breyer. 2020. « Transition towards Decarbonised Power Systems and Its Socio-Economic Impacts in West Africa. » *Renewable Energy* 154 (juillet) : 1092–1112. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.03.085>.

Oyewo, Ayobami, Dmitrii Bogdanov, Arman Aghahosseini, Theophilus Mensah et Christian Breyer. 2022. « Contextualizing the Scope, Scale, and Speed of Energy Pathways toward Sustainable Development in Africa. » *iScience* 25 (9). <https://doi.org/10.1016/j.isci.2022.104965>.

Oyewo, Ayomabi, Sebastian Sterl, Siavash Khalili et Christian Breyer. 2023. « Highly Renewable Energy Systems in Africa—Rationale, Research, and Recommendations. » *Joule* 7, 1–34. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2023.06.004>

Pelz, Daniel. 2022. « Germany-Senegal Gas Plan Sparks Outcry. » <https://www.dw.com/en/germany-senegal-gas-plan-sparks-outcry-from-environmentalists/a-62673733>. Consulté le 6 janvier 2023.

Enquête de PwC sur le secteur de l'électricité et des services publics en Afrique. 2015. *A New Africa Energy World—A More Positive Power Utilities Outlook*. <https://www.pwc.com/gx/en/utilities/publications/assets/pwc-africa-power-utilities-survey.pdf>.

Ram, Manish, Dmitrii Bogdanov, Arman Aghahosseini, Ashish Gulagi, Solomon A. Oyewo, Michael Child, Upeksha Caldera, et al. 2019. *Global Energy System Based on 100% Renewable Energy—Power, Heat, Transport and Desalination*. Étude réalisée par l'université de technologie de Lappeenranta et l'Energy Watch Group. Lappeenranta, Finlande et Berlin, Allemagne. Mars. Disponible sur http://energywatchgroup.org/wp-content/uploads/EWG_LUT_100RE_All_Sectors_Global_Report_2019.pdf

Rystad Energy. 2019. *BEIS Fossil Fuel Supply Curves*. https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/863800/fossil-fuel-supply-curves.pdf.

SE4ALL et CPI (Climate Policy Initiative). 2021. *Energizing Finance—Understanding the Landscape 2021*. <https://www.seforall.org/system/files/2021-10/EF-2021-UL-SEforALL.pdf>.

Semieniuk, Gregor, Philip B. Holden, Jean-Francois Mercure, Pablo Salas, Hector Pollitt, Katharine Jobson, Pim Vercoulen, et al. 2022. « Stranded Fossil-Fuel Assets Translate to Major Losses for Investors in Advanced Economies. » *Nature Climate Change* 12 (6) : 532–38. <https://doi.org/10.1038/s41558-022-01356-y>.

Sterl, Sebastian. 2021a. « A Grid for All Seasons: Enhancing the Integration of Variable Solar and Wind Power in Electricity Systems across Africa. » *Current Sustainable/Renewable Energy Reports* 8 (août) : 274–81. <https://doi.org/10.1007/s40518-021-00192-6>.

Sterl, Sebastian. 2021b. « Seasons of Power: Streamlining Strategies for Renewable Electricity Generation from Sun, Wind and Water in sub-Saharan Africa. » Thèse de doctorat. Bruxelles, Belgique : Vrije Universiteit Brussel et KU Leuven. <http://dx.doi.org/10.13140/RG.2.2.33395.86568/1>.

Sterl, Sebastian, et Wim Thiery. 2022. « La Faisabilité du Solaire PV pour Remplacer la Centrale Hydroélectrique de Koukoutamba en Guinée—Étude Quantitative ». Bruxelles, Belgique : Vrije Universiteit Brussel. https://researchportal.vub.be/files/92042463/VUB_2022_La_faisabilite_du_solaire_PV_pour_remplacer_la_centrale_hydro_electrique_de_Koukoutamba_en_Guin_e_tude_quantitative_num_rique_.pdf.

Sterl, Sebastian, Jing Zhang, Markus Hagemann, Lindee Wong, Tom Berg, Yvonne Deng, Jeroen de Beer, et al. 2017. « Manufacturing a Low-Carbon Society: How Can We Reduce Emissions from Cement and Steel? » https://climateanalytics.org/media/memo_decarb_industry_final.pdf.

Sterl, Sebastian, Inne Vanderkelen, Celray James Chawanda, Daniel Russo, Robert J. Brecha, Ann van Griensven, Nicole P. M. van Lipzig et Wim Thiery. 2020. « Smart Renewable Electricity Portfolios in West Africa. » *Nature Sustainability* 3 (9) : 710–19. <https://doi.org/10.1038/s41893-020-0539-0>.

- Sterl, Sebastian, Dalia Fadly, Stefan Liersch, Hagen Koch et Wim Thiery. 2021. « Linking Solar and Wind Power in Eastern Africa with Operation of the Grand Ethiopian Renaissance Dam. » *Nature Energy* 6 (4) : 407–18. <https://doi.org/10.1038/s41560-021-00799-5>.
- Sterl, Sebastian, Bilal Hussain, Asami Miketa, Yunshu Li, Bruno Merven, Mohammed Bassam Ben Ticha, Mohamed A. Eltahir Elabbas, Wim Thiery et Daniel Russo. 2022. « An All-Africa Dataset of Energy Model 'Supply Regions' for Solar Photovoltaic and Wind Power. » *Scientific Data* 9 : 664. <https://doi.org/10.1038/s41597-022-01786-5>.
- Sweerts, Bart, Francesco Dalla Longa et Bob van der Zwaan. 2019. « Financial De-risking to Unlock Africa's Renewable Energy Potential. » *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 102 (mars) : 75–82. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.11.039>.
- Taliotis, Constantinos, Abhishek Shivakumar, Eunice Ramos, Mark Howells, Dimitris Mentis, Vignesh Sridharan, Oliver Broad et Linus Mofor. 2016. « An Indicative Analysis of Investment Opportunities in the African Electricity Supply Sector—Using TEMBA (The Electricity Model Base for Africa). » *Energy for Sustainable Development* 31 (avril) : 50–66. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2015.12.001>.
- Trimble, Chris, Masami Kojima, Ines Perez Arroyo et Farah Mohammadzadeh. 2016. « Financial Viability of Electricity Sectors in Sub-Saharan Africa—Quasi-Fiscal Deficits and Hidden Costs. » Document de travail de recherche politique 7788. Washington, DC : Banque mondiale. <https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/24869/WPS7788.pdf?sequence=4&isAllowed=y>.
- Trotter, Philipp A., et Aoife Brophy. 2022. « Policy Mixes for Business Model Innovation: The Case of Off-Grid Energy for Sustainable Development in Sub-Saharan Africa. » *Research Policy* 51 (6) : 104528. <https://doi.org/10.1016/j.respol.2022.104528>.
- Twesigye, Peter. 2022. « Structural, Governance, & Regulatory Incentives for Improved Utility Performance: A Comparative Analysis of Electric Utilities in Tanzania, Kenya, and Uganda. » *Utilities Policy* 79 (décembre) : 101419. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2022.101419>.
- ONU (Organisation des Nations unies). 2022. *Revision of World Population Prospects*. Département des affaires économiques et sociales des Nations unies. <https://population.un.org/wpp/>. Consulté le 6 janvier 2023.
- UNECA (Commission économique des Nations unies pour l'Afrique). 2020. *Natural Gas: Africa's Energy Transition Accelerator*. <https://repository.uneca.org/bitstream/handle/10855/43686/b11982755.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Consulté le 7 novembre 2022.
- UNECA. 2022. « Zambia and DRC Sign Cooperation Agreement to Manufacture Electric Batteries. » <https://www.uneca.org/stories/zambia-and-drc-sign-cooperation-agreement-to-manufacture-electric-batteries>. Consulté le 6 janvier 2023.
- PNUE (Programme des Nations unies pour l'environnement). 2020. *Used Vehicles and the Environment. A Global Overview of Used Light Duty Vehicles: Flow, Scale and Regulation*. <https://www.unep.org/resources/report/global-trade-used-vehicles-report> Consulté le 7 novembre 2022.
- CCNUCC (Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques). 2021. « New Financial Alliance for Net Zero Emissions Launches. » <https://unfccc.int/news/new-financial-alliance-for-net-zero-emissions-launches>. Consulté le 7 novembre 2022.
- USGS (Institut d'études géologiques des États-Unis). 2022. *2017-2018 Minerals Yearbook-Guinea*. <https://pubs.usgs.gov/myb/vol3/2017-18/myb3-2017-18-guinea.pdf>.
- WEForum (Forum économique mondial). 2022. *How Africa Could Become a Global Hydrogen Powerhouse*. <https://www.weforum.org/agenda/2022/07/africa-hydrogen-iea/>.
- Banque mondiale. 2022a. *Terres agricoles (km²)*. (Base de données.) <https://data.worldbank.org/indicator/AG.LND.AGRI.K2>.
- Banque mondiale. 2022b. *Consommation d'engrais (% de la production d'engrais)*. (Base de données.) <https://data.worldbank.org/indicator/AG.CON.FERT.PT.ZS>.
- Banque mondiale. 2022c. *Consommation d'engrais (kilogrammes par hectare de terre arable)*. (Base de données.) <https://data.worldbank.org/indicator/AG.CON.FERT.ZS>.
- Groupe de la Banque mondiale. 2020. *Global Wind Atlas*. <https://globalwindatlas.info/>. Consulté le 7 novembre 2022.
- World Steel Association. 2021. *2021 World Steel in Figures*. <https://worldsteel.org/wp-content/uploads/2021-World-Steel-in-Figures.pdf>.
- Wu, Grace C., Ranjit Deshmukh, Kudakwashe Ndhlukula, Tijana Radojicic, Jessica Reilly-Moman, Amol Phadke, Daniel M. Kammen et Duncan S. Callaway. 2017. « Strategic Siting and Regional Grid Interconnections Key to Low-Carbon Futures in African Countries. » *Proceedings of the National Academy of Sciences* 114 (15) : E3004–12. <https://doi.org/10.1073/pnas.1611845114>.

REMERCIEMENTS

Nous sommes heureux de remercier nos partenaires stratégiques institutionnels qui fournissent un financement de base au WRI : le Ministère néerlandais des Affaires étrangères, le Ministère royal danois des Affaires étrangères et l'Agence suédoise de coopération internationale au développement.

Nous remercions la Fondation ClimateWorks, la Fondation africaine pour le climat (ACF) et la Fondation européenne pour le climat (ECF) pour leur soutien financier.

À PROPOS DES AUTEURS

Prof. Dr. Sebastian Sterl est l'associé de recherche principal de WRI Afrique sur les transitions énergétiques propres.

Contact : sebastian.sterl@wri.org

Dr. Rebekah Shirley est directrice adjointe du WRI pour l'Afrique.

Contact : rebekah.shirley@wri.org

Rose Dortch est chef de projet dans le domaine de l'énergie et du financement durable à l'ETC, hébergé par Systemiq Ltd.

Contact : rose.dortch@systemiq.earth

Min Guan est chef d'équipe pour la stratégie et la transformation – transition énergétique à l'ETC.

Contact : min.guan@systemiq.earth

Adair Turner est le président de l'ETC.

Contact : adair.turner@systemiq.earth

Photo Credits

Cover, Dai Kurokawa/EPA; p. 2, Erik Hathaway;
p. 4, Sebastian Sterl; p. 10, Daggy J Ali; p. 14, Uganda Crafts;
p. 16, Michael Muli.

À PROPOS DU WRI

Le World Resources Institute (Institut des ressources mondiales, WRI) est un organisme de recherche mondial qui transforme les grandes idées en actions concrètes au carrefour de l'environnement, des opportunités économiques et du bien-être humain.

Notre défi

Les ressources naturelles sont à la base des opportunités économiques et du bien-être humain. Mais aujourd'hui, nous épuisons les ressources de la Terre à un rythme qui n'est pas viable, mettant en péril les économies et la vie des gens. Les populations dépendent d'une eau propre, de terres fertiles, de forêts saines et d'un climat stable. Des villes vivables et une énergie propre sont essentielles pour une planète durable. Nous devons relever ces défis mondiaux urgents au cours de cette décennie.

Notre vision

Nous envisageons une planète équitable et prospère grâce à une gestion avisée des ressources naturelles. Nous aspirons à créer un monde où les actions des gouvernements, des entreprises et des communautés se conjuguent pour éliminer la pauvreté et préserver l'environnement naturel pour tous.

À PROPOS DE L'ETC

L'ETC (Commission des transitions énergétiques) est une coalition mondiale de leaders du secteur de l'énergie qui s'est engagée à atteindre zéro émission nette d'ici le milieu du siècle, conformément à l'objectif climatique de Paris de limiter le réchauffement de la planète bien en dessous de 2 °C et idéalement à 1,5 °C.

Les commissaires de l'ETC sont issus d'un large éventail d'organisations – producteurs d'énergie, industries à forte intensité énergétique, fournisseurs de technologies, acteurs financiers et organisations non gouvernementales environnementales – qui opèrent dans les pays développés et en développement et jouent des rôles différents dans la transition énergétique. Cette diversité de points de vue alimente les travaux de l'ETC, dont les analyses sont élaborées dans une perspective systémique grâce à des échanges approfondis avec des experts et des praticiens.



WORLD
RESOURCES
INSTITUTE

10 G Street, NE
Washington, DC 20002
WRI.ORG