



SEPTEMBRE  
2022



# Nouveau paradigme de l'électrification en Afrique subsaharienne

## Comment les systèmes hybrides décentralisés changent-ils la donne ?

Centre Afrique  
subsaharienne

Hugo LE PICARD

En partenariat avec:



L'**Ifri** est, en France, le principal centre indépendant de recherche, d'information et de débat sur les grandes questions internationales. Créé en 1979 par Thierry de Montbrial, l'Ifri est une association reconnue d'utilité publique (loi de 1901). Il n'est soumis à aucune tutelle administrative, définit librement ses activités et publie régulièrement ses travaux. L'Ifri associe, au travers de ses études et de ses débats, dans une démarche interdisciplinaire, décideurs politiques et experts à l'échelle internationale.

Le **Policy Center for the New South**, anciennement OCP Policy Center, est un *think tank* marocain basé à Rabat, Maroc, qui a pour mission la promotion du partage de connaissances et la contribution à une réflexion enrichie sur les questions économiques et les relations internationales. À travers une perspective du Sud sur les questions critiques et les grands enjeux stratégiques régionaux et mondiaux auxquels sont confrontés les pays en développement et émergents, Policy Center for the New South offre une réelle valeur ajoutée et vise à contribuer significativement à la prise de décision stratégique à travers ses quatre programmes de recherche : agriculture, environnement et sécurité alimentaire, économie et développement social, économie et finance des matières premières, géopolitique et relations internationales.

Les opinions exprimées dans ce texte n'engagent que la responsabilité de l'auteur.

*Cette note a été réalisée dans le cadre du partenariat entre l'Institut français des relations internationales (Ifri) et le Policy Center for the New South.*

ISBN : 979-10-373-0590-9

© Tous droits réservés, Ifri, 2022

Couverture : © Lidia Daskalova/Shutterstock.com

### **Comment citer cette publication :**

Hugo Le Picard, « Nouveau paradigme de l'électrification en Afrique subsaharienne. Comment les systèmes hybrides décentralisés changent-ils la donne ? », *Notes de l'Ifri*, Ifri, septembre 2022.

### **Ifri**

27 rue de la Procession 75740 Paris Cedex 15 – FRANCE

Tél. : +33 (0)1 40 61 60 00 – Fax : +33 (0)1 40 61 60 60

E-mail : [accueil@ifri.org](mailto:accueil@ifri.org)

**Site internet :** [ifri.org](http://ifri.org)

# Auteur

**Hugo Le Picard** est chercheur associé au Centre Énergie & Climat de l'Ifri. Il travaille en particulier sur les questions de pauvreté énergétique, d'accès à l'électricité et de financement d'infrastructures électriques en Afrique subsaharienne. Il effectue aussi en parallèle une thèse en économie industrielle appliquée au secteur électrique africain à l'Université Paris-Dauphine. Il a rejoint le Centre Énergie & Climat de l'Ifri en 2018, après une expérience aux affaires publiques de Véolia Environnement à Bruxelles et à l'Institut méditerranéen des hautes études stratégiques (FMES).

Conjointement à ses activités de recherche, il est enseignant à l'Université Paris-Dauphine où il donne des cours de microéconomie, d'analyse d'images et d'introduction au *Deep Learning*. Il intervient aussi régulièrement sur le thème du développement des systèmes énergétiques en Afrique dans le cadre de cours de master à Sciences Po Paris et à l'Université Paris-Dauphine. Il est titulaire d'un master en économie et en ingénierie financière spécialisé dans l'énergie de l'Université Paris-Dauphine et d'une double licence de mathématiques et d'économie de l'Université de Nottingham.

# Résumé

Après plusieurs décennies de réformes, la situation des secteurs électriques centralisés a peu évolué. Le secteur de l'électricité subsaharien reste peu développé et les secteurs électriques font face à d'importantes difficultés financières qui ont été encore accrues par les conséquences de la pandémie puis de la guerre en Ukraine. Les pertes d'exploitation de l'ensemble des secteurs électriques africains auraient dépassé les 150 milliards de dollars en 2020. Face à l'accroissement démographique de la région, les réseaux centraux ne peuvent pas pleinement répondre aux besoins d'électricité des populations, même dans les zones déjà couvertes par le réseau central.

En conséquence, les particuliers et les entreprises sont encouragés à devenir plus indépendants du réseau central pour répondre à leurs besoins de consommation d'électricité. Des mécanismes de marché sont à l'œuvre pour combler les lacunes induites par la faiblesse du réseau central. Le marché des systèmes décentralisés connaît une forte croissance dans la région. Son potentiel est colossal : face aux déficiences du réseau, aux 600 millions de subsahariens n'ayant pas accès à l'électricité s'ajoutent aujourd'hui les 500 millions de subsahariens qui y ont accès, mais qui font face à un réseau peu fiable ou onéreux. Au niveau du continent, il représenterait une opportunité de plus de 350 milliards de dollars à l'horizon 2030.

Le développement à grande échelle du marché des systèmes décentralisés dans les zones couvertes par le réseau n'est pas neutre pour le développement du secteur. Compte tenu de l'augmentation significative de la population urbaine et de l'attrait croissant des systèmes décentralisés, on ne peut exclure que le réseau centralisé existant, mais fragile, ne devienne en partie superflu. Néanmoins un secteur électrique qui se développe autour des systèmes décentralisés peut aussi avoir des avantages, si ces nouveaux usages sont pensés et intégrés dans les politiques de développement des systèmes électriques.

Ces systèmes peuvent permettre un accès à l'électricité plus rapide que le réseau central pour les populations qui en sont privées. De même, la modularité importante de ces systèmes permet aux consommateurs ayant déjà accès à l'électricité de grimper l'échelle énergétique, en leur permettant d'accéder selon leur budget et leurs besoins à de nouveaux services électriques. La baisse du coût des systèmes renouvelables décentralisés peut aussi faire baisser le prix de l'électricité pour les consommateurs commerciaux et industriels, favorisant ainsi leur compétitivité économique et la pénétration des technologies renouvelables sur le continent. La décentralisation des capacités de production peut aussi augmenter la

résilience des réseaux, en rendant les consommateurs moins dépendants des infrastructures centralisées. Enfin, à plus long terme, si l'électricité est produite principalement là où elle est consommée, elle n'a pas besoin de transiter par des lignes de transmission. Cela permettrait ainsi d'éviter que l'électricité ne fasse l'objet de pertes en lignes, qui sont élevées dans de nombreux pays de la région. Cela limiterait aussi les besoins d'investissements colossaux, dans les infrastructures réseaux, pour lesquels il est difficile de mobiliser des fonds privés et où l'Agence internationale de l'énergie (AIE) estime les besoins à 40 milliards par an en moyenne ces prochaines années.

Alors que les secteurs électriques centralisés de la région voient leurs difficultés s'accroître du fait des crises liées au Covid-19 et de la guerre en Ukraine, les systèmes décentralisés vont plus que jamais être amenés à jouer un rôle clé pour le développement de l'accès à l'électricité sur le continent. Dans le contexte d'un tarissement des capitaux disponibles dans les pays émergents, les institutions financières de développement pourraient soutenir davantage l'investissement dans l'écosystème d'entreprises qui font commerce des solutions décentralisées vertes, afin de faciliter l'accès à une électricité propre sur le continent.

# Abstract

After several decades of reform, the situation of the centralized power sectors has changed little. The sub-Saharan power sector remains underdeveloped and the power sectors are facing significant financial difficulties, which have been further exacerbated by the consequences of the pandemic and the war in Ukraine. The operating losses of all African power sectors would have exceeded \$150 billion in 2020. As the region's demographic growth continues, the central grids cannot fully meet the electricity needs of populations, even in areas already covered by the central grid.

As a result, individuals and businesses are encouraged to become more independent of the central grid to meet their electricity consumption needs. Market mechanisms are at work to fill the gaps created by the weakness of the central grid. The market for decentralized systems is growing rapidly in the region. Its potential is colossal: faced with the deficiencies of the grid, the 600 million sub-Saharans who do not have access to electricity are now joined by 500 million sub-Saharans who do have access, but who are faced with an unreliable or costly grid. At the continental level, it would represent an opportunity of over \$350 billion by 2030.

Given the significant increase in the urban population and the growing appeal of decentralized systems, it cannot be ruled out that the existing, but fragile, centralized grid will become partly superfluous. Nevertheless, an electricity sector that develops around decentralized systems can also have advantages, if these new uses are thought out and integrated into the development policies of the electricity systems.

These systems can provide faster access to electricity than the central network for populations that are deprived of it. Similarly, the significant modularity of these systems allows consumers who already have access to electricity to climb up the energy ladder, allowing them to access new electrical services according to their budget and their needs. Lowering the cost of decentralized renewable systems can also lower the price of electricity for commercial and industrial consumers, thereby promoting their economic competitiveness and the penetration of renewable technologies on the continent. Decentralized generation capacity can also increase grid resiliency, making consumers less dependent on centralized infrastructure. Finally, in the longer term, if electricity is generated primarily where it is consumed, it does not need to transit through transmission lines. This would prevent electricity from being subject to line losses, which are high in many countries in the region. It would also limit the need for huge investments in network infrastructure, for which it is

difficult to mobilize private funds and where the IEA estimates the need for an average of 40 billion per year over the next few years.

As the region's centralized power sectors face increasing challenges due to the covid-19 crises and the war in Ukraine, decentralized systems will play a key role in expanding electricity access on the continent more than ever before. In the context of a shrinking availability of capital in emerging countries, development finance institutions could further support investment in the ecosystem of companies that trade in green decentralized solutions to facilitate access to clean electricity on the continent.

# Sommaire

<b>INTRODUCTION .....</b>	<b>8</b>
<b>UNE DIFFICILE STRUCTURATION DES RÉSEAUX CENTRAUX .....</b>	<b>11</b>
<b>Des processus de réformes inaboutis .....</b>	<b>11</b>
<b>Des réseaux centraux chétifs face à une population     qui ne cesse de croître .....</b>	<b>12</b>
<b>UNE AUTONOMISATION ACCRUE DES CONSOMMATEURS DANS LES ZONES COUVERTES PAR LE RÉSEAU .....</b>	<b>15</b>
<b>L'essor du marché des générateurs auxiliaires et hybrides     pour les consommateurs commerciaux et industriels.....</b>	<b>15</b>
<b>Une progression importante du marché des systèmes solaires     décentralisés.....</b>	<b>20</b>
<b>LES CONSÉQUENCES POTENTIELLES DE L'AUTONOMISATION DES CONSOMMATEURS POUR LES RÉSEAUX CENTRALISÉS.....</b>	<b>22</b>
<b>Vers un affaiblissement de la viabilité financière du secteur .....</b>	<b>22</b>
<b>Un effet mitigé sur le développement des énergies renouvelables     dans la région .....</b>	<b>24</b>
<b>CONCLUSION .....</b>	<b>26</b>



# Introduction

Bien que l'Afrique subsaharienne ait connu des taux de croissance de 3,5 % par an en moyenne entre 2009 et 2019<sup>1</sup>, les économies des différents pays de la région restent fragiles. Le développement économique constitue encore un défi de taille pour le continent africain afin de faire sortir la population de la pauvreté endémique qui sévit dans la région, renforcée du fait des crises liées au Covid-19 et à l'invasion de l'Ukraine par la Russie. Ces deux dernières années, 40 millions d'Africains ont rebasculé dans l'extrême pauvreté<sup>2</sup> et la région a connu sa première période de récession depuis plus de 25 ans<sup>3</sup>. Le taux de croissance économique reste par ailleurs souvent inférieur au taux de croissance démographique.

Le développement et la relance économique de la région sont fortement limités par des secteurs électriques chétifs et inefficients qui limitent la consommation d'électricité et donc l'activité économique. Le secteur de l'électricité subsaharien est le moins développé au monde en termes de taux d'électrification, de consommation, de capacité installée et de fiabilité de l'approvisionnement électrique. Sur les 1 milliard de personnes dans le monde qui n'ont pas accès à l'électricité, près de 600 millions sont subsahariens<sup>4</sup>. Malgré un meilleur accès à l'électricité progressif cette dernière décennie, la crise du Covid-19 a inversé la tendance d'électrification. Aujourd'hui, 4 % supplémentaires de subsahariens vivent sans électricité par rapport à 2019<sup>5</sup>.

En 2018, la capacité installée dans l'ensemble de l'Afrique subsaharienne (hors Afrique du Sud) s'élevait à environ 80 gigawatts (GW) en 2018, soit près de la moitié de celle de la France (130 GW), alors que la région compte 18 fois plus d'habitants<sup>6</sup>. L'écart de consommation avec les pays industrialisés est abyssal. La consommation moyenne par an et par habitant en Afrique subsaharienne est d'environ 170 kilowattheure (kWh) en 2020<sup>7</sup>. Cela suffit tout juste à alimenter un ventilateur et deux ampoules électriques un peu moins de quatre heures par jour. À titre de comparaison, la consommation annuelle moyenne d'un subsaharien équivaut à un

---

1. *World Development Indicators*, Banque mondiale, 2022, disponible sur : <https://databank.worldbank.org>.

2. *COVID-19 (Coronavirus) Response*, Banque mondiale, 2021, disponible sur : [www.worldbank.org](http://www.worldbank.org).

3. *Africa Energy Outlook 2022*, Agence internationale de l'énergie, 2022, disponible sur : <https://iea.blob.core.windows.net>.

4. *World Development Indicators*, Banque mondiale, *op. cit.*

5. *Africa Energy Outlook 2022*, *op. cit.*

6. *Africa Energy Outlook 2019*, Agence internationale de l'énergie, 2019, disponible sur : [www.iea.org](http://www.iea.org).

7. *Africa Energy Outlook 2022*, *op. cit.*

douzième de la consommation d'un Européen et à un quatorzième de celle d'un Français<sup>8</sup>.

Avec des interruptions de service fréquentes – plus de 51 heures de coupures de courant en moyenne par mois dans la région – la faible fiabilité de l'approvisionnement électrique représente une contrainte majeure pour l'activité économique. Elle perturbe les entreprises et les oblige à arrêter leurs lignes de production pendant les coupures de courant, entraînant un manque à gagner dû à la production non réalisée. Ces coupures de courant génèrent également des coûts supplémentaires élevés pour les entreprises, liés par exemple aux frais de redémarrage des lignes de production ou au remplacement des machines endommagées par des chutes de tension ou des arrêts soudains. Ainsi, les pertes moyennes des entreprises subsahariennes dues aux coupures de courant s'élèvent à 8,5 % de leur chiffre d'affaires annuel en moyenne dans la région<sup>9</sup>.

En conséquence, tous les gouvernements des pays en développement soulignent le rôle crucial que joue le secteur électrique pour l'activité économique<sup>10</sup> et ont fait de son développement une priorité<sup>11</sup>.

Bien que les infrastructures centralisées actuelles ne soient pas en mesure de répondre à la demande de consommation d'électricité de la population africaine, les besoins latents d'électricité vont continuer de croître ces prochaines décennies. En plus des besoins générés par le développement économique, l'Afrique connaît une urbanisation importante, qui va de pair avec un fort accroissement démographique. La population africaine doublera d'ici 2050, passant de 1,1 milliard à 2,1 milliards d'habitants<sup>12</sup>, et la proportion de la population dans les zones urbaines et rurales sera inversée. Dans trente ans, 60 % de la population sera urbaine et 40 % rurale<sup>13</sup>. Outre les objectifs d'électrification, le continent devra donc préparer les réseaux centraux d'Afrique subsaharienne à accueillir près de 1,2 milliard de citoyens d'ici 2050 et à leur fournir une électricité fiable, abordable et durable. L'Agence internationale de l'énergie (AIE) estime ainsi que la demande d'électricité en Afrique augmentera de 75 % d'ici 2030<sup>14</sup>.

Face à ces premiers constats, plusieurs facteurs montrent que les secteurs de l'électricité en Afrique subsaharienne ne suivent pas le même chemin de développement que celui emprunté par les pays industrialisés au

---

8. *World Development Indicators*, Banque mondiale, *op. cit.*

9. *World Bank Enterprise Surveys*, Banque mondiale, 2022, disponible sur : [www.enterprisesurveys.org](http://www.enterprisesurveys.org).

10. L. Parshall, D. Pillai, S. Mohan, A. Sanoh et V. Modi, « National Electricity Planning in Settings with Low Pre-Existing Grid Coverage: Development of a Spatial Model and Case Study of Kenya », *Energy Policy*, 2009.

11. *Africa Progress Report 2015 – Power, People, Planet: Seizing Africa's Energy and Climate Opportunities*, Africa Progress Panel, 2015.

12. *World Population Prospects 2019*, ONU, 2019, disponible sur : <https://population.un.org>.

13. *World Urbanization Prospects 2018*, ONU, 2018, disponible sur : <https://population.un.org>.

14. *Africa Energy Outlook 2022*, *op. cit.*

moment de leur croissance, axée sur le développement du réseau central. En raison des innovations technologiques et de la baisse du coût de la technologie photovoltaïque, les technologies décentralisées vendues par des entreprises privées sont devenues une alternative attrayante au réseau national pour électrifier les populations subsahariennes et répondre à leur besoin d'électricité. En effet, ces technologies ont l'avantage d'être relativement peu coûteuses par rapport à l'expansion du réseau et sont rapides à déployer dans les zones reculées. Mais si ces technologies décentralisées peuvent jouer un rôle essentiel pour fournir un premier accès à l'électricité dans les zones non couvertes par le réseau, elles peuvent également être utilisées par les consommateurs déjà connectés au réseau pour faire face à ses défaillances.

Dans ce cadre, le manque d'infrastructures électriques constitue un marché attractif pour les entreprises qui font commerce de ces systèmes et voient les citoyens subsahariens, ruraux ou urbains, connectés ou non connectés au réseau, comme des clients potentiels pour leurs systèmes. En résumé, l'Afrique subsaharienne fait face à trois tendances concomitantes qui façonnent le développement des systèmes électriques : l'attrait croissant pour les technologies décentralisées, le faible niveau de développement des réseaux centralisés et la croissance démographique.

Cette note analyse les dynamiques à l'œuvre dans les secteurs électriques subsahariens et les effets du déploiement des technologies décentralisées sur l'organisation des réseaux centralisés en Afrique subsaharienne. Elle entend déterminer si les nouvelles formes hybrides de développement de l'accès à l'électricité sont de nature à changer la donne de l'électrification, en accélérant son déploiement et améliorant la qualité de la fourniture et ainsi, in fine, le bien-être des populations et le développement économique.

La première partie de l'analyse étudie l'organisation, la situation financière et l'efficacité opérationnelle des secteurs électriques centralisés de la région, pour faire le point sur les difficultés actuelles auxquels font face les secteurs électriques centralisés et mieux comprendre les défis qu'ils rencontreront à l'avenir. La deuxième partie montre l'émergence de nouveaux segments du marché des systèmes décentralisés dans les zones couvertes par le réseau. La troisième partie est consacrée à un exercice de prospective pour tenter de déterminer les conséquences du déploiement des systèmes décentralisés dans les zones couvertes par le réseau pour le développement de l'électrification dans la région.

# Une difficile structuration des réseaux centraux

## Des processus de réformes inaboutis

Dès les années 1990, des réformes ont été implémentées en Afrique subsaharienne afin d'augmenter le taux d'électrification et remédier à la sous-capacité chronique d'infrastructures électriques ainsi qu'aux mauvaises performances du secteur. Mais trente ans après, ces processus de réformes sont restés inaboutis et les problèmes d'accès à une électricité fiable, compétitive et généralisée, sont loin d'être résolus, et les marchés ne sont souvent pas efficaces.

Ces réformes, inspirées par les processus de libéralisation dans les pays industrialisés, consistaient en une succession d'étapes visant à amener les secteurs électriques, verticalement intégrés, vers une plus grande concurrence.

L'objectif était de séparer la gestion du secteur en différentes entreprises, de vendre les actifs de production et de distribution d'électricité à des entreprises privées, ainsi que d'orienter la législation vers des « modèles standard » et de mettre en place des régulateurs indépendants<sup>15</sup>.

Dans de nombreux pays subsahariens, le sous-secteur de la production a d'abord été ouvert à la concurrence, pour amorcer une libéralisation plus large tout en remédiant aux pénuries chroniques de capacité de production. Cela devait aussi inciter les entreprises publiques de transport et de distribution à améliorer leurs finances et leur gestion face à un secteur privé qui devait servir de référence. Dans la plupart des pays, la principale mesure a été de faciliter l'entrée des producteurs indépendants d'électricité (IPP) dans le sous-secteur de la production. La priorité a été de conclure des accords d'achat d'électricité de long terme avec les IPP. Ces contrats de long terme fournissaient aux entreprises un accord juridiquement exécutoire dans une industrie caractérisée par une faible réglementation<sup>16</sup>.

---

15. J. E. Besant-Jones, « Reforming Power Markets in Developing Countries: What Have We Learned? », Banque mondiale, 2006 ; K. N. Gratwick et A. Eberhard, « Demise of the Standard Model for Power Sector Reform and the Emergence of Hybrid Power Markets », *Energy Policy*, 2008 ; I. Malgas et A. Eberhard, « Hybrid Power Markets in Africa: Generation Planning, Procurement and Contracting Challenges », *Energy Policy*, 2011.

16. *The World Bank's Role in the Electric Power Sector: Policies for Effective Institutional, Regulatory, and Financial Reform*, Banque mondiale, 1993 ; P. A. Cordukes, Banque mondiale et K & M Engineering and Consulting Corporation, « USA, Submission and Evaluation of Proposals for Private Power Generation Projects in Developing Countries », Discussion Paper Series, Banque mondiale, 1994 ;

Ces contrats de long terme conclus entre les compagnies d'électricité publiques et les IPP ont permis d'ajouter rapidement de nouvelles capacités fonctionnelles dans un premier temps. Une partie du problème ainsi résolue, les décideurs publics avaient moins d'incitation à poursuivre les réformes de libéralisation du secteur et à mettre en place des régulateurs indépendants. Par conséquent, les IPP se sont retrouvés sur des marchés où le niveau de concurrence était faible et où les entreprises d'État (SOE) conservaient un contrôle important. Le résultat a été un développement hybride des secteurs de l'électricité de la région, en partie privés, en partie publics<sup>17</sup>.

## Des réseaux centraux chétifs face à une population qui ne cesse de croître

Malgré les progrès dans la région, les infrastructures électriques centralisées restent encore peu développées, sans rapport avec les besoins induits par la démographie africaine.

La capacité installée en Afrique subsaharienne a augmenté au cours des dernières décennies mais reste très insuffisante, de 68 GW en 2005<sup>18</sup>, à 94 GW en 2014<sup>19</sup>, à environ 130 GW en 2018 (80 GW sans l'Afrique du Sud<sup>20</sup>). Sur le continent, seuls huit pays, dont l'Afrique du Sud, ont une capacité de production supérieure à 3 GW. Une douzaine de pays ont un niveau intermédiaire de capacité installée, allant de 1 256 MW pour l'Ouganda à 5 382 MW de capacité installée pour le Ghana<sup>21</sup>. Ces capacités sont très faibles par rapport à une population subsaharienne qui a atteint plus de 1,1 milliard d'habitants et qui continue de croître. Si on les rapporte à la démographie, les capacités par habitant atteignent 0,12 kW respectivement<sup>22</sup>). À titre de comparaison, elle s'élève à 0,98 kW pour l'Afrique du Sud et à 1,9 kW pour la France – soit près de 16 fois plus.

Par ailleurs, du fait de problèmes de maintenance l'intégralité de ces capacités n'est pas toujours opérationnelle. Eberhard *et al.*<sup>23</sup> rapportent que moins de 75 % de ces capacités étaient pleinement opérationnelles au niveau du continent. Le Nigeria est un exemple particulièrement

---

R. Meyer, A. Eberhard et K. Gratwick, « Uganda's Power Sector Reform: There and Back Again? », Energy for Sustainable Development, 2018.

17. I. Malgas et A. Eberhard, « Hybrid Power Markets in Africa: Generation Planning, Procurement and Contracting Challenges », *op. cit.*

18. A. Eberhard, O. Rosnes, M. Shkaratan, et H. Vennemo, « Africa's Power Infrastructure », Banque mondiale, 2011.

19. C. Trimble, M. Kojima, I. Perez Arroyo, et F. Mohammadzadeh, « Financial Viability of Electricity Sectors in Sub-Saharan Africa: Quasi-Fiscal Deficits and Hidden Costs », *World Bank Policy Research Working Paper*, 2016.

20. *Africa Energy Outlook 2019*, *op. cit.*

21. « UN Data: A World of Information », ONU, 2021, disponible sur : <https://data.un.org>.

22. *Africa Energy Outlook 2019*, *op. cit.* ; *World Development Indicators*, Banque mondiale, *op. cit.*

23. A. Eberhard, O. Rosnes, M. Shkaratan, et H. Vennemo, « Africa's Power Infrastructure », *op. cit.*

significatif : sur les 12 GW de capacité installées, seules environ 8 GW étaient réellement fonctionnelles et environ 4,1 GW étaient utilisables en 2018. Plusieurs facteurs peuvent expliquer cette situation comme des problèmes de maintenance des infrastructures, des goulots d'étranglement dans les capacités de transport de l'électricité, des problèmes d'approvisionnement en gaz des centrales thermiques et des problèmes de gestion de l'eau pour les centrales hydroélectriques<sup>24</sup>.

De même, au niveau régional, les infrastructures de réseau sont également peu développées. Si l'on exclut à nouveau le cas particulier de l'Afrique du Sud, l'Afrique subsaharienne compte, en moyenne, 229 kilomètres (km) de lignes de transmission par million d'habitants (mh), contre 800 km/mh pour la France<sup>25</sup>. Dans le même temps, la densité de population est deux fois et demie plus élevée en France. Malgré les besoins immenses, les investissements dans les lignes de transmission manquent. En 2018, pour toute l'Afrique, seulement 10 milliards de dollars ont été investis dans les infrastructures de réseau, alors que les besoins étaient estimés à 60 milliards de dollars<sup>26</sup>. L'AIE estime aujourd'hui que les besoins d'investissement dans les infrastructures réseaux s'élèveront à 40 milliards de dollars par an en moyenne sur la période 2026-2030<sup>27</sup>.

Cette chétivité des réseaux électriques s'explique par la faible fiabilité financière dans laquelle se trouvent la quasi-totalité des entreprises de services d'électricité en Afrique subsaharienne qui, en plus de limiter les investissements, met en péril la survie du parc électrique existant. La plupart des entreprises de services d'électricité ne couvrent ni leurs coûts d'exploitation, ni leurs coûts fixes. Sur une sélection de 39 pays d'Afrique subsaharienne effectuée par la Banque mondiale, 18 ne recouvraient pas leurs coûts d'exploitation et faisaient donc face à des difficultés financières à court terme<sup>28</sup>. En l'absence d'une amélioration de leurs finances, les entreprises de services d'électricité n'ont plus les moyens d'investir dans leur expansion et dans la maintenance des infrastructures existantes. Les pertes d'exploitation de l'ensemble des secteurs électriques africains auraient dépassé les 150 milliards de dollars en 2020<sup>29</sup>.

La pandémie a contribué à renforcer ces problèmes financiers. Les services publics d'électricité ont fait état dans plusieurs pays de moindres revenus liés à une baisse de la consommation de leurs consommateurs industriels et commerciaux, du fait du ralentissement de l'activité

---

24. W. Arowolo et Y. Perez, « Market Reform in the Nigeria Power Sector: A Review of the Issues and Potential Solutions », *Energy Policy*, 2020.

25. « Linking Up: Public-Private Partnerships in Power Transmission in Africa », *World Bank Publications – Reports*, Banque mondiale, 2017.

26. *Africa Energy Outlook 2019*, *op. cit.*

27. *Africa Energy Outlook 2022*, *op. cit.*

28. C. Trimble, M. Kojima, I. Perez Arroyo, et F. Mohammadzadeh, « Financial Viability of Electricity Sectors in Sub-Saharan Africa: Quasi-Fiscal Deficits and Hidden Costs », *op. cit.*

29. *Africa Energy Outlook 2022*, *op. cit.*

économique. De nombreux pays ont en outre mis en place des programmes d'urgence pour lutter contre la précarité énergétique de consommateurs résidentiels appauvris par la pandémie. Aujourd'hui, la crise ukrainienne et la flambée subséquente des prix du baril mettent en grande difficulté les secteurs électriques des pays dépendants du pétrole pour leur production d'électricité<sup>30</sup>. Enfin, la remontée des taux d'intérêt américains, dans un contexte d'inflation, draine les capitaux disponibles hors des pays émergents, et renforce les coûts de remboursement des dettes. Un cercle vicieux risque ainsi d'installer, de nature à réduire et renchérir l'accès aux financements.

Face ces problèmes à la fois structurels et conjoncturels, les réseaux électriques centralisés de la région sont confrontés à un défi supplémentaire : l'importante croissance démographique et l'urbanisation dans la région. Le continent est aujourd'hui confronté à une augmentation démographique considérable. Selon les projections de l'ONU, la population de la région subsaharienne va presque doubler en moins de trente ans pour atteindre 2,1 milliards en 2050, contre 1,1 milliard aujourd'hui. De même, la majeure partie de la population sera concentrée dans les villes, représentant 58,1 % de la population, soit 1,2 milliard d'habitants, au milieu du siècle<sup>31</sup>. Dans moins de trente ans, l'équivalent actuel de toute la population subsaharienne sera concentré dans les villes. Face à une telle augmentation de la population urbaine, les secteurs électriques ont du mal à se développer au même rythme et la forte concentration des populations africaines dans les zones urbaines ne facilite pas l'accès à l'électricité. Malgré les nombreux nouveaux raccordements effectués chaque année, la couverture électrique des zones urbaines en Afrique subsaharienne peine à se développer. Entre 2019 et 2020, elle a même reculé dans certains pays<sup>32</sup>. Ce déclin de la couverture électrique dans les zones urbaines reflète en partie la difficulté des compagnies d'électricité à faire face à l'augmentation rapide du nombre de citoyens<sup>33</sup>.

Ainsi, même si de nouveaux projets émergent chaque année, face aux défis importants auxquels font face les réseaux centralisés, il est difficile d'imaginer que ceux-ci puissent répondre à eux seuls aux besoins d'électricité en Afrique subsaharienne, et cela même dans les zones déjà couvertes par le réseau.

---

30. *Africa Energy Outlook 2022, op. cit.*

31. *World Urbanization Prospects 2018, op. cit. ; World Population Prospects 2019, op. cit.*

32. En République démocratique du Congo (RDC), Guinée équatoriale, Érythrée, Ouganda, au Niger et Rwanda.

33. Certaines mégapoles comme Lagos, Luanda, Kinshasa, Dar es Salaam ou Nairobi ont vu leur population doubler en vingt ans. Ces villes vont continuer à croître et certaines d'entre elles verront leur population presque doubler à nouveau au cours des quinze prochaines années.

# Une autonomisation accrue des consommateurs dans les zones couvertes par le réseau

Face à l'augmentation de la population urbaine et les difficultés auxquelles font face les réseaux centralisés pour répondre à la demande, les populations et les entreprises sont incitées à utiliser des moyens annexes de production d'électricité pour satisfaire leurs besoins énergétiques. De nombreuses technologies décentralisées qui étaient originellement dédiées aux zones rurales atteignent aujourd'hui les zones urbaines couvertes par le réseau<sup>34</sup>.

## L'essor du marché des générateurs auxiliaires et hybrides pour les consommateurs commerciaux et industriels

Sur tout le continent, les entreprises investissent dans des générateurs de secours pour faire face aux défaillances du réseau et consommer de l'électricité lorsque celui-ci ne fonctionne pas. La proportion d'entreprises subissant des coupures est plus élevée en Afrique que dans les autres régions du monde. Aujourd'hui, moins d'un tiers des entreprises ont un accès fiable à l'électricité<sup>35</sup>. Cette faiblesse des réseaux électriques subsahariens a un effet négatif considérable sur les économies, représentant en moyenne, selon les pays, un coût allant de 1 à 4 % des PIB nationaux<sup>36</sup>.

En Afrique subsaharienne, plus de 53,5 % des entreprises sont ainsi équipées d'un générateur. Dans certains pays, comme la République du Congo ou l'Angola, plus des trois quarts des entreprises en possèdent un. Au moins 17 pays africains auraient plus de capacités agrégées de générateurs auxiliaires que de capacités installées sur leur réseau central. À travers le continent, il y aurait 123 GW de capacité de générateurs

---

34. Jaglin, « Off-grid Electricity in Sub-Saharan Africa: From Rural Experiments to Urban Hybridisations », HAL, 2019 ; H. Le Picard et M. Toulemont, « Le solaire décentralisé à l'assaut des villes africaines. Une analyse originale d'imagerie satellite et de Deep Learning », *Briefings de l'Ifri*, Ifri, 18 janvier 2022.

35. M. P. Blimpo, A. Postepska et Yanbin Xu, « Why Is Household Electricity Uptake Low in Sub-Saharan Africa? », *World Development*, 2020.

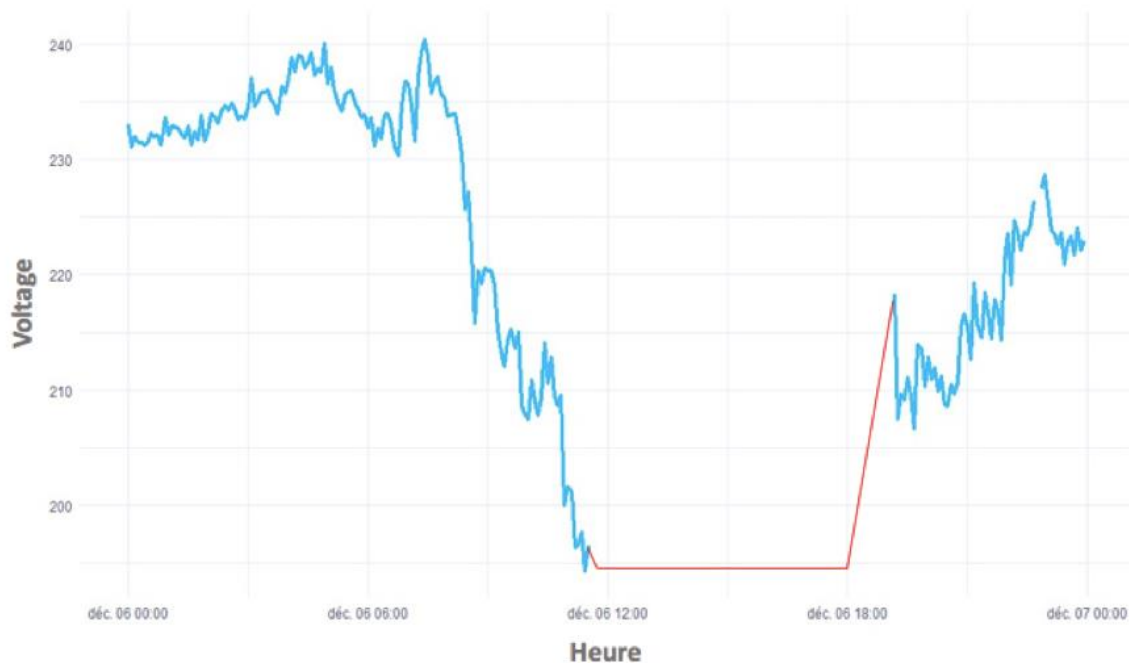
36. V. Foster et C. Briceno-Garmendia, « Africa's Infrastructure: A Time for Transformation », Banque mondiale, 2010.



auxiliaires opérationnels, soit presque l'équivalent de la totalité capacités installées sur le réseau centralisé dans toute l'Afrique<sup>37</sup>.

Au Nigeria par exemple, la mauvaise fiabilité du réseau électrique et son incapacité à répondre à la demande des consommateurs ont entraîné l'utilisation massive de générateurs de secours dans le pays<sup>38</sup>. Le pays est un marché important pour ces générateurs, notamment les grands générateurs diesel qui alimentent les entreprises et les industries, et les petits générateurs à essence utilisés par les petits consommateurs résidentiels ou commerciaux<sup>39</sup>.

**Graphique 1 : Tension sur le réseau central une journée typique au Nigeria**



Source : A2EI, Data release 2, 2019.

37. B. Attia, « Utility 3.0 : How Africa Is Remaking the Grid », Wood Mackenzie, 2022.

38. N. V. Emodi et K.-J. Boo, « Sustainable Energy Development in Nigeria: Current Status and Policy Options », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2015 ; N. Edomah, « Governing Sustainable Industrial Energy Use: Energy Transitions in Nigeria's Manufacturing Sector », *Journal of Cleaner Production*, 2019 ; A. Babajide et M. Centeno Brito, « Solar PV Systems to Eliminate or Reduce the Use of Diesel Generators at No Additional Cost: A Case Study of Lagos, Nigeria », *Renewable Energy*, 2021.

39. « The Dirty Footprint of the Broken Grid: The Impacts of Fossil Fuel Back-up Generators in Developing Countries », International Finance Corporation, 2019.

On estime que le Nigeria importe pour plus de 250 millions de dollars par an de groupes électrogènes et de pièces détachées, ce qui fait du pays l'un des plus grands marchés de groupes électrogènes dans le monde et le plus grand en Afrique<sup>40</sup>. Les capacités installées cumulées des générateurs diesel dans le pays s'élèveraient à environ 10 à 15 GW<sup>41</sup>, soit deux à trois fois plus que les capacités disponibles sur le réseau central.

En conséquence, plus de 70,7 % des entreprises possèdent ou partagent un générateur ; soit presque 20 % de plus que la moyenne de la région (53,5 %)<sup>42</sup>. Un million de foyers nigériens ne compteraient que sur leurs générateurs comme unique source d'électricité et s'émanciperaient ainsi totalement du réseau central<sup>43</sup>. Cette utilisation importante de générateurs dans le pays signifie que la production d'électricité nigérienne est fortement dépendante du pétrole. Le véritable mix électrique nigérian<sup>44</sup> serait donc beaucoup plus carboné que les estimations l'indiquent. De fait, 40 % de l'électricité totale consommée dans le pays serait produite par ces systèmes fonctionnant au pétrole<sup>45</sup>.

Cependant, le coût de l'électricité fournie par les générateurs diesel peut être trois fois supérieur à celui de l'électricité du réseau<sup>46</sup>. Les coûts de maintenance et d'exploitation des générateurs représentent de surcroît une charge pour les entreprises et un frein à leur croissance<sup>47</sup>. Le coût pour les industries du fonctionnement de ces générateurs est estimé à environ 17 milliards de dollars par an<sup>48</sup>. Cependant, même si l'utilisation de ces générateurs est coûteuse, ces coûts sont faibles par rapport aux pertes évitées du fait de l'impossibilité de produire lors des coupures de courant du réseau central<sup>49</sup>. Au-delà des coûts économiques, la pollution générée

---

40. A. Babajide et M. Centeno Brito, « Solar PV Systems to Eliminate or Reduce the Use of Diesel Generators at No Additional Cost: A Case Study of Lagos, Nigeria », *op. cit.*

41. E. Arik, « Le marché des groupes électrogènes dans les Suds », *Research Report*, 2019.

42. *World Bank Enterprise Surveys*, Banque mondiale, 2022, disponible sur : [www.enterprisesurveys.org](http://www.enterprisesurveys.org).

43. *LSMS – Integrated Surveys on Agriculture: General Household Survey Panel 2010/11*, vol. 2012, National Bureau of Statistics (NBS), 2012 ; M. O. Oseni, « Get Rid of It: To What Extent Might Improved Reliability Reduce Self-Generation in Nigeria? », *Energy Policy*, 2016.

44. Le mix électrique centralisé au Nigeria était composé en 2019 de 21,4 % d'hydroélectricité et de 78,5 % de gaz.

45. *Africa Energy Outlook 2022*, *op. cit.*

46. D. Farquharson, P. Jaramillo et C. Samaras, « Sustainability Implications of Electricity Outages in Sub-Saharan Africa », *Nature Sustainability*, 2018.

47. A. Aremu Adesanya et C. Schelly, « Solar PV-diesel Hybrid Systems for the Nigerian Private Sector: An Impact Assessment », *Energy Policy*, 2019.

48. « The Dirty Footprint of the Broken Grid: The Impacts of Fossil Fuel Back-up Generators in Developing Countries », *International Finance Corporation*, 2019.

49. M. O. Oseni et M. G. Pollitt, « The Economic Costs of Unsupplied Electricity: Evidence from Backup Generation among African Firms », *Cambridge Working Papers in Economics*, 2013 ; D. Farquharson, P. Jaramillo et C. Samaras, « Sustainability Implications of Electricity Outages in Sub-Saharan Africa », *op. cit.*

par les générateurs diesel est importante et présente un risque tant pour la santé des utilisateurs que pour l'environnement<sup>50</sup>.

Portées par l'essor du marché du solaire et des batteries de stockages, de nouvelles solutions innovantes de production autonome d'électricité voient le jour, comme les générateurs hybrides. Ces solutions combinent un générateur diesel, des panneaux solaires et un système de stockage, allant de petites installations à des petites centrales pouvant atteindre 2 MW<sup>51</sup>. Ce marché gagne aujourd'hui du terrain en Afrique, notamment auprès des constructeurs qui souhaitent s'assurer contre le manque de fiabilité du réseau tout en limitant leur consommation de carburant et leur exposition financière à des prix du baril volatils. Avec la compétitivité croissante des coûts des énergies renouvelables, notamment du solaire, les grands consommateurs commerciaux se tournent vers les systèmes hybrides pour répondre à leurs besoins en électricité. Ces systèmes peuvent fournir une électricité 23 à 60 % moins chère que l'utilisation de générateurs classiques, selon la région<sup>52</sup>. Ils contribuent donc à améliorer la fiabilité de l'approvisionnement, à faire baisser les coûts et à décarboner l'activité des entreprises. Encore à ses débuts, ce marché connaît une croissance rapide. Son développement est soutenu par différents facteurs, résumés dans le tableau ci-dessous. Récemment, l'une des sociétés leader sur le marché ouest-africain a levé plus de 38 millions de dollars en janvier 2021 pour se développer et a bénéficié d'un soutien financier direct de Proparco et de l'Union européenne<sup>53</sup>.

---

50. « Diesel Power Generation: Inventories and Black Carbon Emissions in Nigeria », Banque mondiale, 2014.

51. H. Le Picard, « Les technologies numériques : nouvel horizon des réseaux électriques centralisés en Afrique subsaharienne ? », *Notes de l'Ifri*, Ifri, octobre 2020.

52. *Africa Energy Outlook 2022*, *op. cit.*

53. « Daystar Power réalise une levée de fonds de 38 millions de dollars », Proparco, 2021, disponible sur : [www.proparco.fr](http://www.proparco.fr).

**Tableau 1 : Les facteurs d'innovation pour le marché des systèmes hybrides**

<p><b>Innovation des modèles d'affaires</b></p>	<p>Transition dans de nombreux secteurs vers l'externalisation des services d'électricité, permettant aux entreprises de profiter des avantages des systèmes d'énergies renouvelables et décentralisés sans les exigences initiales en matière de capital.</p>
<p><b>Innovation du prix du système</b></p>	<p>Réduction significative des coûts des systèmes d'énergie renouvelable, notamment dans le cas des systèmes de batterie/stockage.</p>
<p><b>Innovation en matière de stockage de l'énergie</b></p>	<p>Développement prometteur de technologies de stockage alternatives, qui peuvent stocker plus d'énergie à moindres coûts, par exemple, les systèmes de stockage duaux, solaire et hydrogène.</p>
<p><b>Innovation des systèmes hybrides</b></p>	<p>Des avancées significatives dans la combinaison de diverses sources d'énergie renouvelables, par exemple, solaire et gaz/biogaz, solaire et hydrogène, solaire et générateur diesel.</p>
<p><b>Innovations digitales</b></p>	<p>La numérisation rapide des systèmes décentralisés offre désormais aux utilisateurs la possibilité de surveiller, gérer et dépanner les systèmes à distance.</p>

Source : V. Ezenwoko, « Daystar Power Group: The Development of Healthy Cities In Sub-Saharan Africa – Stepping Up Clean Electricity Uses », 2021<sup>54</sup>.

54. V. Ezenwoko, « Daystar Power Group: The Development of Healthy Cities In Sub-Saharan Africa – Stepping Up Clean Electricity Uses », Presentation at « The Development of Healthy Cities in Sub-Saharan Africa: Stepping Up Clean Electricity Uses », Webinar organized in partnership between Columbia - Global Centers Nairobi, SIPA Center on Global Energy Policy (CGEP) and Ifri's Center for Energy & Climate, 2021.

## Une progression importante du marché des systèmes solaires décentralisés

Le marché des systèmes solaires décentralisés a connu un fort essor cette dernière décennie en Afrique subsaharienne, notamment auprès des consommateurs résidentiels, grâce à l'apparition de nouveaux modèles économiques tels que le Pay-As-You-Go<sup>55</sup> (PAYG). Le marché représentait au niveau mondial 1,75 milliard de dollars en 2019 et est en croissance constante. Entre 2017 et 2019, les revenus générés par le secteur ont augmenté de plus de 30 % par an. Avec 3,8 millions d'unités ont été vendues en 2018<sup>56</sup>, le marché du solaire décentralisé aurait levé plus de 2,3 milliards de dollars d'investissements depuis 2010, rien qu'en Afrique subsaharienne<sup>57</sup>. Dans la région, le marché a d'abord émergé dans les zones rurales non couvertes par le réseau, qui représentent encore aujourd'hui l'essentiel du marché, avec plus de 588 millions de potentiel clients<sup>58</sup>.

Cependant, l'avenir de ce marché en Afrique subsaharienne ne se limite pas nécessairement aux zones non couvertes par le réseau. En effet, Gogla (2020<sup>59</sup>) estime que le nombre de clients potentiels pour ces systèmes étant connectés au réseau central s'élèverait à plus de 153 millions. Ce chiffre ne tient compte que des clients faisant face à un réseau peu fiable. Le Picard et Toulemont<sup>60</sup> ont montré que le marché des systèmes décentralisés est également présent dans les zones où le réseau est fiable, notamment dans les grandes villes d'Afrique, où des systèmes de grandes tailles sont adoptés par les franges les plus aisées de la population des grandes villes subsahariennes, quelle que soit la qualité de l'électricité distribuée par le réseau.

En effet, en plus des avantages liés à la fiabilité de l'approvisionnement électrique, les avantages économiques liés à l'utilisation de ces systèmes sont nombreux. Une maison équipée d'un système solaire décentralisé peut se protéger des fluctuations des prix des combustibles fossiles liés par exemple à l'utilisation d'un générateur diesel, ainsi que de l'augmentation des tarifs d'électricité. Les ménages aisés ont d'autant plus d'incitation

---

55. Ce système donne accès à un kit solaire dans le cadre d'un contrat de leasing qui permet d'utiliser un système solaire tout en le remboursant progressivement grâce au mobile money. Les technologies de l'information sont utilisées pour verrouiller à distance et automatiquement le système solaire si le consommateur ne paie pas. Cela encourage le consommateur à effectuer des paiements réguliers pour rembourser son système solaire. Les consommateurs sont attirés par cette flexibilité car elle leur permet de faire face à des événements financiers imprévus en devant effectuer de nombreux petits paiements au lieu de payer la totalité du coût initial du système.

56. Gogla, « 2020 Off-Grid Solar Market Trends Report », *Report*, 2020.

57. B. Attia, « Utility 3.0 : How Africa Is Remaking the Grid », Wood Mackenzie, 2022.

58. Gogla, « 2020 Off-Grid Solar Market Trends Report », *Report*, 2020.

59. *Ibid.*

60. H. Le Picard et M. Toulemont, « Le solaire décentralisé à l'assaut des villes africaines : Une analyse originale d'imagerie satellite et de *Deep Learning* », *op. cit.*

financière à investir dans ces systèmes qu'ils paient des tarifs plus élevés et qui augmentent à cause des difficultés financières du secteur. L'électricité du réseau central peut être très coûteuse : dans certains pays africains, même les tarifs subventionnés pour les consommateurs les plus pauvres dépassaient les tarifs moyens des pays de l'OCDE (ajustés en fonction de la parité de pouvoir d'achat (PPA)). Pour les consommateurs modestes, non connectés au réseau, les plus petits systèmes peuvent être d'autant plus attractifs pour répondre à leur besoin de consommation d'électricité que les temps d'attente de connexion au réseau peuvent être longs et leur coût élevé. À titre d'exemple, les tarifs de connexion au réseau s'élèvent à environ 196 dollars au Mali, 187 dollars au Lesotho et 287 dollars au Bénin<sup>61</sup>, alors qu'un système solaire de taille moyenne (11-50 Wp) coûte entre 85 et 495 dollars<sup>62</sup>. Les systèmes décentralisés peuvent de surcroît être disponibles avec des systèmes de facilité d'achat comme le PAYG qui limitent d'autant plus les frais initiaux pour le consommateur.

Un autre avantage de ces technologies solaires décentralisées réside dans leur capacité à être modulées et adaptées au plus près des besoins électriques des consommateurs en termes de coût et de consommation. En effet, ces systèmes solaires décentralisés sont disponibles dans différentes catégories de produits en termes de capacités, allant de 1 Wc à 7 000 Wc+. Les plus petits dispositifs solaires (1-20 Wp) vont de la lampe fournissant un éclairage de base aux petits systèmes permettant de recharger un téléphone. Les systèmes de taille moyenne (100 Wp) peuvent fournir suffisamment d'électricité pour alimenter un réfrigérateur ou un téléviseur. Enfin, les systèmes à grande échelle (7 000 Wc) peuvent alimenter un ménage à des niveaux de consommation électrique presque équivalents aux normes des pays industrialisés.

Les systèmes décentralisés offrent donc une alternative attractive au réseau pour les consommateurs résidentiels, car ils s'adaptent au plus près de leurs besoins et surtout de leurs budgets, face à un réseau centralisé qui présente une offre unique, coûteuse et peu fiable. Ainsi, le marché des systèmes décentralisés en Afrique subsaharienne ne se limiterait pas aux 600 millions de subsahariens n'ayant pas accès à l'électricité, mais pourrait s'étendre à toute la population, soit 1,1 milliard de clients potentiels aujourd'hui ou 2,1 milliards en 2050. La totalité du marché des systèmes solaires décentralisés représenterait ainsi une opportunité de plus de 350 milliards de dollars d'ici 2030 au niveau du continent<sup>63</sup>.

61. M. Kojima, X. Zhou, J. Han, J. F. De Wit, *et al.*, « Who Uses Electricity in Sub-Saharan Africa? Findings from Household Surveys », *Policy Research Working Paper Series*, World Bank, 2016.

62. Gogla, « 2020 Off-Grid Solar Market Trends Report », *op. cit.*

63. B. Attia, « Utility 3.0 : How Africa Is Remaking the Grid », *op. cit.*

# Les conséquences potentielles de l'autonomisation des consommateurs pour les réseaux centralisés

Au vu des difficultés auxquelles font face les réseaux électriques centralisés, une pénétration accrue des systèmes décentralisés dans les zones couvertes par le réseau pourrait avoir de profondes implications pour le développement du secteur.

## Vers un affaiblissement de la viabilité financière du secteur

Ces phénomènes d'autonomisation des consommateurs vis-à-vis du réseau central ne sont pas neutres pour les secteurs électriques centralisés. C'est une tendance qui risque de réduire les revenus de la vente d'électricité en augmentant les défauts de paiement ou en détournant les consommateurs du réseau central. Cela risque d'aggraver la viabilité financière, déjà faible, des compagnies d'électricité.

Il est déjà difficile pour les entreprises de distribution d'électricité de percevoir des revenus de la vente d'électricité du fait des importantes difficultés qu'ont celles-ci à collecter les paiements de l'électricité facturée. Dans plus de 10 pays africains, les impayés représentent plus de 20 % de l'électricité facturée<sup>64</sup>. Avec l'autonomisation des consommateurs, ces problèmes risquent d'être exacerbés. Pueyo<sup>65</sup> avance notamment qu'au Ghana, les clients les plus lucratifs se détournent du réseau national et investissent dans l'autoproduction au moyen de générateurs diesel ou de systèmes photovoltaïques, pour faire face à une électricité chère et peu fiable fournie par le réseau central. Les agences de régulation ghanéennes auraient même, selon l'auteur, recommandé une réduction des tarifs de l'électricité pour décourager le détournement des consommateurs du réseau. Oseni<sup>66</sup> observe des phénomènes similaires au Nigeria.

---

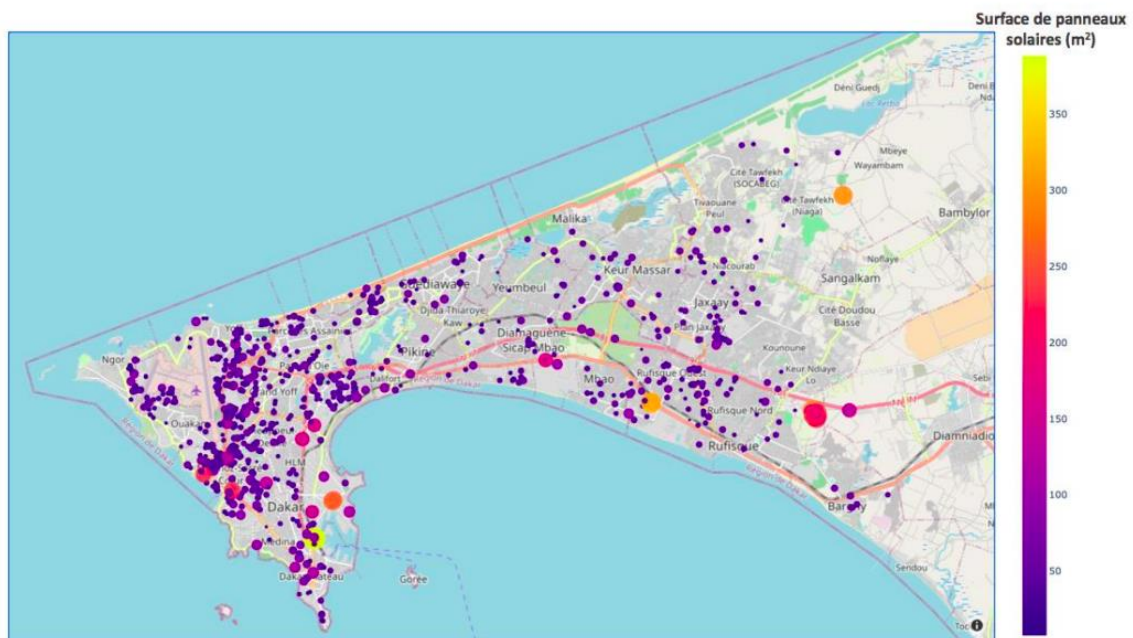
64. C. Trimble, M. Kojima, I. Perez Arroyo, et F. Mohammadzadeh, « Financial Viability of Electricity Sectors in Sub-Saharan Africa: Quasi-Fiscal Deficits and Hidden Costs », *op. cit.*

65. A. Pueyo, « What Constrains Renewable Energy Investment in Sub-Saharan Africa? A Comparison of Kenya and Ghana », *World Development*, 2018.

66. M. O. Oseni, « Get Rid of It: To What Extent Might Improved Reliability Reduce Self-Generation in Nigeria? », *op. cit.*

De même, l'étude de Le Picard et Toulemont<sup>67</sup> analyse plusieurs millions d'images satellite représentant une surface totale de 4,6 milliards de mètres carrés dans 14 capitales d'Afrique subsaharienne à l'aide d'outils de Deep Learning à la recherche de systèmes solaires décentralisés. Ils montrent notamment que les systèmes solaires décentralisés sont adoptés essentiellement par les segments les plus aisés de la population des grandes villes subsahariennes, même dans les zones où l'approvisionnement est fiable. La carte ci-dessous issue de l'étude dévoile la forte progression des systèmes solaires décentralisés dans la ville de Dakar.

### Carte 2 : Pénétration des systèmes solaires décentralisés dans la ville de Dakar



Source : H. Le Picard et M. Toulemont, « Le solaire décentralisé à l'assaut des villes africaines : Une analyse originale d'imagerie satellite et de Deep Learning », op. cit.

Une défection des clients les plus lucratifs du réseau pour des moyens décentralisés s'avérerait particulièrement problématique pour le secteur<sup>68</sup>. Au Kenya par exemple, l'entreprise publique de services d'électricité tire plus de 54 % de ses revenus d'environ 700 clients. Une accentuation des difficultés financières des secteurs pourrait contribuer à faire baisser les investissements dans la maintenance des infrastructures et engendrer de nouvelles augmentations tarifaires. En retour, cela contribuerait à rendre encore plus attractifs les systèmes décentralisés et à renforcer la tendance d'autonomisation des consommateurs dans la région.

67. H. Le Picard et M. Toulemont, « Le solaire décentralisé à l'assaut des villes africaines : Une analyse originale d'imagerie satellite et de Deep Learning », op. cit.

68. B. Attia, « Utility 3.0 : How Africa Is Remaking the Grid », op. cit.



## Un effet mitigé sur le développement des énergies renouvelables dans la région

Si les finances des sociétés d'achat nationales sont affaiblies en raison du détournement des consommateurs du réseau, il y a un risque de ralentissement du déploiement des énergies renouvelables centralisées dans la région. Pour être financés dans des conditions favorables, les projets renouvelables nécessitent une garantie de paiement sur toute la durée de vie de l'installation, c'est-à-dire pendant plus de 25 ans, car ils présentent des coûts d'investissement (CAPEX) élevés pour les coûts d'exploitation et des coûts d'exploitation (OPEX) faibles. Un tel horizon temporel comporte de nombreux risques, qui sont plus élevés lorsque les sociétés d'achat nationales sont confrontées à d'importants problèmes financiers.

À l'inverse, face à l'augmentation rapide de la demande en énergie et aux difficultés financières des secteurs électriques subsahariens, les centrales électriques « de secours » deviennent de plus en plus attractives, avec des CAPEX faibles, mais des OPEX plus élevés. Ces solutions prennent la forme de générateurs dans des conteneurs réunis pour former des centrales électriques qui peuvent être installées en quelques semaines seulement. Elles sont alimentées par du charbon ou du fioul et sont louées à grands frais auprès de sociétés spécialisées. Ces centrales peuvent être installées sans garantie de la part des entreprises nationales et peuvent être retirées rapidement en cas de cessation de paiement<sup>69</sup>. Cependant, ces solutions sont coûteuses : leur coût d'électricité est deux à trois fois plus élevé que celui des centrales électriques classiques. Ces centrales électriques de secours fonctionnent principalement au diesel ou au HFO, dont les prix ont été estimés à environ 0,30 et 0,40 USD par kWh au cours de la période 2014-2016<sup>70</sup>. L'invasion de l'Ukraine par la Russie et l'augmentation des prix de pétrole en conséquence impactent également le coût de ces centrales.

Ces centrales ont tendance à prospérer dans les pays où les finances du secteur de l'électricité sont dans un état désastreux. Contrairement à leurs objectifs initiaux, elles sont souvent ancrées à long terme sur les marchés nationaux de l'électricité, soit par le renouvellement des contrats de location, soit via un rachat par des entreprises publiques.

Sans une amélioration de la viabilité financière du secteur électrique, il sera donc difficile de développer le renouvelable centralisé, à CAPEX élevé et OPEX faible. Aujourd'hui, malgré son immense potentiel solaire,

---

69. H. Le Picard, « Les technologies numériques : nouvel horizon des réseaux électriques centralisés en Afrique subsaharienne ? », *op. cit.*

70. C. Trimble, M. Kojima, I. Perez Arroyo, et F. Mohammadzadeh, « Financial Viability of Electricity Sectors in Sub-Saharan Africa: Quasi-Fiscal Deficits and Hidden Costs », *op. cit.*

l'Afrique ne détient que 1 % de la capacité photovoltaïque installée dans le monde<sup>71</sup>, ou encore la moitié de la capacité solaire installée dans un pays comme le Royaume-Uni<sup>72</sup>.

Face à ces difficultés, le développement du marché des systèmes solaires décentralisés dans les zones rurales et urbaines de l'Afrique subsaharienne est un moyen parallèle de tirer parti de l'immense potentiel solaire de la région et, par conséquent, d'augmenter les capacités renouvelables. Dans une sélection de 14 villes subsahariennes, les systèmes solaires décentralisés représentaient près de 10 % des capacités solaires centralisées installées dans la région, ou entre 180 et 230 MW<sup>73</sup>. L'AIE estime ainsi que la croissance du marché des systèmes solaires décentralisés dépassera de loin l'ajout de nouvelles capacités solaires centralisées en Afrique cette prochaine décennie<sup>74</sup>.

L'autonomisation des consommateurs pourrait ainsi avoir un double effet sur le développement du solaire dans la région. Cela pourrait affaiblir les finances des services publics et donc limiter le développement potentiel du solaire centralisé, tout en constituant un vecteur de progression des capacités solaires décentralisées.

---

71. *Africa Energy Outlook 2022, 2022, op. cit.*

72. A. Roussi, « Solar Power Shines Through after a Slow Start in Africa », *Financial Times*, 2022.

73. H. Le Picard et M. Toulemont, « Le solaire décentralisé à l'assaut des villes africaines : Une analyse originale d'imagerie satellite et de *Deep Learning* », *op. cit.*

74. *Africa Energy Outlook 2022, 2022, op. cit.*

# Conclusion

Après plusieurs décennies de réformes, la situation des secteurs électriques centralisés n'a que peu évolué. Le secteur de l'électricité subsaharien reste peu développé tant en termes d'électrification, que de consommation et de capacité installée. De plus, les secteurs électriques font face à d'importantes difficultés financières qui ont été encore accrues par les conséquences de la pandémie puis de la guerre en Ukraine.

Face aux défis importants auxquels font face les réseaux centralisés et à l'accroissement démographique et urbain de la région, les réseaux centraux ne peuvent pas pleinement répondre aux besoins d'électricité des populations, même dans les zones déjà couvertes par le réseau central. En conséquence, les particuliers et les entreprises sont encouragés à devenir plus indépendants du réseau central pour répondre à leurs besoins de consommation d'électricité.

Des mécanismes de marché sont à l'œuvre pour combler les lacunes induites par la faiblesse du réseau central : les entreprises commercialisant des systèmes de production électrique décentralisés tirent parti de celle-ci. Le marché des systèmes décentralisés connaît une forte croissance dans la région. Son potentiel est colossal : face aux déficiences du réseau, aux 600 millions de subsahariens n'ayant pas accès à l'électricité s'ajoutent aujourd'hui les 500 millions de subsahariens qui y ont accès, mais qui font face à un réseau peu fiable ou onéreux. Le marché réel pour ces systèmes représenterait donc 1,1 milliard de clients potentiels aujourd'hui ou 2,1 milliards dans trente ans. Au niveau du continent, il représenterait une opportunité qui peut être évaluée à plusieurs centaines de milliards de dollars par an à l'horizon 2030.

Les phénomènes de décentralisation précoce de services sous la pression de la demande et d'un secteur privé proactif ne sont pas nouveaux en Afrique subsaharienne. Il convient de rappeler qu'avec l'avènement du mobile au milieu des années 1990, l'Afrique a fait un « bond » en passant du difficile développement des réseaux fixes nationaux directement à la téléphonie mobile.

Le développement à grande échelle du marché des systèmes décentralisés dans les zones couvertes par le réseau n'est cependant pas neutre pour le développement du secteur. Compte tenu de l'augmentation significative de la population urbaine et de l'attrait croissant des systèmes décentralisés, on ne peut exclure que le réseau centralisé existant, mais fragile, ne devienne en partie superflu.

Néanmoins un secteur électrique qui se développe autour des systèmes décentralisés peut aussi avoir des effets bénéfiques pour le continent, si ces nouveaux usages sont pensés et intégrés dans les politiques de développement des systèmes électriques. Ces systèmes peuvent permettre ainsi un accès à l'électricité plus rapide que le réseau central pour les populations qui en sont privées. De même, la modularité importante de ces systèmes permet aux consommateurs ayant déjà accès à l'électricité de grimper l'échelle énergétique, en leur permettant d'accéder selon leur budget et leurs besoins à de nouveaux services électriques.

La baisse du coût des systèmes renouvelables décentralisés pourrait aussi faire baisser le prix de l'électricité pour les consommateurs commerciaux et industriels, favorisant ainsi leur compétitivité économique et la pénétration des technologies renouvelables sur le continent. Les générateurs diesel pourraient ainsi être remplacés par des systèmes solaires décentralisés, faisant progresser les capacités solaires totales. À ce jour, l'Afrique représente seulement 1 % des capacités solaires centralisées installées dans le monde, alors qu'elle abrite 60 % des ressources solaires mondiales<sup>75</sup>. Les générateurs auxiliaires, quant à eux, sont estimés représenter une capacité de 127 GW sur le continent, 13 fois plus que la capacité photovoltaïque centralisée actuellement installée sur le continent<sup>76</sup>.

La décentralisation des capacités de production pourrait aussi augmenter la résilience des réseaux face à des événements qui pourraient les endommager, en rendant les consommateurs moins dépendants des infrastructures centralisées. Par exemple, en janvier dernier, le Kenya a subi une panne de courant à l'échelle nationale après l'effondrement de pylônes électriques. Cela a affecté directement les consommateurs résidentiels et commerciaux mais aussi des infrastructures critiques comme les hôpitaux pendant plus de 24 heures. Les consommateurs utilisant des systèmes décentralisés ont, quant à eux, pu continuer d'être alimentés en électricité pendant ce temps<sup>77</sup>.

Enfin, à plus long terme, si l'électricité est produite principalement là où elle est consommée, elle n'a pas besoin de transiter par des lignes de transmission. Cela permettrait ainsi d'éviter que l'électricité ne fasse l'objet de pertes en lignes, qui sont élevées dans de nombreux pays de la région : 24 pays ont des pertes qui se situent au-dessus de 20 % et qui atteignent parfois plus de 48 %<sup>78</sup>. Cela limiterait aussi les besoins d'investissements colossaux, dans les infrastructures réseaux, pour lesquels il est difficile de

---

75. *Africa Energy Outlook 2022*, 2022, *op. cit.*

76. B. Attia, « Utility 3.0 : How Africa Is Remaking the Grid », *op. cit.* ; « Renewable Capacity Statistics », IRENA, 2021, disponible sur : [www.irena.org](http://www.irena.org).

77. A. Roussi, « Solar Power Shines Through after a Slow Start in Africa », *op. cit.*

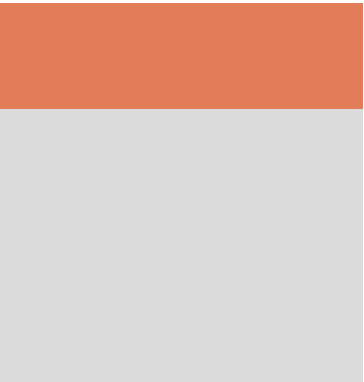
78. C. Trimble, M. Kojima, I. Perez Arroyo, et F. Mohammadzadeh, « Financial Viability of Electricity Sectors in Sub-Saharan Africa: Quasi-Fiscal Deficits and Hidden Costs », *op. cit.*

mobiliser des fonds privés et où l'AIE estime les besoins à 40 milliards par an en moyenne ces prochaines années<sup>79</sup>.

Face à ces développements, on peut se demander si le marché de l'électricité subsaharien sera à l'avenir toujours articulé autour d'infrastructures centralisées pilotées par le secteur public, ou si l'écosystème entrepreneurial vibrant, qui explose aujourd'hui en Afrique dans les secteurs de la tech, du e-commerce, de la finance mobile, aura dans le secteur électrique aussi, largement pris le relais face aux lacunes des services publics. Alors que les secteurs électriques centralisés de la région voient leurs difficultés s'accroître du fait des crises liées au Covid-19 et de la guerre en Ukraine, les systèmes décentralisés vont plus que jamais être amenés à jouer un rôle clé pour le développement de l'accès à l'électricité sur le continent. Dans le contexte d'un tarissement des capitaux disponibles dans les pays émergents, les institutions financières de développement pourraient soutenir davantage l'investissement dans l'écosystème d'entreprises qui font commerce des solutions décentralisées vertes, afin de faciliter l'accès à une électricité propre sur le continent.

---

79. *Africa Energy Outlook 2022, op. cit.*



27 rue de la Procession 75740 Paris cedex 15 – France

---

[Ifri.org](http://Ifri.org)