**OXFAM**
RESEARCH BACKGROUNDER

# Le défi énergétique en Afrique subsaharienne: Guide pour les défenseurs et les décideurs

## Première partie: Produire l'énergie pour un développement durable et équitable

Nkiruka Avila, Juan Pablo Carvallo, Brittany Shaw, and Daniel M. Kammen

2017

**OXFAM**
RESEARCH BACKGROUNDER

# TABLE DES MATIERES


Les rapports Research Backgrounders d'Oxfam .....4
Informations relatives à l'auteur et remerciements.....5
Citations relatives à ce rapport .....5

Acronymes and abbréviations .....6

Synthèse .....7

1. Introduction .....16
Comprendre le déficit en électricité de l'Afrique sub-saharienne.....17
Définir l'accès à l'énergie.....19

2. Ressources potentielles en Afrique subsaharienne.....21
Sources renouvelables et fossiles potentielles.....21
Zones d'énergie renouvelables.....23

3. Demande en électricité en Afrique subsaharienne.....26
Estimations et projections de la demande .....26
Profils de la demande à venir .....27

4. Production électrique .....30
Producteurs d'électricité indépendants .....31
Autoproduction .....32
Défis actuels.....33

5. Solutions au déficit en électricité.....36
La voie des combustibles fossiles pour accroitre l'offre .....36
La voie de l'énergie renouvelable pour accroitre l'offre .....40

6. Exploitation de reseaux a faibles emissions de carbone .....44
Souplesse des systèmes.....44
Les énergies renouvelables pour assurer l'approvisionnement de base .48
Pools énergétiques comme facilitateurs .....53

7. Sources d'énergie distribuées.....55
Le potentiel des sources d'énergie distribuées .....55
Comparaison des technologies énergétiques décentralisées .....57

8. Etudes de cas d'extension de capacité centralisée .....63

Profils des pays ..... 64
Méthodologie ..... 65
Scénarios ..... 66
Résumé des résultats ..... 72
Compromis entre les différentes voies ..... 74
Résumé ..... 75

9. Conclusion ..... 77

Références ..... 79

Liste des rapports de la série Research Backgrounder ..... 84

# LES RAPPORTS RESEARCH BACKGROUNDERS D'OXFAM

Series editor: Kimberly Pfeifer

Les rapports *Research Backgrounders* d'Oxfam sont conçus pour informer et nourrir des discussions sur des sujets d'importance capitale à la réduction de la pauvreté. Cette série explore une gamme de sujet sur lesquels Oxfam travaille, dans le contexte plus large du développement international et de l'aide humanitaire. La série a été conçue pour partager la recherche riche d'Oxfam avec un large public dans l'espoir de favoriser le débat réfléchi et la discussion. Tous les documents d'information *Backgrounders* sont disponibles sous forme de fichiers PDF téléchargeables sur notre site Web, oxfamamerica.org/research. Ils peuvent être distribués et cités avec la reconnaissance due aux auteurs des travaux (Vous reporter à la page suivante).

Les thèmes des *Research Backgrounders* d'Oxfam sont sélectionnés pour soutenir les objectifs de développement d'Oxfam ou les aspects clés de notre travail en matière de politiques. Chaque rapport *Research Backgrounder* représente un premier effort de la part d'Oxfam de façonner le développement stratégique de notre travail. Chacun d'eux est soit une synthèse de la littérature, soit une recherche originale menée ou commandée par Oxfam America. Tous les documents *Research Backgrounders* ont fait l'objet d'un examen par les pairs.

Les rapports *Research Backgrounders* d'Oxfam ne sont pas des outils de plaidoyer ou de campagne. Ils ne constituent pas non plus une expression de la politique d'Oxfam. Les opinions exprimées sont celles des auteurs, pas nécessairement celles d'Oxfam. Néanmoins, nous pensons que cette recherche constitue un ensemble de travail utile pour tous les lecteurs intéressés par la réduction de la pauvreté.

Pour obtenir la liste complète des documents d'information (*Research Backgrounders*) disponibles, veuillez consulter la section «Research Backgrounder Series Listing » du présent rapport.

## Informations relatives à l'auteur et remerciements

Le Professeur Daniel M. Kammen est le directeur fondateur du Laboratoire d'Energie Renouvelable et Appropriée (Renewable and Appropriate Energy Laboratory, RAEL) de l'Université de Californie à Berkeley. Il est aussi l'envoyé scientifique au Département d'Etat des États-Unis.

Nkiruka Avila est un étudiant en thèse au sein du groupe *Energy and Resources Group* à l'Université de Californie, à Berkeley, et affilié à la recherche au Lawrence Berkeley National Lab.

Juan Pablo Carvallo est également étudiant en thèse au sein du groupe *Energy and Resources Group* de l'Université de Berkeley et associé principal en génie scientifique au Lawrence Berkeley National Lab.

Britt Shaw est étudiante de maîtrise au sein du groupe *Energy and Resources Group* à UC Berkeley.

Ce travail a été généreusement financé par la Fondation Nathan Cummings. Le rapport a grandement profité des commentaires et contributions de Sasanka Thilakasiri, James Morrissey, Kiri Hanks, Yacob Mulugetta, Tracy Carty, Paulina Jaramillo, Heather Coleman et Kimberly Pfeifer

## Citations relatives à ce rapport

Veuillez utiliser le format suivant pour citer ce document:

Avila, N., Carvallo, J. P., Shaw, B. and Kammen, D. M, The energy challenge in sub-Saharan Africa: A guide for advocates and policy makers: Part 1: Providing energy for sustainable and equitable development. Oxfam Research Backgrounder series (2017): https://www.oxfamamerica.org/static/media/files/oxfam-RAEL-energySSA-pt1-fr.pdf

Pour obtenir l'autorisation de publier un extrait plus long, envoyez votre demande à : permissions@oxfamamerica.org.

Pour toute correspondances avec les auteurs:
Professor D. M. Kammen
Renewable and Appropriate Energy Laboratory
Energy and Resources Group
University of California
Berkeley, CA 94720 USA
kammen@berkeley.edu | URL: http://rael.berkeley.edu

# ACRONYMES AND ABBREVIATIONS

| | |
|---|---|
| GW | Gigawatt |
| TIC | Technologie de l'information et des communications |
| IEA | Agence internationale de l'énergie |
| IPP | Producteur d'énergie  indépendant |
| kWh | Kilowatt heure |
| LCOE | Coût moyen de l'électricité |
| LCPDP | Plan de développement en électricité au moindre coût |
| LPG | Gaz de pétrole liquéfié |
| MMBtu | 1 million de British thermal units (unité anglo-saxonne d'énergie |
| MTP | Plan de développement en électricité à moyen terme |
| PV | Photovoltaïque |
| SHS | Système solaire domestique |
| TWh | Térawatt heure |

# SYNTHESE

L'Afrique subsaharienne, qui compte plus de 950 millions d'habitants, est la région la plus pauvre en électricité au monde. Plus de 600 millions de personnes n'ont pas accès à l'électricité et des millions d'autres sont connectées à un réseau non fiable qui ne répond pas à leurs besoins quotidiens en énergie. La plupart des pays de cette région ont un taux d'accès à l'électricité d'environ 20% et deux personnes sur trois n'ont pas accès aux services énergétiques modernes. La consommation moyenne annuelle d'électricité dans le secteur résidentiel subsaharien est de 488 kilowattheures (kWh) par habitant, soit environ 5% de la consommation des États-Unis. L'Agence internationale de l'énergie (AIE) estime que la demande d'électricité en Afrique subsaharienne a augmenté d'environ 35% de 2000 à 2012 pour atteindre 352 térawatts heures (TWh). Elle prévoit une augmentation de la demande totale d'électricité en Afrique au rythme moyen de 4% par an jusqu'en 2040. Les estimations de la demande qui incluent l'auto-génération, comme les générateurs diesel, rapportent des chiffres encore plus élevés: 423 TWh en 2010. Pour répondre à cette demande croissante, la région devra augmenter considérablement sa capacité de production installée et apporter des améliorations importantes à ses réseaux électriques. Au rythme actuel de l'électrification et de la croissance démographique, plus d'un demi-milliard de personnes devraient rester sans accès à l'électricité d'ici 2040 et l'accès complet à l'électricité dans la région ne devrait pas être atteint avant 2080. L'Afrique subsaharienne souffre d'un déficit en électricité complexe et persistant.

Ce déficit en électricité fait référence à la fois à l'inadéquation entre l'offre et la demande dans les régions connectées au réseau et au manque d'accès dans les régions hors réseau. La réduction de ce déficit en Afrique subsaharienne est un défi multidimensionnel qui a des implications importantes sur la manière de penser le problème énergétique de la région dans son ensemble.

L'Afrique subsaharienne a une forte inégalité de revenus et de richesses, ce qui entraîne de grandes disparités dans le désir et la volonté des consommateurs de payer pour l'électricité. Ses pays affichent de grandes différences de coûts de l'électricité, avec l'Afrique du Sud et la Zambie offrant les prix les plus faibles, et Djibouti et le Gabon les plus élevés. L'accès à l'électricité est également très inégal, même parmi les personnes connectées au réseau. Certaines personnes ne peuvent pas se permettre de consommer de l'électricité malgré leur connexion. Par conséquent, elles ne peuvent pas consommer suffisamment d'électricité pour utiliser les services énergétiques modernes. Elles peuvent également subir des niveaux d'interruption de service disproportionnellement élevés, sans pouvoir compter sur des générateurs diesel coûteux sur place, comme les personnes plus riches dans la même région. Les appareils

électroniques que les consommateurs de la région vont acheter (beaucoup pour la première fois) seront plus efficaces que ceux actuellement proposés dans de nombreuses économies plus riches. Par conséquent, le rythme, le niveau et le profil de la demande d'électricité en Afrique subsaharienne évoluent différemment. Il existe des distinctions technologiques, géographiques, culturelles et sociales qui suggèrent que la région devrait définir son propre niveau de vie visé et le type de services énergétiques à poursuivre plutôt que de se comparer aux pays riches.

Le déficit en électricité persistant a paralysé la croissance économique de la région et l'a empêchée d'atteindre plusieurs de ses objectifs de développement en termes de santé et d'éducation. Parmi les causes de cette pénurie figurent le manque de capacité de production d'électricité pour alimenter les régions raccordées au réseau, l'absence d'une infrastructure de réseau appropriée pour fournir cette électricité, les obstacles réglementaires à des rentrées de revenus réguliers pour maintenir et investir dans les nouvelles capacités de production, et la dispersion de la population dans les régions éloignées. En 2012, la capacité de production installée en Afrique subsaharienne était de seulement 90 GW, soit environ 0,1 kW par habitant, contrairement aux économies les plus riches qui ont des capacités installées allant de 1,0 à 3,3 kW par habitant. L'incapacité de la région à fournir une électricité fiable a entraîné une croissance prolifique de solutions d'auto-génération sur place inefficaces et coûteuses dans les secteurs industriels, commerciaux et même résidentiels.

Ce manque de planification systématique pour le secteur de l'électricité a entraîné un système présentant des pertes de transmission et de distribution élevées (en moyenne 18% dans la région, Afrique du Sud exclue) et a créé une forte dépendance à de grands barrages et à des centrales diesel coûteuses. La dépendance de la région vis-à-vis des centrales à combustibles fossiles pose un problème multidimensionnel de l'offre et de la variabilité des prix, les producteurs de combustibles limitant l'offre à bas prix et les consommateurs subissant des pertes économiques pendant les périodes de prix élevés. En outre, les changements climatiques devraient avoir un impact important sur la fiabilité des ressources hydroélectriques en Afrique subsaharienne. Les pluies irrégulières et les sécheresses prolongées peuvent réduire la production hydroélectrique et forcer les coupures prolongées. Alors que la région contribue le moins aux émissions de gaz à effet de serre, elle est l'une des plus vulnérables aux effets du changement climatique, tels que la sécheresse et la réduction des rendements agricoles.

Ce défi complexe représente une opportunité pour les pays subsahariens de concevoir des systèmes d'énergie à faible consommation et à faibles émissions de carbone axés sur les technologies éolienne, géothermique et solaire et à utiliser des stratégies de gestion de la demande souples et efficaces.

La région abrite d'abondantes sources d'énergie fossiles et renouvelables. Le potentiel technique en termes de capacité de production est estimé à environ 10 000 GW d'énergie solaire, 350 GW d'hydroélectricité et 400 GW de gaz naturel, pour un total de plus de 11 000 GW. Les facteurs limitatifs du développement de l'électricité dans la région sont le manque de mécanismes techniques, financiers et politiques efficaces pour permettre le développement de ces ressources. En outre, le manque d'infrastructures de réseau dans la région peut se transformer en une opportunité d'ouvrir la voie vers des systèmes d'énergie électriques plus efficaces et durables qui ne soient pas entravés par des actifs hérités sources d'émissions de carbone. Les décideurs privés et publics ont l'occasion de déterminer la meilleure façon de coordonner les solutions énergétiques aux niveaux des points d'utilisation, des mini-réseaux et des réseaux centralisés. Des mécanismes devraient être mis en place pour faciliter l'extension de réseaux et le déploiement de micro-réseaux afin d'atteindre des régions non connectées. Les structures des services et des tarifs doivent être équitables, stables et durables pour assurer une prestation rentable et fiable aux utilisateurs finaux, ainsi que le bon entretien d'une infrastructure énergétique précieuse.

Réduire les lacunes en électricité avec les sources renouvelables entraînera des compromis économiques et environnementaux en raison de la combinaison unique de défis et d'opportunités de la région. Une façon prometteuse de faciliter ce développement est de mettre en place des pools énergétiques régionaux qui permettent aux pays d'agréger leurs ressources et d'étendre leurs réseaux par-delà les frontières nationales, capitalisant sur la diversité régionale des ressources et de la demande. Quatre pools énergétiques régionaux existent déjà, mais seulement 7% environ de l'électricité est échangée par delà les frontières internationales, principalement par le biais du Pool énergétique sud-africain (*South African Power Pool*). Faciliter l'utilisation accrue des quatre pools énergétiques de la région pourrait permettre d'économiser plus de 50 milliards de dollars en investissements de capital dans le secteur de l'électricité. Les pools énergétiques pourraient également faciliter l'adoption de stratégies supplémentaires visant à intégrer de grandes quantités d'énergies renouvelables intermittentes, telles que le réservoir d'hydroélectricité existant pour le stockage, le déploiement de nouvelles technologies de stockage chimique et mécanique et l'adoption de programmes de réponse à la demande dans l'ensemble de la région.

Concevoir, tester et évaluer différents scénarios d'expansion pour l'Afrique subsaharienne est primordial pour trouver la combinaison optimale d'offre, de transmission, de stockage et de ressources pour alimenter le développement et la croissance pour les décennies à venir. Les pays doivent élaborer et adopter une foule d'outils de modélisation intégrés fondés sur les données pour une planification et un fonctionnement à l'échelle des systèmes d'une ampleur inédite. Les gouvernements doivent établir des partenariats avec des institutions

universitaires et des intervenants du secteur privé afin de produire des données de la qualité et de la quantité requises pour fournir aux décideurs les bons intrants pour ces outils de modélisation.

Dans ce rapport, nous concevons un modèle de système électrique à accès libre et analysons les voies optimales pour étendre la capacité d'approvisionnement dans deux pays- études de cas: le Kenya et le Nigéria. Nous comparons les coûts moyens des divers scénarios d'expansion pour parvenir à une électricité fiable et abordable d'ici 2035 et explorons des questions telles que l'intégration de diverses ressources renouvelables, l'amélioration de l'accès à l'électricité, les impacts de la fiabilité et le rôle des ressources énergétiques décentralisées.

Les études de cas montrent que les énergies renouvelables sont maintenant concurrentielles en termes de coûts et que les combustibles tels que le gaz naturel peuvent jouer un rôle dans la flexibilité du système jusqu'à ce que les coûts de stockage par réseau diminuent. L'analyse montre que les choix de combustibles devraient être considérés avec prudence, tout particulièrement le charbon, qui s'avère être une voie coûteuse à l'électrification au Kenya et au Nigéria. Les études de cas montrent également que l'ampleur de l'expansion de la production centralisée requise pour faire face à une croissance modérée de la charge d'ici 2035 est importante par rapport aux investissements historiques dans les systèmes électriques et au taux d'expansion du système dans de nombreux pays de la région. Les investissements actuels dans les systèmes électriques subsahariens sont d'environ 8 milliards US de dollars par an. Cela ne suffit pas pour surmonter le défi actuel en matière d'infrastructure, pour élargir l'accès et la couverture et pour répondre à la croissance de la demande. Le modèle estime que le Nigéria devra installer au moins 30 GW supplémentaires d'ici à 2035 pour faire face à la croissance de la charge sur le réseau uniquement, et le Kenya devra installer au moins 17 GW. Cela représente environ cinq fois la capacité opérationnelle actuelle de chaque pays. Ainsi, pour parvenir à un accès total à l'électricité, il faudra combiner de nombreuses voies et stratégies, telles que les synergies entre les systèmes énergétiques centralisés et distribués, renforcer le soutien financier et les investissements et améliorer les capacités institutionnelles et la gestion.

Bien qu'ils constituent des défis, ces résultats révèlent l'opportunité d'accroître l'utilisation de l'énergie propre et de renforcer la coopération intra et internationale en Afrique. Si les modèles ne font qu'illustrer les opportunités, les signes montrent que si l'accès à l'énergie et le développement durable sont considérés comme des priorités continentales, l'Afrique est préparée à une transformation énergétique. Un certain nombre de conclusions importantes ressortent de cette évaluation.

**Observations clés:**

- Bien que l'Afrique subsaharienne dispose de ressources importantes en combustibles fossiles, dont bon nombre font l'objet de « courses aux ressources » nationales et internationales, les investissements dans les combustibles fossiles et l'utilisation de ces derniers devraient être judicieux étant donné que :
  - L'exploitation des combustibles fossiles, même dans les pays à ressources énergétiques limitées, se fait souvent au détriment du développement de sources d'énergie durables; et
  - des décennies d'expérience montrent que le développement des énergies fossiles fait peu pour augmenter l'accès à l'énergie, qui est plus faible en Afrique subsaharienne que dans toute autre région.
- L'Afrique dispose d'un potentiel exceptionnel en termes de ressources solaires, éoliennes, géothermiques et de biomasse, tant par habitant qu'en termes de diversité des ressources. L'Afrique pourrait donc atteindre des niveaux élevés de services énergétiques avec des émissions de carbone très faibles.
- Les progrès des réseaux intelligents et des technologies de l'information et de la communication (TIC) permettront à la région de tirer pleinement parti de ses ressources renouvelables exceptionnelles.
- L'intégration réussie d'une grande part de ressources renouvelables intermittentes nécessitera une grande souplesse de fonctionnement de réseau, actuellement entravée par la difficulté d'opérationnaliser les pools énergétiques régionaux et le coût élevé du stockage de l'énergie.
- Des pools énergétiques opérationnels combinés à des politiques stratégiques et des cibles réalisables pourraient accélérer le rythme de l'électrification dans la région.
- À mesure que ces défis seront résolus, les combustibles fossiles, en particulier le gaz naturel, participeront probablement en partie à la transition de la région vers un réseau électrique à faible émission de carbone.

**Ces observations mènent aux conclusions concrètes suivantes:**

- Le manque de données entrave l'analyse des futures conceptions de réseau dans de nombreux pays de la région. La mise au point d'outils de planification solides qui ont des exigences relativement faibles en matière de données permettra de procéder à un examen approfondi des projets d'énergie renouvelable en fonction de leurs coûts et avantages énergétiques, sociaux et environnementaux.

- L'investissement dans les énergies renouvelables s'avère être un moyen plus durable et plus rentable de relever le double défi de l'autonomisation économique et de l'accès à l'électricité.

- La voie de l’énergie propre profite considérablement de pools énergétiques régionaux qui fonctionnent bien. Les efforts nationaux visant à mettre au point des plans et des politiques de transition vers l'énergie propre, et qui alignent la prestation de services énergétiques hors réseau et sur le réseau, sont essentiels. Cependant, un travail régional supplémentaire, par l'intermédiaire de pools régionaux, peut accélérer la réalisation des objectifs communs de suffisance énergétique nationale et régionale ainsi qu’un accès complet à l'énergie à travers toute l’Afrique.

- A travers le monde, trop peu d'attention a été accordée aux moyens de coordonner et d'intégrer les systèmes électriques hors réseau, des mini-réseaux et à grande échelle. Pour les pays comme pour les individus en Afrique, les avantages d'un tel noyau de systèmes peuvent être transformateurs.

## Zone de texte 1: Lexique relatif au réseau électrique

Un certain nombre de termes de l'industrie liés aux éléments techniques, économiques, de gestion et environnementaux du réseau électrique sont définis ici.

**Facteur de capacité:** Le rapport entre la production réelle d'une centrale électrique sur une période de temps et sa production potentielle (également appelée capacité nominale) si la centrale fonctionnait à pleine capacité nominale en continu pendant la même période de temps.

**Production captive:** sources d'énergie localisées telles que des groupes électrogènes diesel créés par des particuliers ou de petites collectivités pour un usage personnel. On l'appelle également « autoproduction ».

**Réserves pour éventualités:** Production supplémentaire qui est maintenue disponible en cas de panne de générateur ou de transmission.

**Effacement de l'électricité produite**: Réduction de la production prévue d'une centrale en raison d'un excès de production et de la congestion de la transmission. En règle générale, il n'y a pas de compensation pour la réduction de la production et elle peut diminuer la rentabilité de la centrale.

**Réponse à la demande:** Déplacement des charges en demandant aux utilisateurs finaux d'éteindre les appareils et les grandes machines industrielles aux heures de pointe et de les faire plutôt fonctionner à des heures creuses spécifiques, faisant ainsi coïncider le profil de charge et l'offre de production..

**Incertitude de la demande:** Tous les systèmes énergétiques sont planifiés avec un degré d'incertitude concernant la charge et les prévisions en termes de demande sont affinées au fur et à mesure que l'on se rapproche du jour de l'opération, au cours des heures et minutes qui le précèdent.

**Production répartissable:** L'électricité produite par des générateurs qui peuvent ajuster leur production d'électricité en fonction des demandes des opérateurs du réseau. Les centrales à production répartissable ont la capacité de dépêcher leur électricité dans des délais allant de quelques minutes à une heure.

**Production distribuée:** technologies énergétiques à petite échelle (généralement des générateurs modulaires) visant à produire de l'électricité à proximité des centres de charge et des utilisateurs finaux

**Réseau électrique:** Un réseau interconnecté qui fournit de l'électricité aux consommateurs. L'électricité est fournie par de grands générateurs à travers les lignes de transmission longue distance à haute tension vers les stations de distribution où la puissance est abaissée à des tensions plus faibles et connectée à des clients individuels. Cette conception est appelée réseau centralisé.

**Bilan énergétique:** La correspondance entre l'offre et la demande que les exploitants du réseau doivent maintenir en permanence afin d'éviter les pannes d'électricité. Pour atteindre cet équilibre, il faut des générateurs et des systèmes de stockage.

**Efficacité énergétique:** la prestation de plus de services pour le même apport énergétique ou la prestation des mêmes services pour une moindre consommation d'énergie. C'est une façon de gérer et de freiner la croissance de la consommation d'énergie.

**Stockage d'énergie:** Diverses technologies telles que les batteries, l'hydroélectricité pompée et les volants d'inertie qui peuvent stocker l'énergie électrique et lisser l'approvisionnement en électricité pour permettre un équilibre énergétique constant dans une grille.

**Production souple:** La capacité des centrales de ramener rapidement et efficacement la production d'électricité à la hausse et à la baisse pour répondre aux variations de demande d'énergie.

**Transmission souple:** La capacité des réseaux électriques à limiter les goulots d'étranglement dans la transmission électrique et à permettre l'équilibrage d'énergie dans une zone plus grande en s'appuyant sur les réseaux voisins.

**Combustibles fossiles:** Sources d'énergie non renouvelables qui se sont développées à partir de matières organiques enterrées dans la terre depuis des millions d'années. Ils comprennent le pétrole, le gaz naturel et le charbon.

**Souplesse de fonctionnement du réseau:** Capacité d'un système électrique à répondre aux changements de la demande et de l'offre - est une caractéristique de tous les systèmes d'alimentation. La souplesse est particulièrement cruciale avec des niveaux plus élevés d'énergies renouvelables intermittentes (en premier lieu, éolienne et solaire).

**Énergie intermittente:** La production variable de sources renouvelables telles que les énergies solaire et l'éolienne, en raison des conditions météorologiques changeantes. Leur apport intermittent nécessite un stockage et / ou des générateurs à action rapide pour lisser la production.

**Coût moyen de l'électricité:** Valeur actuelle nette du coût unitaire (capital et variable) de l'électricité sur la durée de vie d'un actif de production. Il est utilisé comme une approximation du prix moyen que l'actif de production doit recevoir sur un marché pour atteindre son seuil de durabilité au cours de sa durée de vie.

**Courbe de durée de charge:** La demande d'électricité triée en ordre décroissant de grandeur sur une période de temps.

**Mini-réseau/micro-réseau:** Tout réseau qui n'est pas lié au réseau central principal dans le pays dans lequel il est situé.

**Charge nette:** La demande d'électricité restante qui doit être fournie par la flotte de production conventionnelle après que toute l'énergie renouvelable variable a été consommée.

**Réserves non-synchrones:** Capacité de production supplémentaire qui n'est pas actuellement connectée au système mais qui peut être mise en ligne après un court délai en utilisant des générateurs réparables à démarrage rapide ou en ayant recours à des

importations.

**Réserves d'exploitation:** Capacité de production disponible pour l'opérateur du système dans un court intervalle de temps pour répondre à la demande en cas de panne d'un générateur ou de perturbation de l'alimentation. Elle est constituée de réserves synchrones et non-synchrones.

**Rampes de réaction:** Taux de variation de production répartissable d'une centrale de production pour suivre les variations de la demande. Une centrale peut accélérer sa production pour répondre aux hausses de la demande ou à la défaillance d'autres générateurs, ou à la rampe de décélération pendant les heures de faible charge.

**Énergie renouvelable:** Énergie qui est dérivée des processus naturels et constamment renouvelée. Sous ses diverses formes, elle dérive directement ou indirectement du soleil ou de la chaleur engendrée profondément dans la terre. Elle comprend l'énergie produite à partir de ressources solaires, éoliennes, biomasse, géothermique, hydroélectrique et océanique, ainsi que des biocarburants et de l'hydrogène issus de ressources renouvelables.

**Intégration des énergies renouvelables:** La forte pénétration des énergies renouvelables sur le réseau pose des défis car les conceptions de réseaux conventionnelles sont construites pour transmettre de l'électricité de gros générateurs réparables et contrôlables aux charges. Pour éviter les pannes, l'énergie générée et consommée sur le réseau doit être égale à chaque instant. Les générateurs éolien et solaire ne sont pas réparables et contrôlables car ils dépendent des conditions météorologiques. Par conséquent, un réseau avec de grandes quantités d'énergies renouvelables nécessitera un stockage et des générateurs réparables à action rapide pour maintenir l'équilibre du réseau.

**Réserves synchrones (tournantes):** La capacité de production supplémentaire offerte aux exploitants du réseau pour faire face à des changements imprévus de la demande en augmentant la puissance des générateurs qui sont déjà connectés au réseau électrique.

**Ralentissement:** L'utilisation de générateurs à faibles niveaux de production. Les générateurs d'énergie répartissable peuvent être obligés de réduire leur production pendant un certain temps et doivent également pouvoir augmenter rapidement leur production.

# 1. INTRODUCTION

L'Afrique subsaharienne est confrontée à deux grands défis énergétiques: accès insuffisant à l'électricité et changement climatique. Elle doit atteindre 100% d'accès à l'électricité et développer des systèmes d'énergie propre pour atténuer les impacts du changement climatique. C'est la région la plus pauvre en électricité au monde: plus de 600 millions de personnes n'ont pas accès à l'électricité et plusieurs millions de personnes sont connectées à un réseau non fiable qui ne répond pas à leurs besoins quotidiens en énergie. La plupart des pays de cette région ont un taux moyen d'accès à l'électricité d'environ 20% et deux personnes sur trois n'ont pas accès aux services énergétiques modernes. Les estimations de la demande incluant l'autoproduction, tels que les générateurs diesel, en Afrique subsaharienne rapportent une demande d'électricité à 423 TWh en 2010 (Castellano et al., 2015). L'Agence internationale de l'énergie (AIE) estime que la demande en électricité en Afrique subsaharienne a augmenté d'environ 45% de 2000 à 2012 et s'attend à ce que la demande totale d'électricité en Afrique augmente à un taux moyen de 4% par an jusqu'en 2040 (AIE, 2014). Pour répondre à cette demande, la région doit augmenter considérablement sa capacité de production installée et procéder à de vastes mises à niveau de son réseau électrique. Au rythme actuel de l'électrification et de la croissance démographique, plus d'un demi-milliard de personnes devraient rester sans accès à l'électricité d'ici 2040 (AIE, 2016) et l'accès complet à l'électricité dans la région devrait seulement être atteint d'ici 2080 (Africa Progress Panel, 2015). Par conséquent, l'Afrique subsaharienne est confrontée à un déficit électrique complexe et persistant.

Le défi qui consiste à combler le déficit en électricité en Afrique subsaharienne tout en limitant les émissions de carbone constitue le contexte de ce rapport. Ce dernier vise à examiner le potentiel de production disponible auprès de différentes sources d'énergie, puis à examiner les défis et opportunités que présentent les différentes voies d'expansion électrique. Les travaux comprennent des modèles de systèmes électriques dans deux pays: le Nigéria et le Kenya, dans lesquels la méthode d'investissement la moins coûteuse est évaluée selon différents scénarios. Le rapport se concentre sur l'explication des défis techniques et institutionnels qui caractérisent les différentes voies de l'énergie et, à cet égard, le rapport vise à guider les défenseurs et les décideurs.

Ce travail repose sur une revue de 6 mois de la littérature sur les systèmes et les options en matière d'électricité en Afrique subsaharienne, ainsi que des travaux de modélisation évaluant le Kenya et le Nigéria. Ce rapport (Partie 1) sur la réduction du déficit en électricité en Afrique subsaharienne est destiné à compléter un autre rapport d'Oxfam qui explore les défis particuliers liés à la

promotion de l'accès à l'énergie et à la lutte contre la pauvreté énergétique. Ce rapport, référencé comme Partie 2, peut être trouvé là où ce rapport a été téléchargé.

## COMPRENDRE LE DEFICIT EN ÉLECTRICITÉ DE L'AFRIQUE SUB-SAHARIENNE

L'Afrique subsaharienne est confrontée à un déficit en électricité à deux égards: un décalage entre l'offre et la demande dans les régions connectées au réseau et un manque d'accès dans les régions hors-réseau. La réduction du déficit en électricité de l'Afrique sub-saharienne est un défi multidimensionnel qui a des implications importantes sur la façon de définir le problème énergétique de la région dans son ensemble.

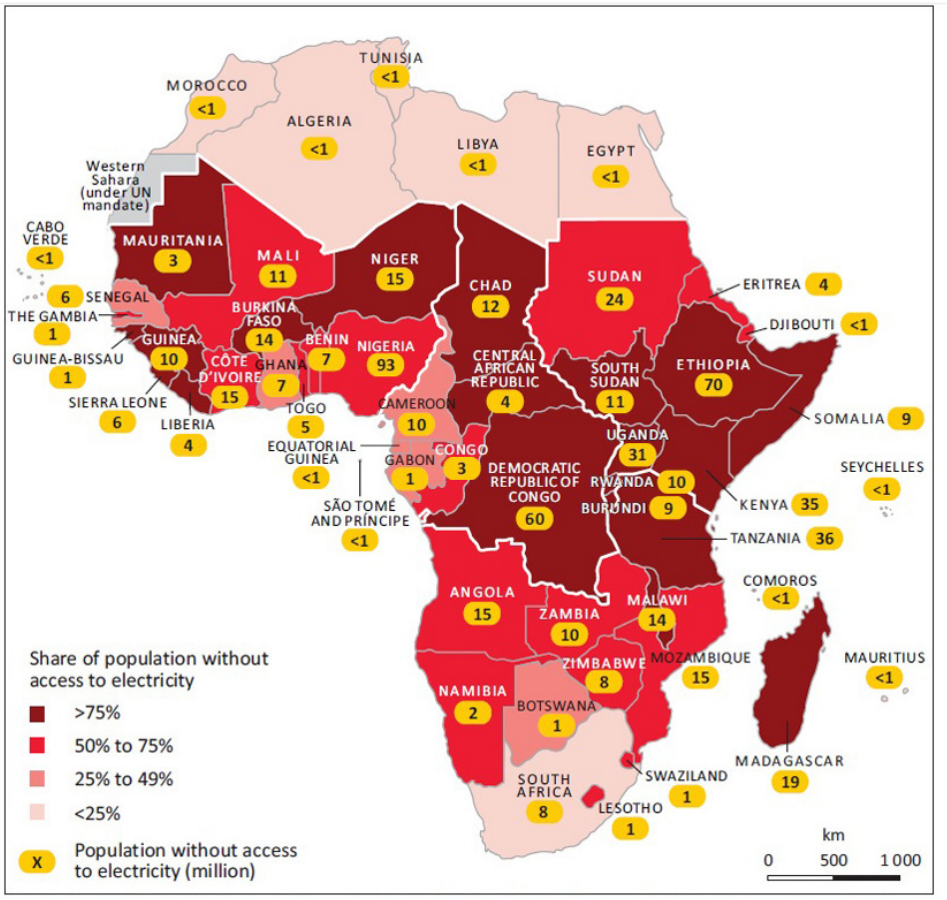
L'Afrique subsaharienne présente une forte inégalité de revenus et de richesse (AIE, 2014), ce qui entraîne de grandes différences dans le désir et la volonté des consommateurs de payer pour l'électricité. Le coût de l'électricité varie également beaucoup dans la région, l'Afrique du Sud et la Zambie offrant les coûts les plus faibles et Djibouti et le Gabon les plus élevés. Même parmi les personnes qui sont connectées au réseau, il existe des disparités de consommation. Malgré leur connexion au réseau, certaines personnes ne peuvent pas se permettre de consommer de l'électricité et ne peuvent donc pas utiliser les services énergétiques modernes. Elles peuvent également subir des niveaux d'interruption de service de façon disproportionnée, sans pouvoir compter sur des générateurs diesel coûteux sur place, comme les personnes plus riches dans la même région.

En outre, les appareils électroniques que les consommateurs de la région achèteront, beaucoup pour la première fois, seront plus efficaces que ceux proposés actuellement dans de nombreuses économies plus riches. Par conséquent, le rythme, le niveau et le profil de la demande d'électricité dans la région évolueront différemment. Il existe des distinctions technologiques, géographiques, culturelles et sociales qui suggèrent que l'Afrique subsaharienne devrait définir elle-même le niveau de vie et le type de services énergétiques qu'elle souhaite plutôt que de se comparer aux pays riches.

En Afrique subsaharienne, la consommation moyenne annuelle d'électricité est de 488 kWh par habitant, soit environ 5% de la consommation par habitant des États-Unis (Banque mondiale, 2014). Cette moyenne est soutenue par les taux élevés d'accès à l'électricité en Afrique du Sud. Lorsque l'Afrique du Sud est exclue, la consommation annuelle d'électricité n'est que d'environ 150 kWh par habitant (Banque mondiale, 2014). Ces estimations peuvent toutefois être conservatrices en raison de la demande latente qui reste insatisfaite en raison du

manque d'accès au réseau dans les zones rurales et de grilles non fiables et d'alimentation en énergie épileptique dans les zones urbaines connectées au réseau. L'utilisation prolifique de générateurs diesel sur site coûteux indique une forte demande latente, mais il est difficile de mesurer et de comptabiliser avec précision ces générateurs dans la région.

**Schéma 1: Taux d'accès à l'électricité et populations totals sans accès à l'électricité**




Source: IEA, 2014.

L'Afrique subsaharienne a une occasion unique d'étendre sa capacité de production sans aggraver le changement climatique grâce à ses abondantes ressources renouvelables. Lors de la Conférence des Nations unies sur les changements climatiques au Maroc, en novembre 2016, 47 membres du Forum de la Vulnérabilité climatique (dont beaucoup se situent en Afrique subsaharienne) se sont engagés à atteindre la production d'énergie renouvelable à 100% au plus vite (Climate Vulnerable Forum, 2016). Les énergies renouvelables sont essentielles pour résoudre les problèmes d'accès à l'énergie et de changement climatique de la région. Le facteur limitant du développement

de l'électricité dans la région est le manque de mécanismes techniques, financiers et politiques efficaces permettant à la région de développer ces ressources. Son manque d'infrastructures de réseaux peut se transformer en une opportunité de leadership pour développer des systèmes électriques mieux conçus et plus efficaces sans être gênés par des actifs hérités à fortes émissions de carbone. Les gouvernements et les parties prenantes du secteur privé ont mené des efforts concertés pour promouvoir l'utilisation de micro-réseaux et autres ressources énergétiques distribuées pour atteindre des régions sans électricité et ces efforts ont par inadvertance entraîné la juxtaposition de technologies centralisées et distribuées perçus comme des efforts contradictoires. Les deux doivent cependant être considérés comme complémentaires. Lorsque des réseaux centralisés et distribués sont construits dans l'intention de les intégrer et de les relier à l'avenir, ils peuvent avoir des synergies stratégiques. Des cadres efficaces doivent être mis en place pour faciliter cela. Enfin, les structures de services et de tarification peuvent être réformées afin de refléter des taux équitables et stables qui garantissent une livraison fiable aux utilisateurs finaux.

La région fera face à d'importants défis économiques, environnementaux, politiques et opérationnels et à des compromis pour aboutir à la réalisation de ces objectifs. Pour comprendre l'ampleur de ces défis, nous avons conçu un modèle de système électrique à accès libre pour analyser les voies optimales d'expansion de la capacité de production dans deux pays - études de cas: le Kenya et le Nigéria. Cette analyse compare les coûts moyens des divers scénarios d'expansion visant à parvenir à une électricité fiable et abordable d'ici 2035. Elle explore également le rôle des énergies renouvelables dans le mix électrique sous diverses conditions de politiques et de croissance de la demande.

# DEFINIR L’ACCES A L’ENERGIE

L'un des défis à relever pour combler le déficit en électricité en Afrique subsaharienne est que les taux de raccordement au réseau ne présentent pas un tableau complet de l'accès réel aux services énergétiques modernes. Il est courant que les pays aient un taux élevé de raccordement au réseau combiné à une faible qualité de l'approvisionnement en électricité (voir le Nigéria au Schéma 12).

L'accès à l’électricité est étroitement lié à des facteurs socio-économiques complexes qui ne peuvent être mesurés à l'aide d'une approche binaire « connecté/ non connecté ». Mesurer qui a accès à l’énergie, et en particulier l'électricité, exige une compréhension globale de la qualité de l'accès et de la façon dont elle affecte le développement socio-économique. Cela demande de

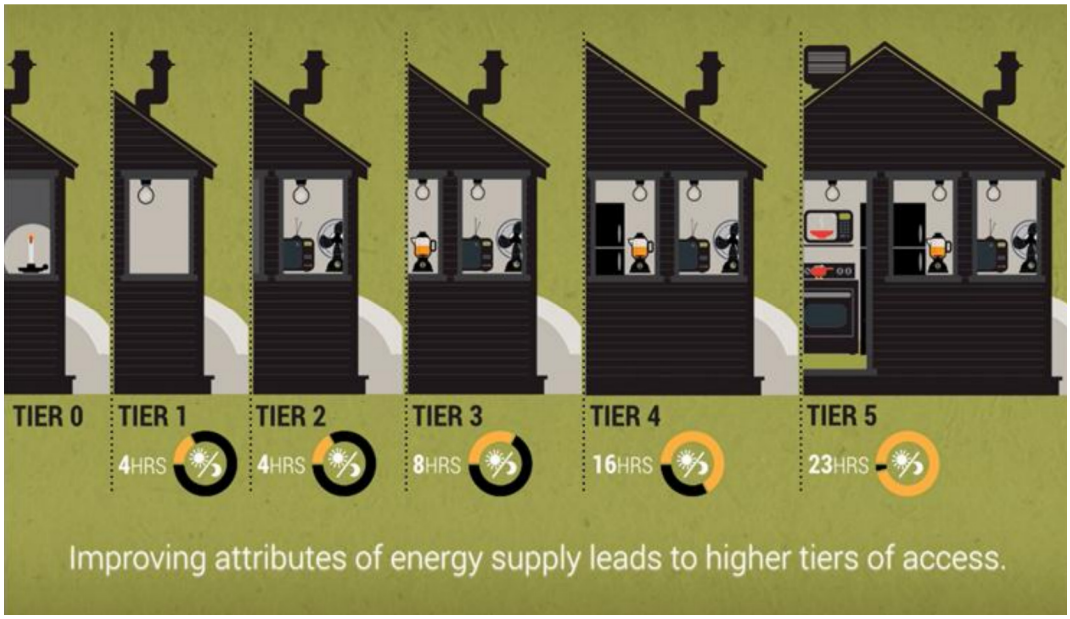
répondre à des questions telles que: Existe-t-il une connexion au réseau central? Combien coûte la connexion au réseau et son approvisionnement en électricité? Quelle est la fiabilité et la prévisibilité de l'approvisionnement en électricité? L'approvisionnement en électricité est-il sûr? En réponse à cette complexité, la Banque mondiale a proposé un cadre à plusieurs niveaux pour définir et mesurer l'accès à l'énergie (Bhatia & Angelou, 2015), basé sur plusieurs principes:

1. L'accès à l'énergie doit être mesuré par la facilité d'utilisation, la fiabilité et le caractère abordable, tels que définis du point de vue de l'utilisateur.

2. L'accès à l'énergie implique une gamme de niveaux de service rencontrés par les ménages et les particuliers.

3. L'accès à l'énergie peut être obtenu grâce à une variété de technologies, de sorte que sa mesure devrait être neutre sur le plan technologique.

**Schéma 2: Cadre d'accès à l'énergie à plusieurs niveaux**




Source: Bhatia & Angelou, 2015.

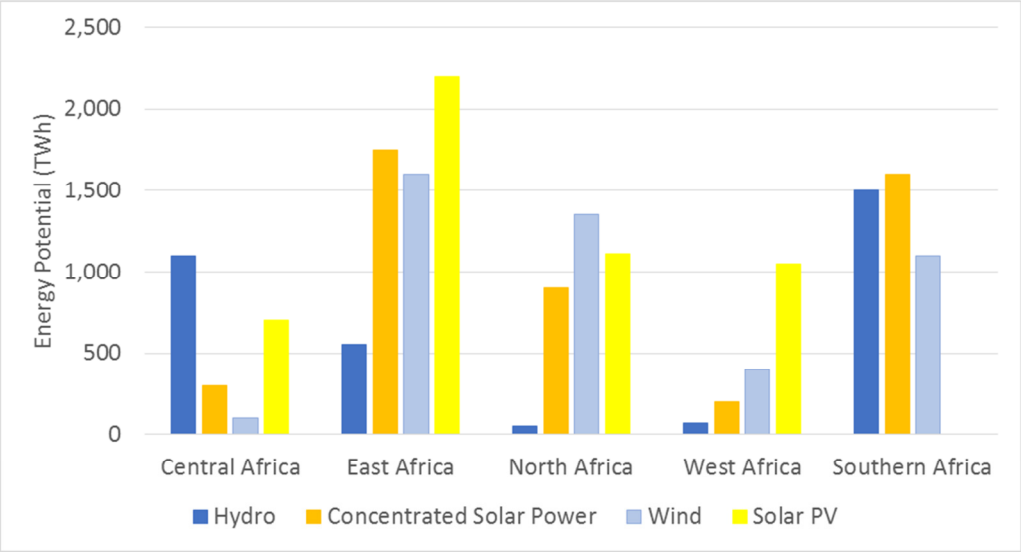
# 2. RESSOURCES POTENTIELLES EN AFRIQUE SUBSAHARIENNE

L'Afrique subsaharienne dispose d'abondantes ressources énergétiques renouvelables et fossiles qui n'ont pas encore été développées pour répondre à sa demande d'électricité. Sa capacité de production technique potentielle est estimée à 11 000 gigawatts (GW), principalement à partir de sources renouvelables (Figure 3).

## SOURCES RENOUVELABLES ET FOSSILES POTENTIELLES

Tous les pays de la région ont un potentiel solaire élevé, soit environ 10 000 GW, et le potentiel technique pour le solaire photovoltaïque seul est estimé à 6 500 watt par an (Cartwright, 2015). La plupart de ses pays côtiers ont un potentiel éolien élevé, totalisant environ 109 GW. La vallée du Rift d'Afrique de l'Est offre environ 15 GW de capacité géothermique, principalement en Ethiopie et au Kenya. Parce que la région abrite le Congo et les rivières du Nil, parmi les plus longues rivières du monde, elle possède également certaines des plus grandes ressources hydroélectriques au monde. Son hydroélectricité exploitable est estimée à environ 350 GW, principalement en Angola, au Cameroun, en République démocratique du Congo (RDC), en Éthiopie et au Gabon. Ses ressources énergétiques fossiles comprennent des découvertes récentes de pétrole et de gaz, et environ 400 GW de potentiel de gaz naturel. Les ressources en charbon sont estimées à 300 GW, principalement au Botswana, au Mozambique et en Afrique du Sud (Castellano et al., 2015). Cependant, certains pays à faible accès comme l'Angola et le Nigéria disposent d'une infrastructure de production de pétrole bien développée qui ne s'est pas traduite par un approvisionnement en électricité fiable (Schéma 1).

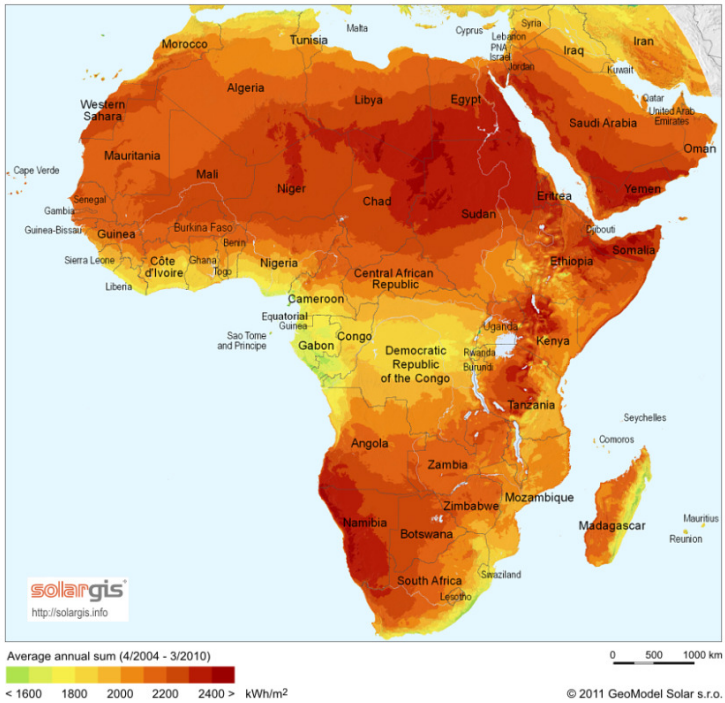
**Schéma 3: Vaste potentiel d'énergie renouvelable en Afrique subsaharienne**




Source: Cartwright, 2015.

Le schéma 4 montre la répartition spatiale du rayonnement solaire en Afrique, et met en évidence les zones à fort potentiel en énergie solaire concentrée et en développement photovoltaïque.

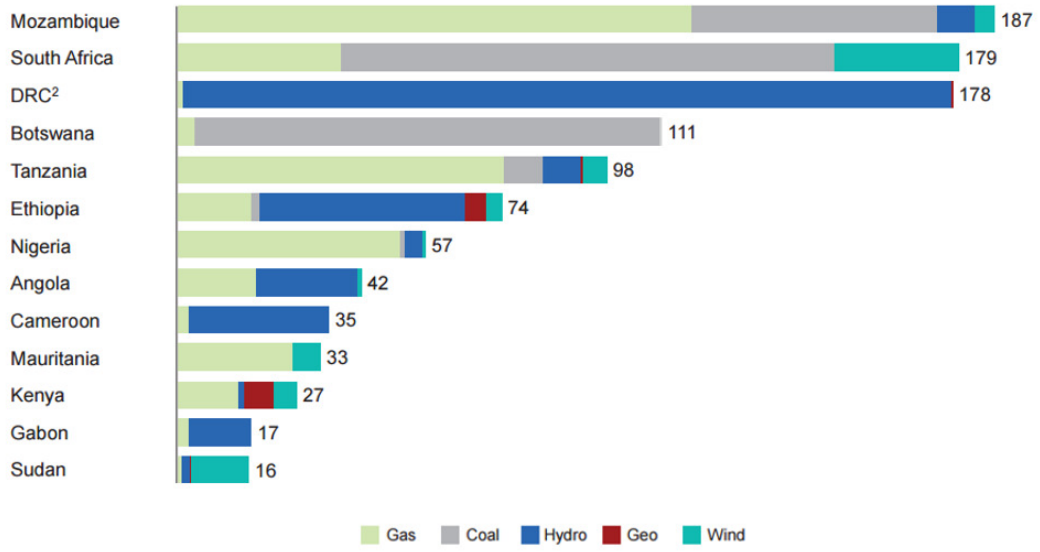
**Schéma 4: Rayonnement solaire sur l'ensemble de l'Afrique**




Source: GeoSUN Africa, 2011.

Le schéma 5 montre que le plus grand potentiel de production d'électricité existe en Afrique centrale et australe, comprenant principalement l'hydroélectricité, le charbon et le gaz naturel. Le potentiel géothermique existe principalement en Afrique de l'Est, en Éthiopie, au Kenya et en Tanzanie. Cette concentration des ressources dans les différentes zones souligne l'importance de la coopération régionale, notamment parce que certaines des régions ayant le plus grand potentiel de production régionale n'ont pas la plus forte demande (Castellano et al., 2015).

**Schéma 5: Production électrique potentielle (GW) par technologie**



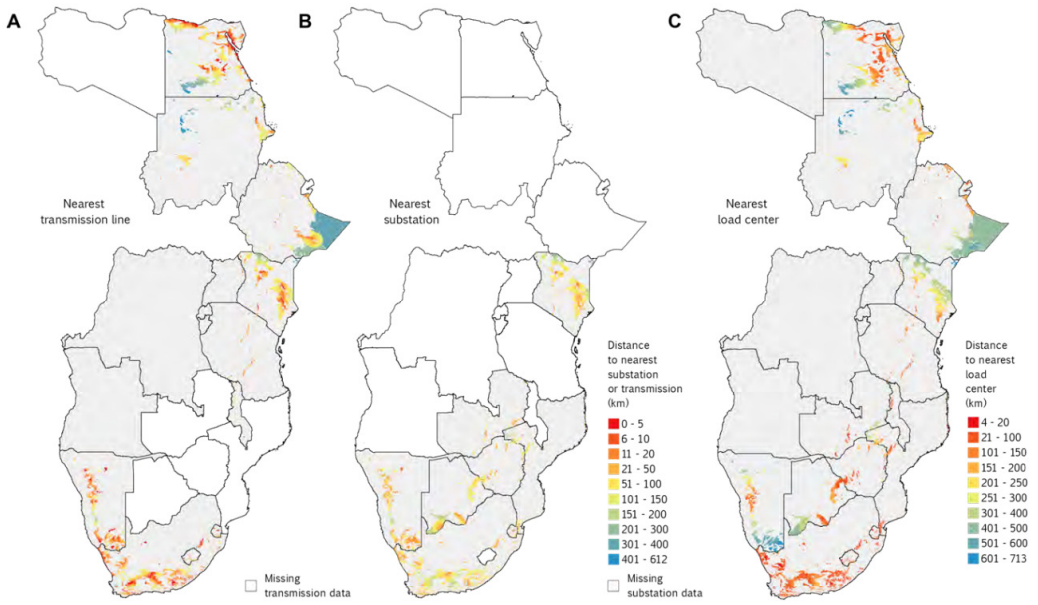

Source: (Castellano et al., 2015).

# ZONES D'ENERGIES RENOUVELABLES

L'exploitation réussie des ressources énergétiques renouvelables de l'Afrique subsaharienne exigera une réflexion globale sur les systèmes. Bien que la région dispose de ressources éoliennes et solaires abondantes, les ressources de haute qualité sont réparties de façon inégale sur le plan géographique, de sorte que la promotion de l'énergie éolienne et solaire propre à tous les pays nécessitera une collaboration régionale efficace et l'interconnexion des réseaux (Wu et al. 2016). Les différences relatives aux caractéristiques opérationnelles des différentes technologies de production peuvent être complémentaires, réduisant ainsi le besoin de production et de stockage de sauvegarde un-pour-un en ce qui concerne les énergies renouvelables. Par exemple, l'augmentation de la capacité éolienne et solaire dans des pays comme l'Afrique du Sud et la Tanzanie peut être utilisée avec la production hydroélectrique existante dans des pays comme la RDC, l'Éthiopie, le Malawi, le Mozambique, l'Ouganda et la

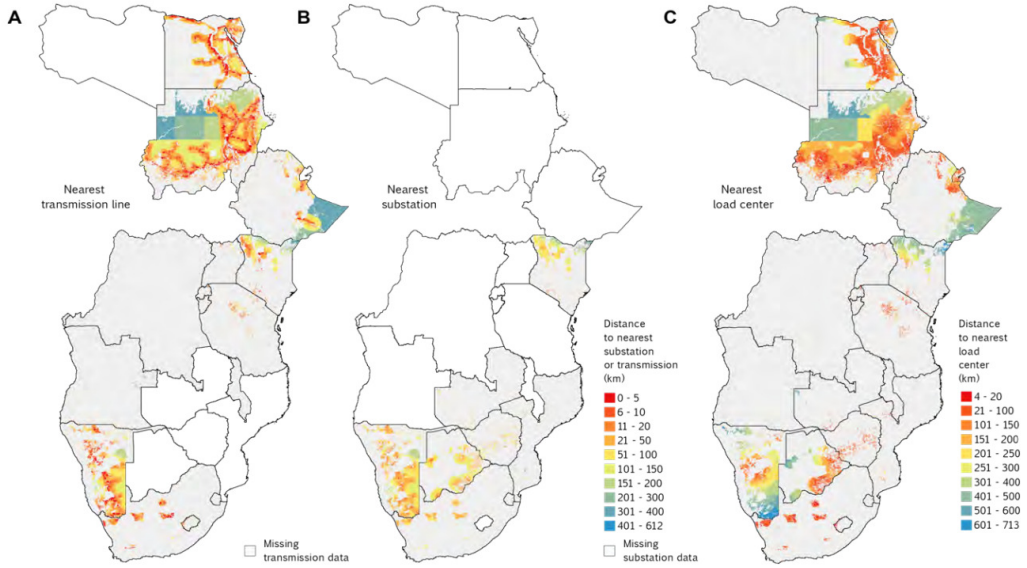
Zambie pour fournir des services d'équilibrage aux réseaux régionaux. Dans le même temps, la production des énergies solaire et éolienne peut réduire le risque de variations interannuelles et climatiques de la disponibilité de l'hydroélectricité. La plupart des zones d'énergies renouvelables à potentiel élevé sont proches d'infrastructures de transmissions et de grands centres de charge existants, ce qui exige des coûts plus faibles de mise à niveau et d'extension de la transmission (figures 6 et 7). Ces synergies peuvent être exploitées. Les deux stratégies d'utilisation des terres, comme la combinaison des terres agricoles et des sites éoliens, permettront d'éviter les conflits potentiels liés à l'accès aux terres. Les sites éoliens et solaires peuvent être co-implantés afin de réduire les coûts, maximiser l'efficacité de la transmission et minimiser les impacts écologiques (Wu et al., 2016).

**Schéma 6: Distance entre les zones d'énergie éolienne et les plus proches transmissions (A), sous-stations (B) et centres de charge (C) en Afrique orientale et australe.**




Source: Wu et al., 2016.

**Schéma 7: Distance entre les zones d'énergie solaire élevée et les plus proches transmissions (A), postes (B) et centres de charge (C) en Afrique orientale et australe**




Source: Wu et al., 2016.

# 3. DEMANDE EN ÉLECTRICITÉ EN AFRIQUE SUBSAHARIENNE

Les données relatives à la demande en électricité en Afrique subsaharienne sont souvent peu fiables ou indisponibles, mais les données disponibles montrent que la demande croît rapidement et qu'une grande partie reste latente en raison des faibles niveaux d'accès dans la région.

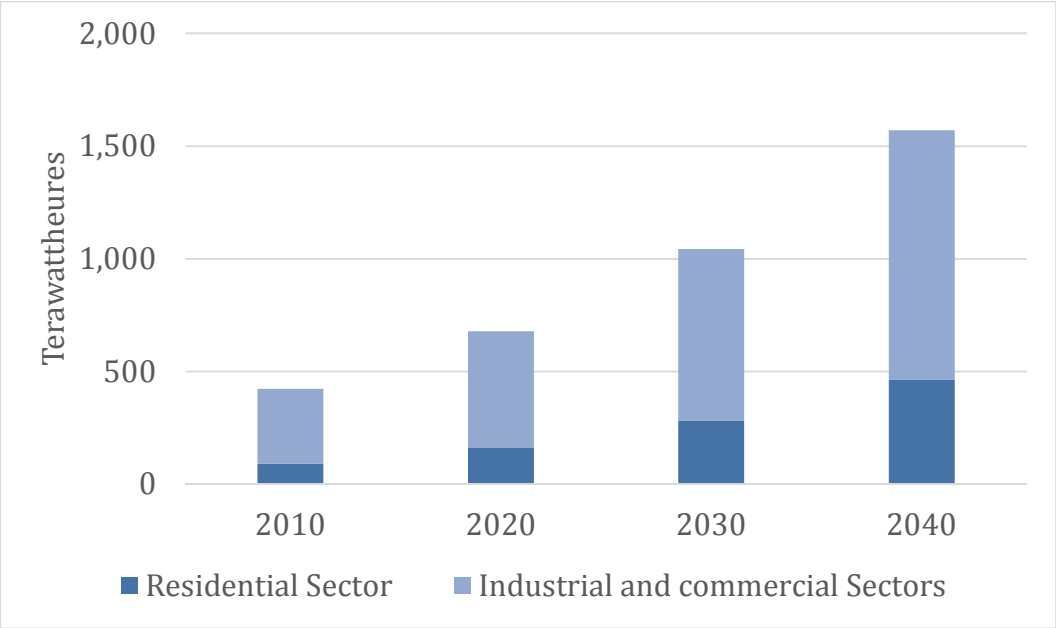
## ESTIMATIONS ET PROJECTIONS DE LA DEMANDE

L'Agence internationale de l'énergie (AIE) estime que la demande en électricité dans la région a augmenté d'environ 35% de 2000 à 2012 pour atteindre 352 TWh. Actuellement, la consommation électrique moyenne par habitant en Afrique subsaharienne est de 488 kWh par an, le taux le plus bas de toute grande région du monde. Par comparaison, en Afrique du Nord, où le taux d'accès à l'électricité est supérieur à 90%, la demande d'électricité a augmenté de plus de 80% de 2000 à 2012 pour atteindre 1 500 kWh par habitant. La plus grande demande en Afrique subsaharienne est au Nigeria et en Afrique du Sud, qui représentent ensemble environ 40% de la demande totale (AIE, 2014).

L'AIE prévoit une augmentation moyenne de la demande totale en électricité de 4% par an jusqu'en 2040 pour atteindre 1 570 TWh, y compris les estimations de la production captive (Schéma 8). Le rapport McKinsey sur le secteur de l'énergie en Afrique subsaharienne estime la demande d'électricité à 423 TWh en 2010 et projette également un taux de croissance annuel d'environ 4% jusqu'en 2040 (Castellano et al., 2015).

Les écarts dans les estimations de la demande historique d'électricité, notamment en raison de données non fiables sur les centrales électriques dédiées et l'autoproduction, ajoutent à l'incertitude des projections en termes de demande qui sont si importantes pour décider de la conception future du réseau électrique de la région. C'est pourquoi l'outil de modélisation open source de la Section 8 a été conçu pour estimer les voies d'expansion de la capacité du réseau électrique malgré une disponibilité et un accès médiocres.

**Schéma 8: Projection de la croissance de la demande en électricité en Afrique subsaharienne**



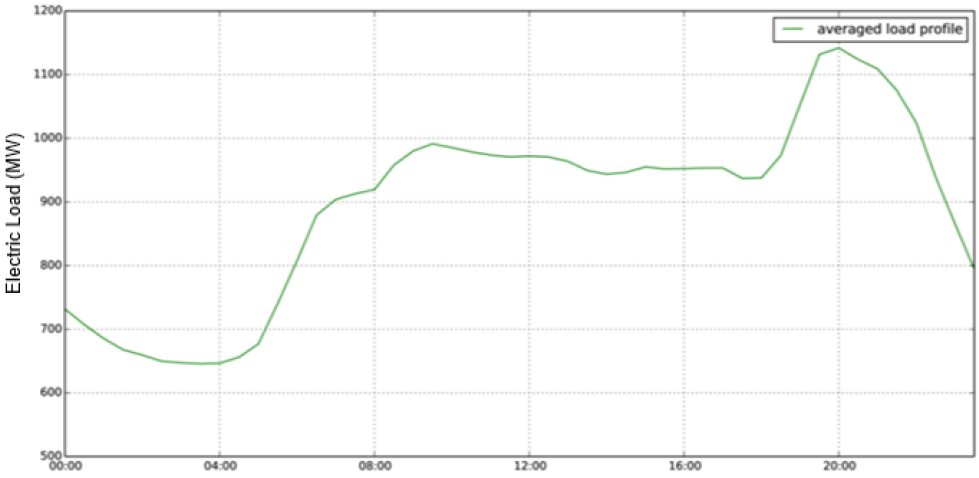

Source: Castellano et al., 2015.

# PROFILS DE LA DEMANDE A VENIR

Au fur et à mesure que les pays africains se développent, leurs profils en termes de demande en électricité sont voués à évoluer. Les profils de demande actuels montrent que, dans la plupart des pays d'Afrique, la demande en électricité atteint son sommet en soirée. La forme de ce profil de demande, en particulier la taille du pic de demande par rapport à la demande moyenne, est importante pour la planification de la capacité. Si le pic de demande est bien supérieur à la demande moyenne, il faudra installer davantage de capacité de production, même si cette capacité n'est utilisée que pendant quelques heures par jour lorsque le pic de demande est atteint. Le besoin de « centrales en cas de pic » a un impact important sur l'économie du réseau. Non seulement la taille mais aussi le moment du pic de demande est important en raison de la disponibilité horaire des ressources renouvelables variables. La forte demande au Kenya, par exemple, et dans d'autres comtés en Afrique subsaharienne se produit le soir (Schéma 9). L'énergie solaire n'est pas disponible le soir, de sorte que la capacité solaire installée ne contribuera pas à la capacité de pointe nécessaire pour répondre à la demande. L'énergie solaire peut, par conséquent, être moins favorable que d'autres ressources pouvant être disponibles à toute heure de la journée. C'est pourquoi les technologies de stockage jouent un rôle majeur dans le déploiement des énergies renouvelables. Les accumulateurs peuvent, par

exemple, stocker l'énergie solaire pendant les heures de pic de production dans l'après-midi et la décharger le soir pendant les heures de pointe de consommation.

**Schéma 9: Profil de charge d'un jour de semaine moyen pour le système électrique kényan en 2012**



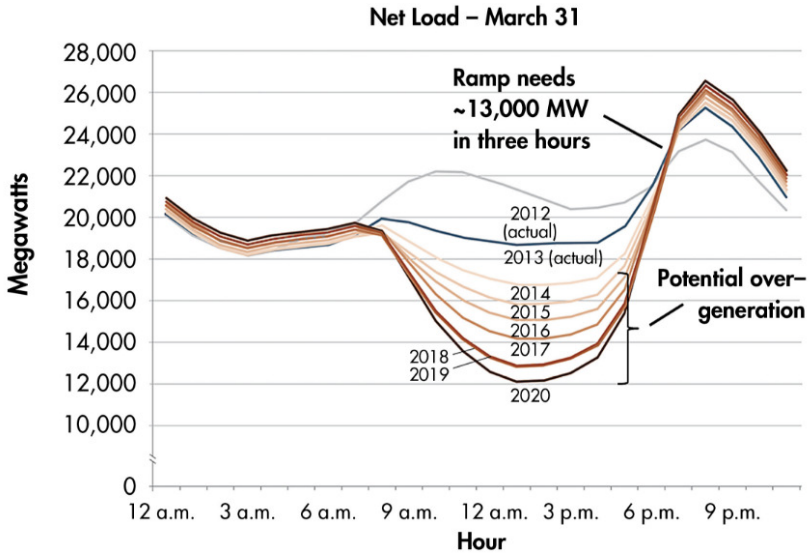

Source: Ackermann et al., 2014.

Au fur et à mesure que les secteurs manufacturiers et de services se développent dans la région et que la forme du profil de la demande évolue, les heures de pointe de consommation peuvent se déplacer plus tôt dans la journée, pendant la production solaire maximale. Un tel changement améliorerait considérablement la valeur de l'énergie solaire au sein du réseau et la rendrait plus optimale dans la planification du système.

L'État de Californie dispose d'un système d'alimentation qui intègre de grandes quantités d'énergie qui ne peuvent être réparties. Son expérience suggère donc quelques-uns des défis auxquels l'Afrique subsaharienne pourrait être confrontée dans l'intégration du photovoltaïque solaire et de l'éolien. Le diagramme en canard (en anglais, « duck curve »), illustré au Schéma 10, montre la charge nette du réseau électrique californien sur une journée. Chaque ligne représente la charge nette, égale à la charge normale moins la production éolienne et photovoltaïque. Le « ventre » de la courbe en canard représente la période de charge nette la plus faible: l'après-midi, lorsque la production photovoltaïque est maximale. Le ventre de la courbe croît tandis que les installations photovoltaïques devraient augmenter entre 2012 et 2020. Lorsque le soleil se couche et que la production solaire chute, la charge nette augmente. Cela entraîne une forte augmentation de la production à partir d'autres sources répartissables, généralement des centrales thermiques.

Le diagramme en canard montre comment le photovoltaïque solaire pourrait potentiellement produire plus d'électricité que le réseau peut consommer. Dans des conditions de surproduction, l'offre en électricité dépasse la demande et nécessite une certaine souplesse, telle qu'une réaction à la demande, le stockage réparti ou, finalement, une réduction de la production des centrales de production classiques. Lorsque la production conventionnelle ne peut plus être réduite pour faire face à la surproduction de sources variables, elle entraîne un effacement de la production. Il y a effacement de la production lorsqu'un gestionnaire de système diminue la production d'électricité d'une installation éolienne ou photovoltaïque en-dessous de ce qu'elle produirait normalement. Pour les générateurs éoliens, ceci est effectué en changeant l'angle de la lame. Pour les centrales solaires, la production est réduite diminuant la production de son convertisseur ou en déconnectant l'installation. La restriction pose plusieurs défis. Elle exige que le gestionnaire du système contrôle physiquement le générateur, ce qui est généralement le cas pour les grandes centrales à énergie renouvelable, mais pas pour les systèmes plus petits, en particulier les systèmes distribués ou conçus pour les toits. La restriction réduit également les avantages économiques et environnementaux des centrales solaires et éoliennes, car chaque unité d'énergie réduite représente une unité d'énergie non vendue et une unité de production de combustibles fossiles non déplacée. Au fur et à mesure que le volume de restriction augmente, les avantages généraux d'une énergie solaire supplémentaire risquent de baisser au point où les installations supplémentaires ne valent pas le coût (Denholm et al., 2015). C'est pourquoi la souplesse du réseau est essentielle à la transition de l'Afrique subsaharienne vers un réseau à faibles émissions de carbone.

**Schéma 10: Changements de la charge nette sur le réseau californien à fort taux de pénétration des énergies renouvelables**

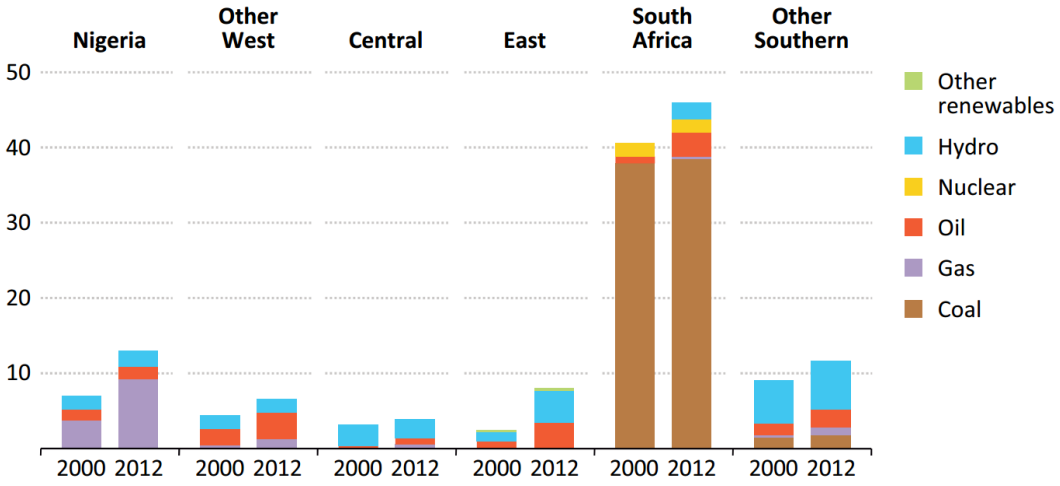



Source: Denholm et al., 2015.

# 4. PRODUCTION ÉLECTRIQUE

Le réseau électrique de l'Afrique subsaharienne a une capacité de production installée d'environ 90 GW, soit environ 0,1 kW par habitant, contrairement aux économies les plus riches qui ont des capacités installées allant de 1 à 3 kW par habitant (AIE, 2014). La moitié de la capacité de la région est située en Afrique du Sud, et 13 GW sont situées au Nigéria (Schéma 11). Seuls environ 6 GW (ou 40%) sont opérationnels en raison du mauvais entretien et de la pénurie de combustibles au Nigéria. La capacité installée dans de nombreux pays d'Afrique subsaharienne est inférieure à 1 GW (AIE, 2014). Si l'on exclut l'Afrique du Sud, l'ensemble de la capacité de production installée de l'Afrique subsaharienne n'est que de 28 GW, équivalente à celle de l'Argentine (Castellano et al., 2015)

**Schéma 11: Capacité de réseau installé (GW) en Afrique subsaharienne, 2000 et 2012**




Source: IEA, 2014.

La faible capacité de production de la région s'explique en partie par la faiblesse des investissements dans les systèmes électriques, qui représentent actuellement environ 0,5% de son produit intérieur brut (PIB). Selon un rapport récent, l'Afrique subsaharienne pourrait installer environ 1 térawatt (TW) de capacité de production à partir d'une gamme d'options technologiques différentes, à l'exclusion du solaire (Castellano et al., 2015). Environ 20% de la production actuelle de la région provient de l'hydroélectricité et plus de 70% des combustibles fossiles (Cartwright, 2015). Cette dépendance à l'égard des combustibles fossiles est en contradiction

avec les estimations des ressources potentielles qui montrent l'abondance des ressources renouvelables dans la région.

La capacité de production et le mélange de chaque région sont les suivants:

- **L'Afrique australe** a plus de capacité de production de réseau installé que le reste de l'Afrique subsaharienne. Sur l'ensemble des 58 GW d'Afrique australe, 80% se trouve en Afrique du Sud seulement. Le reste de l'Afrique australe n'a que 12 GW, principalement de l'hydroélectricité avec du charbon, du pétrole et du gaz. L'Afrique du Sud obtient 85% de sa capacité de production du charbon et le reste du distillat de pétrole (6%), de l'hydroélectricité (5%) et du nucléaire (4%). C'est le seul pays africain doté de centrales nucléaires (d'une capacité d'environ 2 GW). En 2012, le coût moyen de la production du réseau en Afrique australe était d'environ 55 $ par MWh, en raison de l'utilisation élevée de charbon à faible coût et de l'hydroélectricité (AIE, 2014).

- La capacité de production du réseau en **Afrique de l'Ouest** est estimée à environ 20 GW. De cette capacité, plus de 50% est issue de la production de gaz (principalement au Nigéria), près de 30% de distillats de pétrole, et environ 20% d'énergie hydroélectrique. Certains pays, comme le Bénin, le Burkina Faso et le Niger, importent la majeure partie de leur électricité. En 2012, le coût moyen de production était d'environ 140 $ par MWh, en raison de la dépendance à la production de gaz et de pétrole (AIE, 2014).

- La capacité de production du réseau en **Afrique de l'Est** est estimée à environ 8 GW, dont 50% provient de l'hydroélectricité, 45% du pétrole distillé et le reste de la géothermie et du gaz. Environ 250 MW de ressources géothermiques se trouvent principalement au Kenya. En 2012, le coût moyen de production était de 110 $ par MWh, en dépit de la production hydroélectrique peu coûteuse de la région, en raison de l'utilisation élevée de centrales de production d'hydrocarbures coûteuses (AIE, 2014).

- **L'Afrique centrale** dispose de la plus faible capacité de production de réseau en Afrique subsaharienne, avec 4 GW, composés principalement de 65% d'hydroélectricité, 15% de gaz, et 20% du pétrole distillé. En 2012, le coût moyen de production était d'environ 95 $ par MWh, en raison du faible coût de l'hydroélectricité (AIE, 2014).

# PRODUCTEURS D'ELECTRICITÉ INDÉPENDANTS

Les installations électriques en Afrique subsaharienne sont généralement verticalement intégrées, c'est-à-dire qu'elles contrôlent tous les niveaux de la chaîne d'approvisionnement: la production, la transmission et la distribution.

Toutefois, en raison de la piètre performance du secteur de l'électricité dans la région, de nombreux pays ont tenté de décomposer leurs services d'électricité pour permettre la participation de producteurs d'électricité indépendants (IPP, pour l'anglais *Independent Power Producers*). Les IPP sont des entités, généralement privées, qui produisent et vendent de l'électricité aux services publics et aux utilisateurs finaux. Le Ghana, le Nigéria et l'Ouganda ont connu un certain succès dans ce domaine. Néanmoins, à partir de 2014, 21 pays de la région disposaient encore d'installations intégrées verticalement, sans participation du secteur privé, ce qui exclut les IPP. Certains pays sont restés intégrés verticalement mais ont tout de même introduit des IPP.

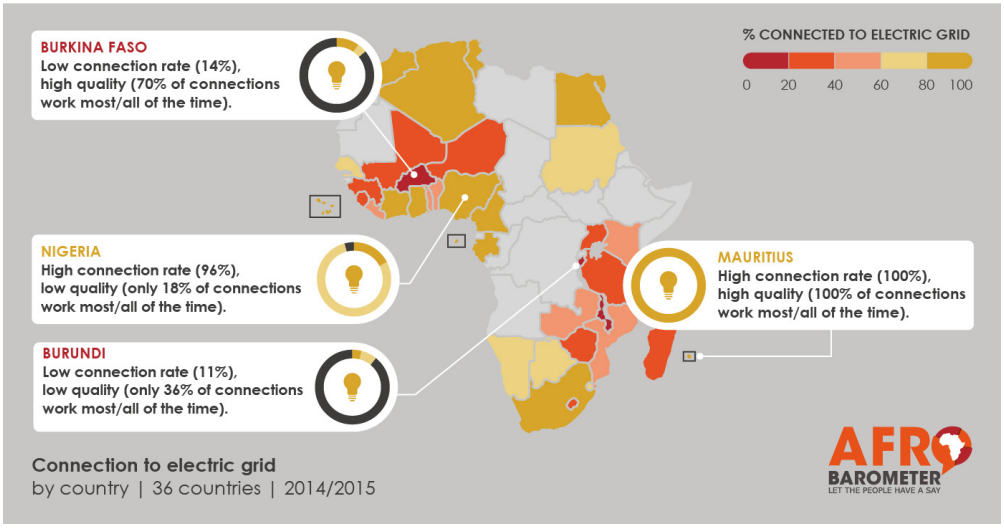
Actuellement, 18 pays d'Afrique sub-saharienne disposent d'IPP, avec une capacité cumulée de 6,8 GW. Ces IPP varient en taille de quelques mégawatts à 600 MW. L'écrasante majorité de la capacité des IPP (82%) est thermique; 18% est alimentée par les énergies renouvelables. La présence de IPP peut aider à réduire la perception du risque en investissant dans des systèmes d'électricité dans la région et à encourager l'investissement privé. Pour réussir, les IPP exigent un climat d'investissement local favorable, des cadres politiques et réglementaires clairs, la disponibilité locale de combustibles à prix compétitifs et des pratiques efficaces de planification, d'approvisionnement et de passation de marchés (Eberhard et al., 2016).

# AUTOPRODUCTION

Les estimations de la capacité installée dans la région sont terriblement faibles par rapport au potentiel de ressources, et la situation est encore pire que ce que ces estimations indiquent. La capacité installée et la présence d'un réseau ne garantissent pas que les populations aient accès à l'électricité. Au Nigéria, par exemple, le fort potentiel énergétique fossile et le développement de l'infrastructure pétrolière n'ont pas augmenté la connexion fiable au réseau électrique (Schéma 12).

L'incapacité de l'Afrique subsaharienne à fournir une électricité fiable a entraîné une croissance prolifique de l'autoproduction sur place inefficace et coûteuse par les consommateurs industriels, commerciaux et même résidentiels, atteignant 10% de la capacité de production de la région. Cela a augmenté le coût et le risque de faire des affaires en Afrique subsaharienne. Le manque d'électricité fiable a entraîné des pertes économiques d'environ 2% du PIB de la région et environ 5% des ventes annuelles de ses entreprises (Castellano et al., 2015). Au Nigéria, 85% des entreprises utilisent un générateur de secours (Cartwright, 2015). Ces générateurs de secours sont coûteux, coûtent environ 300% de plus que l'électricité du réseau (Foster & Steinbuks, 2009). Cette utilisation prolifique montre l'appétit de la région pour l'électricité et la volonté de payer pour l'obtenir.

**Schéma 12: Taux de connexion et qualité des connexions dans les pays africains**




Source: Afrobarometer, 2016.

**Zone de texte 2: Les dangers des générateurs sur site**

Les générateurs sur site sont généralement bruyants, polluent les milieux de vie et de travail des communautés et posent des risques importants de maladies respiratoires et d'incendies. La pénurie énergétique, tant pour les utilisations primaires comme la cuisson et l'électricité, crée des menaces significatives pour la santé. Environ 600 000 décès prématurés en Afrique peuvent être attribués à la pollution atmosphérique des ménages par la combustion de combustibles solides pour la cuisson, tandis que les générateurs diesel domestiques augmentent le risque d'incendies et d'intoxication au monoxyde de carbone.

# DEFIS ACTUELS

Le secteur de l'électricité dans la région présente un ensemble unique de défis. Alors que l'Afrique subsaharienne contribue le moins à l'ensemble des émissions mondiales de gaz à effet de serre, elle est plus vulnérable aux effets du changement climatique, comme les sécheresses et les rendements agricoles réduits (Kang et al., 2009). Les pluies irrégulières et les sécheresses prolongées peuvent réduire la production hydroélectrique et forcer les pannes prolongées (Foster & Steinbuks, 2009). Les défis suivants sont des objectifs prioritaires pour la réforme du secteur de l'électricité en Afrique subsaharienne, dans le but d'atteindre un accès à l'énergie abordable et certains objectifs de durabilité dans la région.

- **Manque de capacité du système.** La pénurie persistante d'électricité de la région a paralysé la croissance économique et empêché d'atteindre plusieurs de ses objectifs de développement en termes de santé et d'éducation (AIE, 2014). Parmi les causes de cette pénurie figurent le manque de capacité de production pour les régions raccordées au réseau, l'absence d'une infrastructure de réseau appropriée pour fournir l'énergie produite, le mauvais entretien des centrales de production et les défis réglementaires qui empêchent un flux constant de revenus afin de maintenir et d'investir dans la nouvelle capacité de production et les populations dispersées dans les régions éloignées. Ce manque de planification systématique pour le secteur de l'électricité a entraîné un système avec des pertes de transmission et de distribution élevées (en moyenne 18% dans la région lorsque l'Afrique du Sud est exclue) (AIE, 2014), et a créé une forte dépendance à de grands barrages et à des centrales électriques diesel coûteuses.

- **Mauvaise gestion du secteur.** La réforme des services de distribution d'énergie et leur réglementation pour améliorer leur efficacité opérationnelle et promouvoir la coopération régionale est essentielle pour combler le déficit en électricité. La région consacre des milliards de dollars à des pertes de services publics et à des subventions pétrolières, qui ne profitent pas au développement du secteur de l'énergie (Africa Progress Panel, 2015). Puisque la plupart des services ne peuvent pas récupérer leurs coûts sans ces subventions, le développement des systèmes électriques est perçu comme un risque élevé et n'est donc pas attrayant pour les investisseurs privés. Par conséquent, la plupart des investissements énergétiques se limitent aux produits énergétiques fabriqués à l'exportation, pour lesquels les prix peuvent être mieux garantis.

- **Pertes élevées du réseau.** Les pertes de réseaux en Afrique subsaharienne sont le double de la moyenne mondiale. Elles comprennent les pertes techniques résultant de réseaux de transport et de distribution mal entretenus et les pertes commerciales résultant de la faible collecte des recettes. Les pertes de transmission et de distribution sont estimées à 18% dans la région, lorsque l'Afrique du Sud est exclue (AIE, 2014). Ces pertes augmentent la capacité de production requise pour faire face à la charge, rendant la production centralisée peu rentable, exposant les compagnies d'électricité à de gros risques financiers et augmentant les tarifs pour les utilisateurs finaux (Castellano et al., 2015).

- **Dépendance à l'égard de grands barrages.** En raison de la variabilité saisonnière de la production hydroélectrique et de l'impact des sécheresses prolongées dans la région, le recours à de grands barrages crée des systèmes électriques fragiles et augmente les risques financiers et climatiques dans la région (Kammen et al., 2015). Jusqu'à présent, les risques environnementaux et financiers des grands barrages ont été

largement évalués pendant l'exploitation de ces derniers, mais une récente étude d'Oxford montre que dans la plupart des cas, même sans tenir compte des effets négatifs sur l'environnement, les coûts de construction des grands barrages sont trop élevés pour générer des retours sur investissement positifs. Cela est principalement dû aux dépassements de coûts et aux délais de mise en œuvre (Ansar et al., 2014). L'étude a jeté un nouvel éclairage sur les stratégies énergétiques à long terme et a démenti l'idée que les barrages produisent de l'énergie à bon marché. Par exemple, le barrage de Kariba, qui détient le plus grand réservoir du monde et représente 40% de la capacité de production de l'Afrique australe, a été paralysé par les sécheresses continues aggravées par le changement climatique. Le barrage, qui se trouve sur le bassin du fleuve Zambèze, est très exposé aux intempéries, aux inondations et aux sécheresses. Étant donné que le barrage fournit la moitié de l'électricité de la Zambie, cette vulnérabilité menace les activités économiques du pays (Leslie, 2016).

- **Dépendance aux combustibles fossiles.** Les combustibles fossiles posent une série de défis. La région possède d'abondantes réserves de gaz naturel qui sont menacées par une mauvaise gestion et une ventilation et un torchage systémique. L'expansion des infrastructures gazières pour fournir de l'électricité nécessitera une gestion minutieuse pour prévenir les fuites de méthane : ce sera l'un des plus grands défis pour atténuer les changements climatiques tout en fournissant de l'électricité. L'utilisation abondante du charbon en Afrique australe a électrifié la région, mais lui a occasionné d'importants problèmes de pollution atmosphérique et de santé publique. Les pays qui dépendent fortement de l'industrie pétrolière, comme le Nigéria, sont touchés par les variations des prix sur le marché international. Ainsi, la forte baisse des prix du pétrole entre juillet 2014 et janvier 2015 a entraîné une baisse de 28% des recettes du Nigéria (IRENA, 2015).

Une façon de surmonter les défis du secteur est de créer des groupes de pouvoir régionaux qui permettent aux pays d'agréger leurs ressources et d'élargir leurs réseaux au-delà des frontières nationales afin de profiter de la diversité régionale en matière de ressources et de demande. Quatre bassins régionaux existent déjà, mais seulement 7% environ de l'électricité sont échangés au-delà des frontières internationales, principalement par le biais du Pool énergétique d'Afrique australe. Faciliter l'utilisation accrue des quatre bassins hydrographiques de la région pourrait permettre d'économiser plus de 50 milliards de dollars en investissements de capital dans le secteur électrique (Castellano et al., 2015). D'autres stratégies visant à incorporer une grande quantité de production renouvelable intermittente incluent l'utilisation de l'hydroélectricité existante des réservoirs pour assurer le stockage, le déploiement de nouvelles technologies de stockage chimique et mécanique et l'adoption de programmes de réponse à la demande.

# 5. SOLUTIONS AU DEFICIT EN ÉLECTRICITÉ

La fin du déficit en électricité de l'Afrique sub-saharienne a deux composantes principales. L'une d'entre elles consiste à accroître l'approvisionnement en électricité de la région et à déterminer si la nouvelle capacité de production proviendra de sources fossiles ou renouvelables. La seconde composante consiste à répondre à la demande d'électricité et à déterminer le rôle des réseaux centralisés et décentralisés pour accroître l'accès des personnes. Ces deux composantes sont interconnectées et peuvent être complémentaires grâce à cadres stratégiques et politiques.

## LA VOIE DES COMBUSTIBLES FOSSILES POUR ACCROITRE L'OFFRE

Les principaux défis de l'utilisation des combustibles fossiles pour augmenter l'offre d'électricité sont la volatilité et la variabilité des prix, la pollution locale et le changement climatique.

Tout d'abord, la volatilité et la variabilité des prix des combustibles fossiles créent un problème à multiples facettes: les pays importateurs sont confrontés à une pénurie d'approvisionnement en combustible, tandis que la variabilité des prix oblige les producteurs de pétrole et de gaz à limiter l'offre à faible prix du pétrole et du gaz et les générateurs à subir des pertes économiques élevées en raison des prix élevés du pétrole et du gaz. L'incertitude affecte l'économie des systèmes énergétiques et, avec la plupart des pays enclavés dans leur choix de combustibles depuis des décennies, elle augmente le risque d'actifs bloqués dont les coûts d'exploitation ne sont plus abordables (Banque africaine de développement, 2013).

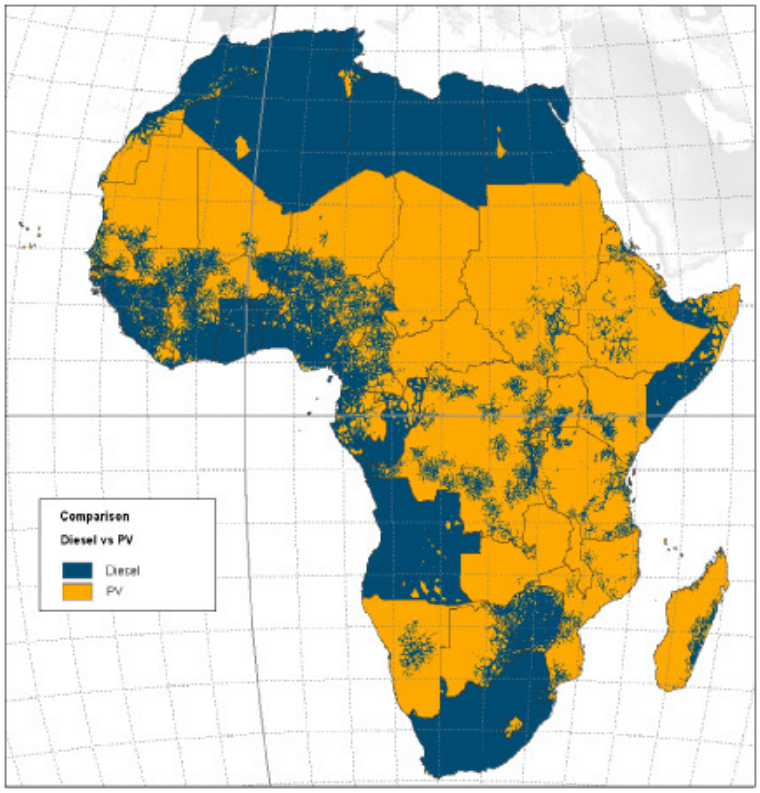
**Zone de texte 3: Offre instable au Nigeria**

70% des centrales nigérianes dépendent du gaz naturel. L'approvisionnement en gaz naturel, non sécurisé et peu fiable, neutralise ces centrales de production, augmentant l'utilisation de générateurs électriques diesel privés comme moyen de secours. En 2012, plus de 10 TWh de la demande en électricité du Nigéria ont été satisfaits par des générateurs de secours (AIE, 2014).

Deuxièmement, la prévalence des subventions en Afrique subsaharienne crée un obstacle important pour s'éloigner des combustibles fossiles. Les gouvernements dépensent environ 21 milliards de dollars par an en subventions pour combustibles, notamment les subventions couvrant les pertes en électricité (Africa Progress Panel, 2015). La grande majorité de ces subventions sont dépensées en Afrique du Nord, ainsi qu'en Angola et au Nigéria. En contraignant les budgets nationaux et en décourageant l'investissement dans les ressources renouvelables, les subventions entravent le développement de l'énergie durable. Elles finiront par piéger les investissements énergétiques de la région dans des technologies à forte intensité carbone qui pourraient devenir des actifs délaissés en cas de futures réglementations sur le climat et les émissions. Plusieurs pays subsahariens comme l'Angola, le Ghana, le Kenya, le Nigéria et l'Ouganda ont essayé de réformer leurs politiques au cours des dernières années. En particulier, le Kenya a réformé avec succès sa subvention au coût de l'électricité en permettant une répercussion automatique des changements de coûts de combustibles afin d'aider au développement des énergies renouvelables domestiques (Whitley et van der Burg, 2015). Afin de combler le déficit en électricité de façon durable et propre, certains de ces investissements dans les subventions aux combustibles fossiles devront peut-être être acheminés vers les systèmes d'énergie renouvelable.

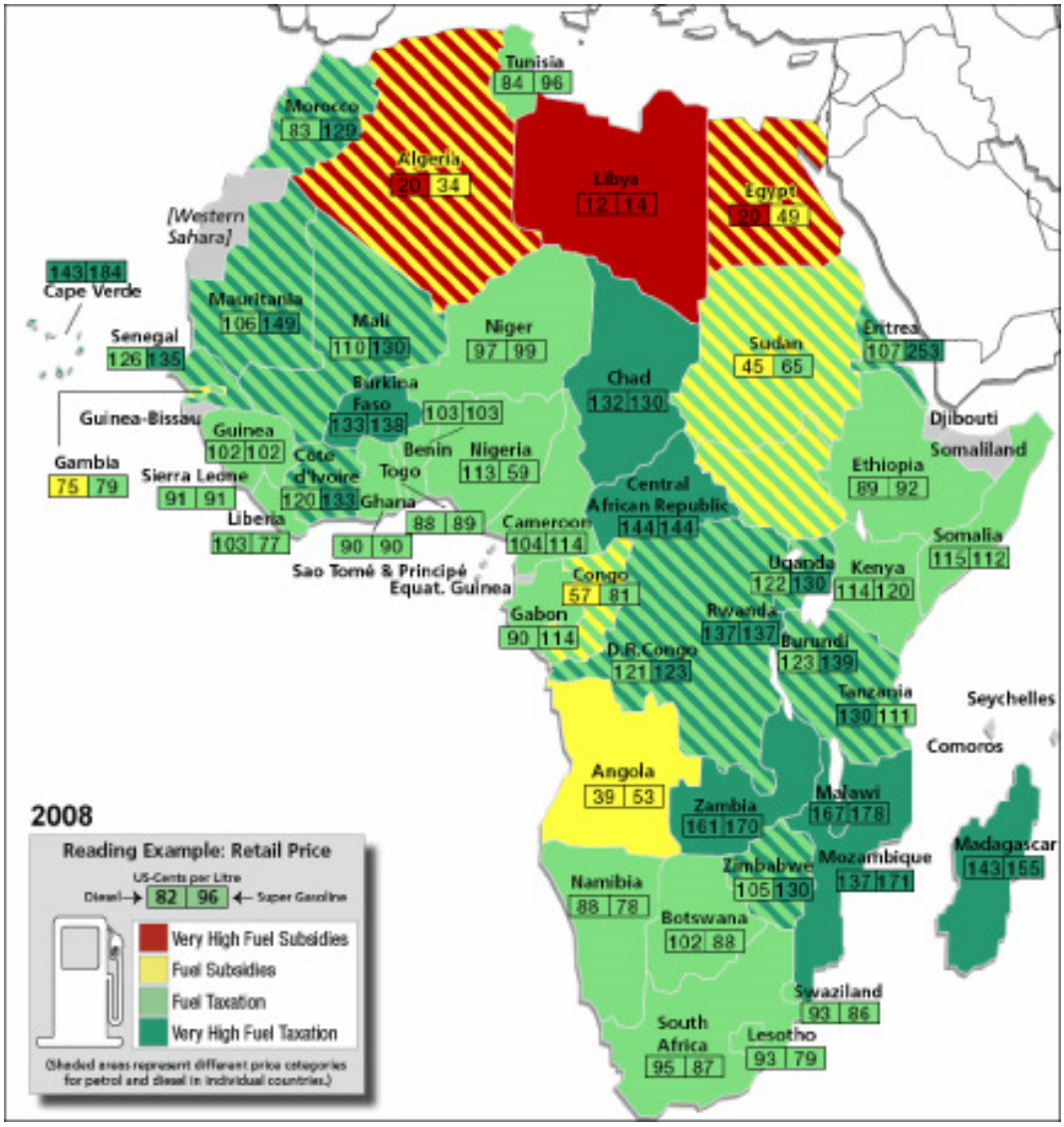
Une étude des options d'électrification rurale optimales en termes de coûts en Afrique démontre l'impact des subventions sur l'accès à l'électricité. L'étude a comparé les générateurs électriques diesel, l'énergie solaire photovoltaïque et les options de prolongement du réseau pour les zones hors réseau et a constaté que la présence de subventions était cruciale pour déterminer si le photovoltaïque solaire était rentable par rapport au diesel. Les pays voisins (présentant des facteurs géographiques similaires) avaient des options optimales en termes de coûts différentes (Schéma 13), révélant la sensibilité des coûts d'électrification rurale aux prix des combustibles. Comme le montre le Schéma14, les subventions qui existent pour le diesel pourraient également viser à soutenir l'électricité photovoltaïque afin d'éviter de fausser le marché émergeant de l'électrification rurale (Szabo et al., 2011).

**Schéma 13: Option optimale en termes de coûts pour l'électrification hors réseau en Afrique, comparant le diesel au photovoltaïque solaire**




Source: Szabo et al., 2011.

**Schéma 14: Prix du combustible au détail en Afrique en 2008, illustrant les régions avec de fortes taxes ou subventions pour combustibles**




Source: Szabo et al., 2011.

Enfin, la pollution provenant des centrales au charbon aura des répercussions importantes sur la santé publique locale et les changements climatiques. Les zones urbaines en Afrique subsaharienne souffrent déjà de niveaux élevés de pollution atmosphérique en raison de l'utilisation prolifique de générateurs électriques diesel dans les bâtiments résidentiels et commerciaux. La province de Mpumalanga, en Afrique du Sud, qui abrite 12 centrales au charbon, compte parmi les niveaux les plus élevés de pollution atmosphérique, en particulier le dioxyde d'azote, les particules et le dioxyde de soufre. Dans cette région, les émissions dépassent le niveau maximal recommandé par l'Organisation mondiale de la Santé (Siegfried, 2014).

### Le rôle du captage et stockage du dioxyde de carbone

Certains des défis environnementaux associés à la voie des combustibles fossiles pourraient être atténués par les technologies de captage et de stockage du carbone (en anglais, *carbon capture and storage*, CCS), qui empêchent la libération de grandes quantités de CO2 dans l'atmosphère. Ces technologies capturent le CO2 produit par les grandes centrales industrielles, le compriment pour le transport, puis l'injectent profondément dans une formation rocheuse dans un site sécuritaire soigneusement sélectionné, où il est stocké en permanence (Global CCS Institute, nd). Dix pays, dont le Canada, la Chine, le Malawi et l'Arabie saoudite, ont fait du CCS une partie de leurs engagements climatiques lors de la conférence sur le climat à Paris. Le CCS est considéré comme une technologie de passerelle qui permettrait de gagner du temps pour faire la transition vers une économie durable basée sur la conservation de l'énergie et les sources d'énergie renouvelables (Vergragt et al., 2011). Il faudra investir de façon importante dans de nouvelles infrastructures telles que les pipelines et la surveillance à long terme.

L'utilisation du CCS comme technologie passerelle pour la transition vers des systèmes à faibles émissions de carbone pourrait toutefois enfermer les pays dans l'utilisation des combustibles fossiles, en particulier en Afrique subsaharienne, où une grande partie de la capacité de production nécessaire doit encore être développée. La combinaison de la CCS et la production de bioénergie, dans une approche connue sous le nom de BECCS, pourrait atténuer ce risque. Le BECCS consiste à produire de façon durable de la biomasse, à l'utiliser pour produire de l'électricité et à séquestrer ses émissions. Il en résulte un puits de carbone efficace.

Il existe plusieurs obstacles au déploiement du CCS en Afrique subsaharienne, notamment le coût élevé en capital, le risque de fuite de carbone et les sites de la région qui permettraient géologiquement un tel développement, ainsi que l'absence de cadres réglementaires. Le CCS pourrait également menacer la sécurité alimentaire dans les pays où le potentiel géologique du stockage du carbone se trouve sur des terres agricoles fertiles (Román, 2011).

## LA VOIE DE L'ÉNERGIE RENOUVELABLE POUR ACCROITRE L'OFFRE

Les principaux défis liés à l'utilisation des énergies renouvelables pour accroître l'approvisionnement en électricité sont le risque que le changement climatique nuise à l'hydroélectricité, à l'intermittence et à la variabilité des énergies solaire éolienne et au risque de surgénération et d'effacement.

Tout d'abord, bien que l'Afrique subsaharienne ait le potentiel de produire de l'électricité propre, renouvelable et abordable en abondance grâce à l'hydroélectricité, un certain nombre d'études (comme Kammen et al., 2015) révèlent un risque élevé que le changement climatique réduira la performance des barrages qui fournissent l'hydroélectricité, comme cela a récemment été le cas pour le barrage de Kariba. Les sécheresses et la variabilité sans précédent des précipitations limitent les performances techniques des grands réservoirs hydroélectriques, avec des répercussions à long terme sur l'agriculture et la production d'électricité (Kang et al., 2009). Les grands barrages posent également des risques sociaux et écologiques. Ils peuvent menacer les moyens de subsistance en causant la perte de terres agricoles et en exigeant la réinstallation de communautés. Les réservoirs endigués peuvent entraîner une stagnation de l'eau du réservoir, une forte sédimentation et une croissance des algues qui ont un impact sur la faune (Union of Concerned Scientists, 2016). Par exemple, le développement du barrage d'Akosombo sur la Volta au Ghana a mené au déplacement de quelque 80 000 personnes issus de 740 villages. Elle a également entraîné une perte de biodiversité et des inondations qui ont augmenté le risque de maladies d'origine hydrique (Kalitsi, 2003). Il existe des mesures qui peuvent atténuer les effets préjudiciables des grands barrages et leur mise en œuvre nécessite des politiques et une gestion efficaces.

Deuxièmement, les sources de production renouvelables, telles que le vent et le solaire, sont variables et intermittentes, c'est-à-dire qu'elles ne sont disponibles que lorsque le vent souffle et que le soleil brille. Néanmoins, on peut prévoir leur production avec un certain niveau de certitude. Le vrai défi est que les systèmes de réseaux sont conventionnellement conçus pour s'appuyer sur des générateurs contrôlables plutôt que sur des sources intermittentes. De nombreux pays d'Afrique subsaharienne pourraient relever ce défi avec des systèmes expressément conçus pour cela.

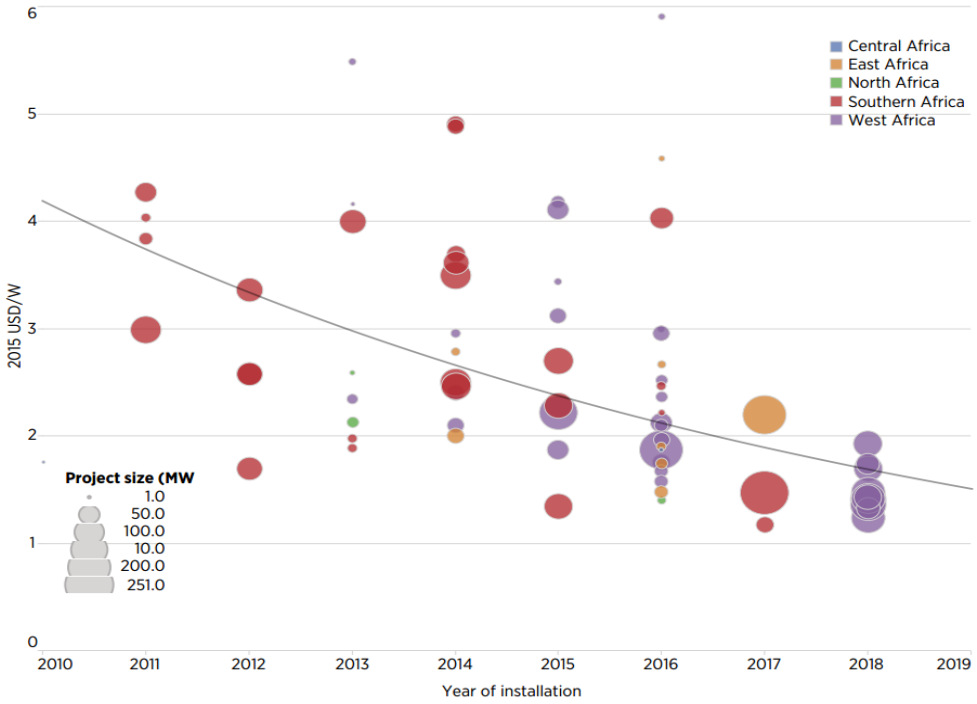
Enfin, la consommation d'électricité dans la plupart des pays de l'Afrique subsaharienne atteint son sommet en soirée, alors que la production solaire atteint son apogée au début et au milieu de l'après-midi. Cette inadéquation entraîne un risque de produire plus d'électricité que la consommation (surproduction) à certains moments, où la production d'électricité serait par conséquent coupée et non payée (coupure).

### Coût des énergies renouvelables

La baisse des coûts des énergies renouvelables signifie que le coût économique élevé n'est plus la principale contrainte au déploiement des énergies renouvelables. Le défi consiste à un fonctionnement efficace des réseaux. Globalement, le coût moyen pondéré de l’électricité photovoltaïque solaire installée a chuté d'environ 5 dollars par watt en 2009 à environ 2 dollars par watt en 2015. Les coûts en Afrique ont été comparables (Schéma 15). Les prix des

modules solaires photovoltaïques ont également baissé de manière significative depuis 2009, pour atteindre environ 0,52 $ à 0,72 $ le watt en 2015. En réponse à cette réduction des coûts, l'Afrique a ajouté 800 MW de photovoltaïque solaire en 2014 et 750 MW en 2015, doublant sa capacité cumulative (IRENA, 2016). Malgré le fort potentiel de l'Afrique subsaharienne en termes de production d'énergie solaire, la croissance rapide de la capacité solaire du continent a eu majoritairement lieu en Afrique du Nord. Récemment, une centrale solaire photovoltaïque de 800 MW installée aux Émirats arabes unis a enregistré un coût moyen de 0,03 $ le kWh (Clifford, 2016), comparativement à un coût de 0,08 $ par kWh pour l'hydroélectricité à grande échelle, de 0,10 $ pour la géothermie et de 0,07 $ à 0,14 $ pour gaz naturel (AIE, 2014).

**Schéma 15: Coût d'installation de l'électricité photovoltaïque solaire existante et proposée en Afrique, 2011-2018**




Source: IRENA, 2016.Note: chaque cercle représente un projet électrique particulier.

Globalement, pour atteindre une vision à 100% renouvelable en Afrique subsaharienne, il faudra:

1. Des politiques qui encouragent le déploiement d'énergies renouvelables et découragent les nouveaux développements axés sur les combustibles fossiles;

2. Des mécanismes de financement novateurs qui permettent aux solutions décentralisées de prospérer et d'être intégrées à l'expansion future du réseau;

3. Un cadre favorable qui attire les investisseurs privés dans le secteur de l'énergie et renforce les capacités humaines en donnant davantage de moyens aux entrepreneurs locaux;

4. Une amélioration des procédures organisationnelles et de la gestion sectorielle qui soutiennent des pools énergétiques opérationnels alimentés par des lignes de transmission internationales et interrégionales, permettant le partage du courant et la réduction des coûts;

5. Des politiques qui encouragent et soutiennent des systèmes décentralisés d'énergie renouvelable qui permettent un accès à une électricité abordable et fiable pour tous, et

6. Des stratégies d'approvisionnement en électricité qui privilégient la diversité des ressources telles que les énergies renouvelables et le stockage, éliminent les besoins en combustibles fossiles et assurent la sécurité de l'approvisionnement.

# 6. EXPLOITATION DE RESEAUX A FAIBLES EMISSIONS DE CARBONE

Le principal défi d'une voie d'expansion de capacité dominée par les énergies renouvelables n'est pas le coût économique, c'est la souplesse du système nécessaire pour faire face à l'intermittence et la variabilité du solaire et du vent. La forte pénétration des énergies renouvelables requiert un système d'alimentation activé par les TIC et d'autres technologies de réseaux intelligents qui permettent la surveillance en temps réel du système et le contrôle à distance des conditions de tension et de débit de puissance, essentielles à une réponse rapide nécessaire face à la variabilité de l'énergie solaire et éolienne. Elle exige également une gestion efficace du réseau qui utilise des pools énergétiques pour permettre une coopération régionale et un partage de l’énergie de grande portée.

## SOUPLESSE DES SYSTEMES

L'infrastructure et les gestionnaires des systèmes électriques doivent être capables de s'adapter et de répondre à l'évolution des conditions dans des délais variés. La souplesse du réseau à court terme suppose d’équilibrer la demande et l'offre sur les minutes et les heures d'une journée, et la souplesse du réseau à long terme implique une évolution de la capacité de production et de transmission sur des années d'investissement. L'augmentation de la souplesse du système d'alimentation électrique est essentielle à un fonctionnement fiable en cas de niveaux élevés de pénétration des ressources renouvelables intermittentes. Les sources de souplesse comprennent les générateurs à production répartissable, l'augmentation de la capacité de transmission et de l'accès, de grandes zones d'équilibrage et une coopération régionale, la gestion de la demande et le stockage.

Chaque système électrique possède un niveau de souplesse inhérent. L'électricité ne peut pas être mise sur « pause » lorsqu'elle passe sur les câbles du réseau, passant de la source de production à diverses utilisations finales: il est impossible de stocker temporairement l'excédent d'électricité sur les câbles du réseau en prévision de la décision du consommateur d’appuyer sur l’interrupteur. Au lieu de cela, la quantité d'électricité produite à tout moment doit correspondre à la quantité d'électricité consommée. Parce que la demande peut changer rapidement (par exemple, lorsque les gens allument leurs lumières à la nuit tombée), les systèmes électriques sont conçus pour être flexibles afin de

répondre à de tels changements rapides, à la fois prévisibles et imprévisibles, en termes de demande. En outre, les systèmes électriques robustes devraient avoir une capacité de production supplémentaire suffisante (aussi appelée réserves « d'exploitation » et « synchronisée » (tournante)[1]) pour compenser une panne inattendue (par exemple, quand une centrale est déconnectée).

En général, les systèmes électriques qui dépendent fortement du gaz naturel et de l'hydroélectricité sont plus souples que les systèmes avec de grandes quantités de charbon et de nucléaire. Le charbon et les centrales nucléaires prennent plus de temps pour atteindre leur pleine capacité de production (aussi appelée « temps de rampe ») que les centrales à gaz et les barrages réservoirs ont des capacités de stockage. Traditionnellement, les opérateurs de réseau reçoivent des prévisions de la demande un jour avant le service. Elles sont mises à jour dans l'heure puis les minutes qui précèdent ce service. Il est difficile de planifier l'offre pour faire correspondre les prévisions de la demande avec le solaire et le vent, car leurs productions varient considérablement sur de courtes périodes, telles que les heures (le vent peut soudainement cesser de souffler sur une grande surface ou le soleil peut passer derrière des nuages) et ne sont pas répartissables. Par conséquent, la transition vers des niveaux élevés de pénétration d'énergies renouvelables intermittentes nécessitera davantage de souplesse. Des générateurs de secours peuvent améliorer la flexibilité, et cette capacité de réserve ne doit pas nécessairement être d'un ratio un-pour-un. Comme le réseau peut agir comme un système holistique, chaque installation de production renouvelable ne nécessite pas une alimentation de secours égale à la production répartissable (Cochran et al., 2014). Par exemple, un réseau interconnecté de réseaux peut fournir de l'électricité aux zones nuageuses en utilisant la production solaire dans les zones où le soleil brille encore et en utilisant d'autres productions répartissables.

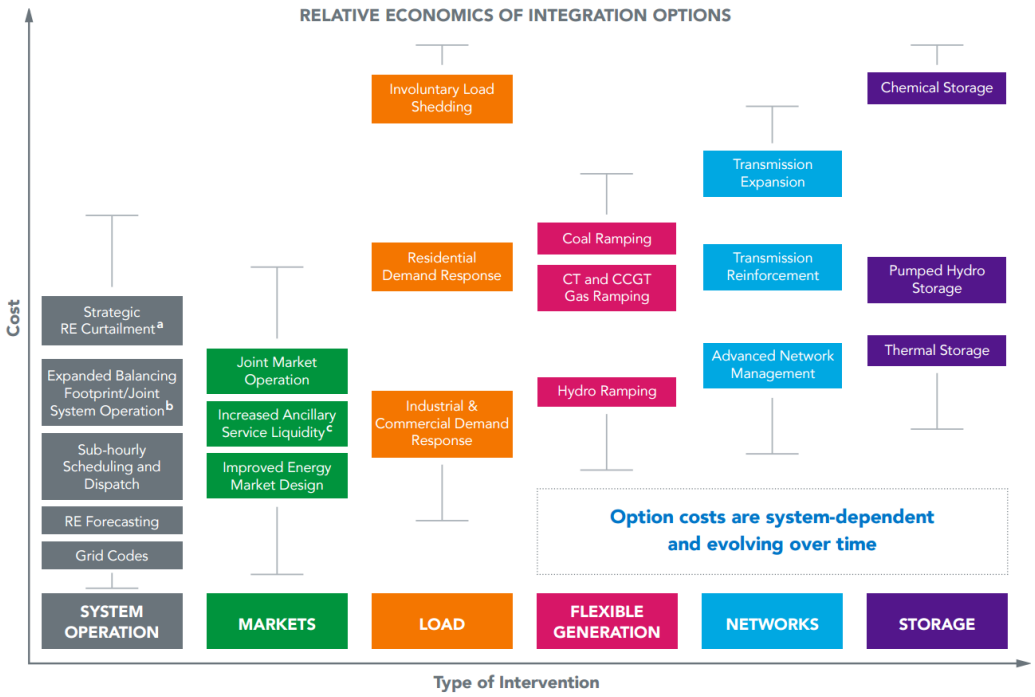
Ce potentiel de création d'un système holistique plaide en faveur de la construction de pools énergétiques effectivement intégrés pour relier la capacité de production sur de grandes distances géographiques et lisser la production intermittente solaire et éolienne. Étant donné qu'il faut plusieurs années pour investir et construire de nouvelles génératrices et lignes de transmission, la planification d'un système souple est essentielle pour assurer la croissance de la production renouvelable intermittente. Un système très souple garantit que les générateurs d'énergie renouvelable ne verront pas leur production réduite fréquemment (effacement), améliorant ainsi le facteur de capacité des centrales d'énergies renouvelables et augmentant les ventes d'électricité de ces centrales. Ces caractéristiques améliorent les flux de revenus et les délais de rendement, ce qui rend les générateurs d'énergies renouvelables plus attrayants pour les investisseurs et les acteurs gouvernementaux.

[1] See the lexicon in Text Box 1.

Déterminer le degré de souplesse nécessaire en Afrique subsaharienne est essentiel pour éclairer les décideurs dans leurs décisions relatives aux investissements, en particulier en ce qui concerne les choix de carburant, dans les années à venir. Ce calcul nécessite une modélisation approfondie du réseau électrique de chaque réseau national et des pools énergétiques (tâche impossible pour certains pays ayant un accès limité aux données). Les études sur les systèmes électriques dissiperont les notions erronées sur la difficulté de faire fonctionner des systèmes électriques à partir de hauts niveaux de ressources renouvelables intermittentes et permettront de préciser les coûts réels d'exploitation de la capacité de production des énergies renouvelables. Certains pays de la région ont amélioré l'accès aux données relatives aux systèmes électriques et des études approfondies ont été menées au Kenya et en Afrique du Sud. Des études haute-résolution des systèmes électriques au Kenya ont montré que le rapport entre le stockage et la capacité éolienne est d'environ 1:10 pour une pénétration de 30% (Carvallo et al., à paraître). Ce ratio est une mesure approximative de la souplesse du réseau kenyan quant à l'intégration d'énergies renouvelables sans stockage. Il montre également que la production intermittente telle que la production éolienne ne nécessite pas une capacité de secours un-pour-un pour assurer une alimentation fiable (Carvallo et al., à paraître). En plus d'ajuster les ressources du côté de l'offre, les systèmes d'alimentation peuvent améliorer la flexibilité en permettant la réponse à la demande et en utilisant le stockage distribué.

Lors de la transition vers des systèmes électriques à forte pénétration en énergies renouvelables, les régulateurs et les opérateurs de systèmes peuvent choisir parmi différentes options (figure 16). Ces options comprennent des stratégies physiques telles que le stockage de batteries, des stratégies opérationnelles telles que le développement des parcs de centrales thermiques et de meilleures prévisions, et des stratégies institutionnelles telles que la conception de nouveaux marchés et l'intégration de la réponse à la demande (*demand response*). Certaines sources de souplesse, telles que le pompage-turbinage, sont moins chères que l'ajout de batteries au réseau. Bien que les options et les coûts associés à l'augmentation de la souplesse soient spécifiques au système, en général, les outils qui aident à tirer profit de la souplesse existante en modifiant le fonctionnement du système et la conception des marchés sont moins chers que ceux qui nécessitent des investissements dans de nouvelles sources de flexibilité. Bien que les changements apportés au fonctionnement du système et à la conception des marchés exigent moins d'investissements en capital, ils ont des coûts de mise en œuvre et peuvent entraîner des changements dans les relations institutionnelles (Cochran et al., 2014).

**Schéma 16: Coûts relatifs des stratégies pour augmenter la souplesse des systèmes électriques**




Source: Cochran et al., 2014.

Les deux premières colonnes de la figure 16 - Fonctionnement du système et Marchés - représentent des options peu coûteuses mais nécessitent des changements opérationnels et organisationnels. La colonne Charge (*Load*) représente les changements du côté de la demande et tout particulièrement la réponse à la demande. Les autres colonnes représentent les modifications apportées au réseau physique (centrales de production et réseaux de transmission).

Une grande souplesse du système empêchera les défis opérationnels suivants:

- **Volatilité du prix de l'électricité**. Lorsque les générateurs sont inflexibles et ne peuvent pas réduire leur production pendant les périodes de faible charge, l'excès d'énergie dans le système peut entraîner une chute considérable des prix, exposant les centrales à un risque financier élevé. De plus, lorsque les générateurs ne peuvent pas augmenter leur production pendant les périodes de forte demande, les prix montent en flèche, au détriment des sociétés de distribution et des utilisateurs finaux.

- **Coupures d'énergie**. Les systèmes non dispatchables ou inflexibles doivent être interrompus pendant les périodes de forte production et de faible demande dans le système.

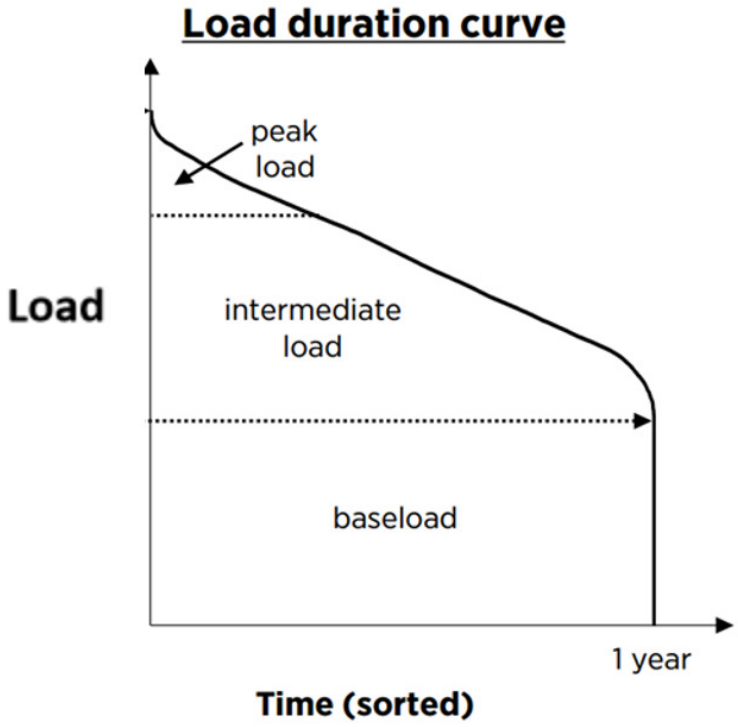
- ***Load shedding* et micro-coupures**. La qualité de l'alimentation offerte aux utilisateurs dépend de la fréquence du système électrique, qui est maintenue à un niveau optimal en équilibrant l'offre et la demande. Les systèmes électriques inflexibles nécessitent des micro-coupures et un possible délestage (*load shedding*) afin de rétablir l'équilibre du système pendant les périodes de faible production et de forte demande.

L'adéquation de l'offre et de la demande entre les différentes heures de charge et les différentes régions (c'est-à-dire, à travers le temps et l'espace physique) est essentielle à la flexibilité du système. C'est pourquoi la mise en place réussie de pools énergétiques en Afrique subsaharienne facilitera un déploiement important d'énergies renouvelables au cours des prochaines décennies. Les pools énergétiques agrègent les charges et les générateurs par l'intermédiaire de réseaux de transmission permettant une plus grande flexibilité dans l'offre et la demande.

# LES ENERGIES RENOUVELABLES POUR ASSURER L'APPROVISIONNEMENT DE BASE

La charge électrique est généralement classée comme charge de base, charge intermédiaire et charge de pointe (Schéma 17). Les efforts visant à atteindre des taux élevés de pénétration des énergies renouvelables font face au défi de satisfaire de façon fiable la demande de base. La demande de base fait référence à une demande minimale ou prévisible dans un système électrique peu variable. Généralement, la demande de base est satisfaite par le nucléaire et le charbon parce que les centrales qui les produisent offrent une production relativement constante, ont des temps de réponse lents et des coûts d'investissement élevés qui doivent être récupérés rapidement. Les systèmes électriques avec haute pénétration d'énergies renouvelables nécessitent des mélanges de productions à haute flexibilité, ce qui réduit le besoin de centrales comme le nucléaire, qui ont une faible flexibilité. Les générateurs d'énergie renouvelables non répartissables, comme le PV solaire et le vent, ne peuvent pas satisfaire en permanence la charge de base en raison de leur variabilité. Cependant, les générateurs d'énergies renouvelables répartissables telles que l'hydroélectrique, le biogaz et la géothermie peuvent fournir une souplesse au réseau électrique et répondre à la demande de base. Par conséquent, la capacité des énergies renouvelables à répondre à la demande de base dépend d'un mélange de production (sources d'énergie répartissables et intermittentes) et du profil de demande du réseau électrique.

**Figure 17 : Courbe de charges types**

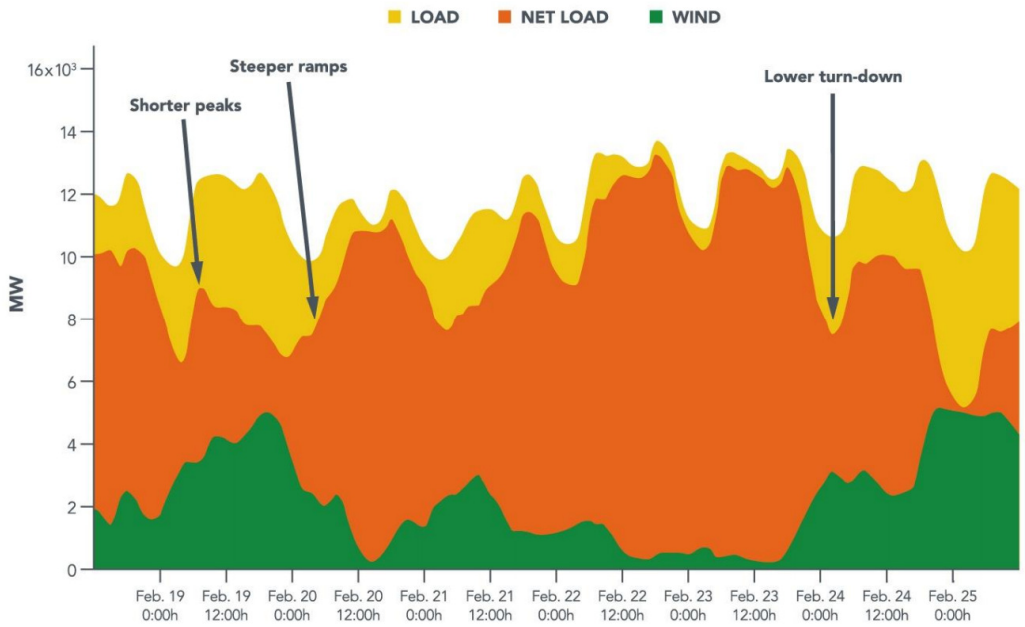



Source: Ueckerdt and Kempener, 2015.

L'intégration des énergies renouvelables augmentera à mesure que les futurs systèmes électriques seront améliorés grâce au réseau intelligent et aux technologies de l'information et de la communication (TIC) qui permettent une plus grande commande à distance de la production centralisée et distribuée au lieu d'exiger que le gestionnaire du système contrôle physiquement le générateur. Une grande souplesse du système permet également de gérer une grande variabilité de la production, par exemple des nuages au-dessus de panneaux solaires, qui provoquent des changements rapides de la charge nette (Schéma 18). Les changements rapides nécessitent des centrales qui peuvent réagir rapidement en augmentant ou en diminuant la production sous forme de centrales de production de pic et de réserves tournantes. La capacité de réaction rapide requise dépend donc du mélange de production global du système électrique, de la forme de la charge horaire, du taux de pénétration des énergies renouvelables intermittentes et de la précision des prévisions de la demande. Étant donné que de nombreuses régions de l'Afrique subsaharienne ne sont pas encore raccordées au réseau, la construction d'un réseau à faibles émissions de carbone avec les TIC et les technologies de stockage ne nécessiterait pas d'importants changements dans l'infrastructure existante. Par conséquent, la région peut se développer intentionnellement en choisissant des mélanges stratégiques d'approvisionnement en électricité qui permettent une forte pénétration des énergies renouvelables. Si la région choisit son mélange

d'approvisionnement en électricité en faisant de la flexibilité une priorité, elle peut réduire la nécessité d'un stockage centralisé de l'énergie pour gérer la forte pénétration des énergies renouvelables.

**Figure 18: Charge nette d'un système de réseaux aux États-Unis**




Source: Cochran et al., 2014.

### Gestion de la demande

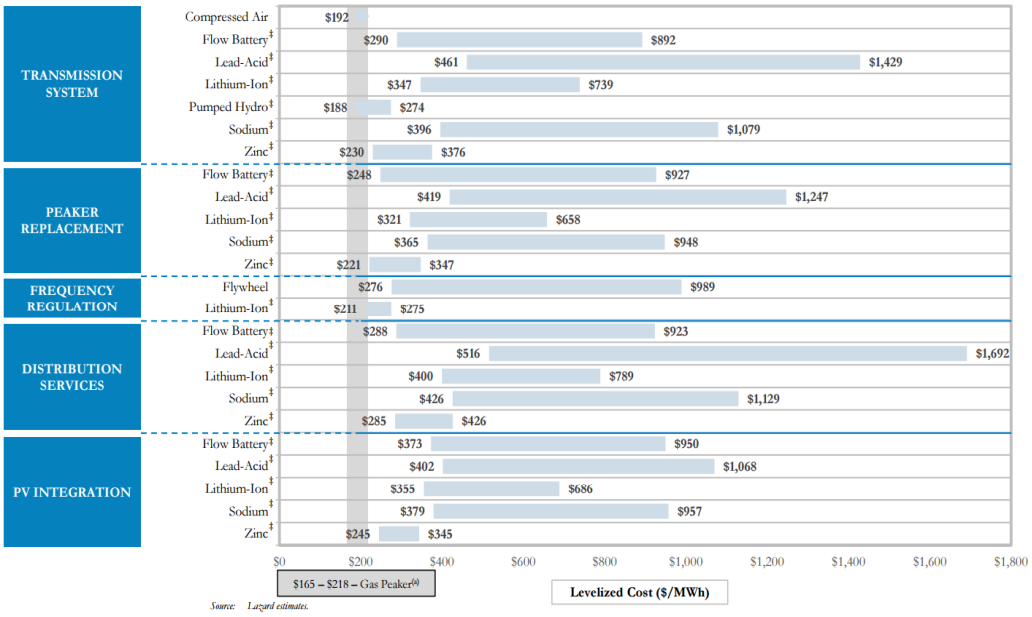
L'efficacité énergétique réduira la capacité globale requise et le taux de croissance de la charge, permettant des situations de financement plus durables et moins coûteuses. Les stratégies de gestion de la demande telles que la réponse à la demande peuvent faciliter l'utilisation des énergies renouvelables pour couvrir une plus grande part de la charge journalière et réduire le besoin de stockage à grande échelle en réduisant les pics et en déplaçant la demande pour la faire correspondre au calendrier de production intermittent. La réponse à la demande permet de déplacer les charges en faisant en sorte que les utilisateurs finaux éteignent les appareils et les grandes machines industrielles aux heures de pointe de consommation et les fassent fonctionner à des heures creuses particulières, modifiant ainsi le profil de charge pour correspondre à la production offerte. Ceci est particulièrement important pour les énergies renouvelables, car la charge nette peut changer rapidement. Ceci permet également de répondre à la demande avec souplesse et rapidité et évite les réduction de la production solaire et éolienne.

### Rôle du stockage

Le besoin de stockage dépend du nombre de ressources flexibles pouvant être incorporées dans le système électrique et de la forme du profil de la demande. Des batteries bon marché faciliteront l'électrification par micro-réseaux jusqu'à ce que le réseau centralisé soit étendu aux zones rurales. Les défis opérationnels dus à la variabilité du vent et du soleil peuvent être atténués grâce à des prédictions en termes d'insolation solaire et de vitesses de vent afin de planifier la répartition de l'électricité. Parallèlement, des technologies de stockage qui compensent les variations de la production d'électricité solaire doivent être développées. Cependant, les batteries ne sont pas la seule option. L'Afrique subsaharienne pourrait développer un portefeuille de production diversifié et utiliser des réserves tournantes pour gérer la production intermittente pendant quelques minutes à quelques heures. Les centrales modernes à gaz naturel sont conçues pour réagir rapidement pour produire environ 50 MW par minute. Celle-ci, combinées à des technologies de réseaux intelligents tels que l'amélioration de la détection et du contrôle, seront suffisantes pour répondre à la plupart des problèmes d'intermittence liés aux énergies renouvelables sans nécessité de stockage supplémentaire. Dans les cas de taux de pénétrations très élevées de l'énergie solaire et éolienne, des sites de stockage d'énergie distribuée peuvent être nécessaires. Les moyens les plus économiques pour stocker l'électricité à moyen et long terme sont l'hydroélectricité pompée et l'air comprimé. Ceux-ci sont cependant fortement limités par la disponibilité géographique (Kenning, 2015). Outre le stockage hydroélectrique pompé à l'aide de grands réservoirs, le type de stockage le plus répandu en Afrique subsaharienne est actuellement les batteries, principalement à l'échelle distribuée pour les micro-réseaux. Par exemple, à Marsabit, au Kenya, des volants d'inertie sont utilisés pour gérer la variabilité d'un micro-réseau alimenté par le vent et le diesel (Kenning, 2015). Le stockage du volant fonctionne en stockant l'électricité sous forme d'énergie cinétique de rotation dans un volant à rotation rapide. Il tourne plus rapidement pour stocker l'énergie et réduit sa vitesse pour décharger l'énergie.

Dans l'ensemble, l'Afrique subsaharienne nécessitera un mélange de centrales capables de réagir rapidement en termes de production et de technologies de stockage d'énergie pour soutenir les pénétrations élevées des énergies renouvelables avec le moindre impact en termes de coût et d'environnement. La Figure 19 montre le coût actualisé de diverses technologies de stockage d'énergie à différents échelons de mise en œuvre (Lazard, 2013), ce qui montre qu'une seule technologie peut varier en coût moyen en fonction des services qu'il fournit au réseau électrique.

**Schéma 19: Coût moyen non-subventionné du stockage de l’énergie selon les technologies et les services sur réseau**




Source: Lazard, 2013.

## Le future de l’électricité nucléaire en Afrique subsaharienne

Alors que le coût de l’énergie solaire et éolienne ne cesse de baisser et que des technologies de réseaux intelligents, notamment le stockage, continuent de progresser, une voie nucléaire exposera la région à des risques financiers comparativement plus élevés et à une insécurité énergétique (Chu & Majumdar, 2012).

L'énergie nucléaire, une source d’énergie à faibles émissions de carbone, pourrait jouer un rôle important dans l'électrification de l'Afrique subsaharienne, et il existe un intérêt dans l’ensemble de la région pour augmenter cette forme de production. L'Afrique du Sud, seul pays d'Afrique subsaharienne doté de centrales nucléaires actives, cherche à accroître sa capacité. Toutefois, l'énergie nucléaire présente d'importants risques pour l'économie, l'environnement et la sécurité publique. Elle présente de faibles coûts d'exploitation et une forte densité de combustibles, mais nécessite des investissements initiaux élevés. Les centrales nucléaires sont sujettes à de longs délais en termes de construction et de délivrance de permis. L'énergie nucléaire soulève des préoccupations en termes de sécurité, notamment la question de savoir comment éliminer le combustible usé et le risque de prolifération des armes nucléaires qui accompagne l'adoption de la technologie nucléaire et les processus d'enrichissement des combustibles. Son coût global est environ cinq fois supérieur au coût de la production de gaz naturel, et le coût estimé du

déclassement de chaque centrale, y compris le combustible usé et les coûts de restauration du site, est d'environ 500 millions de dollars (Chu et Majumdar, 2012). De petits réacteurs nucléaires modulaires pourraient alléger le défi des coûts et des dépassements de construction, mais l'expertise et la main-d'œuvre nécessaires pour adopter et exploiter en toute sécurité des centrales nucléaires font encore défaut dans la région (Castellano et al., 2015). Au fur et à mesure que les coûts de l'énergie solaire et éolienne diminuent, et que les technologies de réseaux intelligents, y compris le stockage, progressent, la voie nucléaire expose la région à des risques financiers comparativement plus élevés et à une insécurité énergétique (Chu & Majumdar, 2012).

# POOLS ÉNERGÉTIQUES COMME FACILITATEURS

La coopération régionale, encouragée par les pools énergétiques et les réseaux de transmission transfrontaliers, sera essentielle pour combler le déficit en électricité en Afrique subsaharienne. Cette coopération peut offrir des économies d'échelle aux petits pays à charge limitée. Elle peut réduire le coût moyen de la production en regroupant les ressources des pays. Elle peut aider à diversifier les portefeuilles énergétiques des pays et à les protéger de la variabilité des prix découlant de la dépendance à un seul combustible ou de la saisonnalité hydroélectrique. Et elle peut réduire la dépendance vis-à-vis des importations de combustibles fossiles en permettant la mise en commun de grandes ressources renouvelables concentrées. Par exemple, les avantages des ressources géothermiques au Kenya peuvent être partagés avec l'Afrique du Sud, qui est actuellement alimentée par le charbon, et l'hydroélectricité en Afrique centrale peut être partagée avec le Sénégal (Castellano et al., 2015), actuellement alimenté par le diesel.

Mais la coopération régionale pose des défis politiques et économiques qui lui sont propres. Pour développer et exploiter des pools énergétiques, les pays membres devront trouver des moyens de collaborer efficacement. Ils auront besoin d'une confiance mutuelle dans les capacités électrique du système de réseaux de chaque pays. Ils doivent former le personnel local et développer l'expertise des systèmes électriques. Enfin, ils doivent créer des cadres internationaux efficaces pour régir à la fois les aspects juridiques et techniques des interconnexions.

Il existe quatre pools énergétiques en Afrique subsaharienne:

- **Le pool énergétique de l'Afrique centrale,** créée en 2003, elle comprend l'Angola, le Burundi, le Cameroun, la République centrafricaine, le Tchad, le Congo, la République démocratique du Congo, la Guinée équatoriale, le Gabon et Sao Tomé. L'ACPP est encore en phase de développement et n'est pas encore opérationnel.

- **Le pool énergétique d'Afrique de l'Est** (EAPP) a été créé en 2005 par sept pays: Burundi, RDC, Égypte, Éthiopie, Kenya, Rwanda et Soudan. Il a été adopté en tant qu'institution spécialisée pour favoriser l'interconnexion des systèmes d'électricité par les chefs d'État du Marché commun pour l'Afrique orientale et australe (COMESA). Depuis, la Libye, la Tanzanie et l'Ouganda ont rejoint l'EAPP. L'EAPP a publié des plans directeurs et des études régionales sur le système électrique et devrait être pleinement opérationnel au cours des prochaines années.

- **Le pool énergétique de l'Afrique australe** a été créé en 1995 par 12 pays: l'Angola, le Botswana, la RDC, le Lesotho, le Malawi, le Mozambique, la Namibie, l'Afrique du Sud, le Swaziland, la Tanzanie, la Zambie et le Zimbabwe. Il s'agit du parc énergétique le plus avancé et le plus actif de la région, avec les marchés internationaux de l'énergie et les marchés opérationnels à court terme de l'énergie.

- **Le pool énergétique de l'Afrique de l'Ouest** (WAPP) est une institution spécialisée de la Communauté Economique des Etats de l'Afrique de l'Ouest (CEDEAO) et comprend 14 pays: Bénin, Burkina Faso, Côte d'Ivoire, Gambie, Ghana, Guinée, Guinée-Bissau, Libéria, Mali, Niger, Nigéria, Etats Sénégal, Sierra Leone et Togo. Le WAPP est encore en cours d'élaboration et n'est pas encore opérationnel.

En 2012, le Programme de Développement des Infrastructures en Afrique (PIDA) a été lancé par le Groupe de la Banque africaine de développement, dont le mandat est d'améliorer entre autres le développement transfrontalier du marché de l'énergie. Le programme comprend quatre couloirs de transmission d'électricité (pas encore opérationnels), dont trois seront basés en Afrique subsaharienne:

- une ligne de transport nord-sud de l'Égypte vers l'Afrique du Sud avec des succursales en Afrique de l'Est,

- une ligne centrale de transmission de l'Angola vers l'Afrique du Sud avec des succursales en Afrique centrale et de l'Ouest, et

- une ligne de transport ouest-africain reliant le Sénégal et le Ghana à plusieurs succursales d'autres pays.

# 7. SOURCES D'ENERGIE DISTRIBUÉES

L'expansion de la capacité de production centralisée n'est pas la seule façon d'électrifier l'Afrique subsaharienne. Les systèmes d'énergie hors réseau et distribués offrent maintenant de nouvelles opportunités pour combler la pénurie d'électricité. Historiquement, ces systèmes hors réseau étaient alimentés par le diesel, ce qui présente un risque de transport dans les régions éloignées. De nos jours, en raison de la nature modulaire des énergies renouvelables telles que l'énergie solaire et l'énergie hydroélectrique à petite échelle, la plupart des systèmes hors réseau sont alimentés de façon renouvelable. L'amélioration des connaissances et de la gestion des réseaux de distribution d'électricité facilitera les sources d'énergie distribuées (*distributed energy resources*, DER) telles que les systèmes photovoltaïques solaires communautaires ou installés sur les toits et systèmes de batteries.

## LE POTENTIEL DES SOURCES D'ENERGIE DISTRIBUEES (DER)

Les DER présentent de nombreux avantages par rapport aux systèmes de réseaux centralisés, tels qu'une réduction des pertes d'énergie, une conception calibrée et l'adaptabilité à des sources renouvelables. En particulier, les DER ont le potentiel d'atténuer les inégalités sociales renforcées par des réseaux centralisés. Les réseaux existants en Afrique subsaharienne favorisent les communautés les plus riches, qui se trouvent dans des zones où le réseau limité existe et qui peuvent payer les frais de connexion relativement onéreux, alors que les communautés rurales ont peu d'options d'accès à l'électricité. Ce fossé intra régional de l'électricité perpétue l'inégalité en entravant le développement social de ceux qui sont actuellement pauvres. Les DER sous forme de micro-réseaux peuvent contourner ce défi et fournir rapidement de l'énergie aux communautés sans accès au réseau.

Contrairement aux systèmes de transmission, les systèmes de distribution ont eu dans le passé peu de surveillance opérateur. Avec l'avènement des technologies de réseaux intelligents, l'Afrique subsaharienne a la possibilité de rendre ses réseaux réceptifs aux DER, ôtant ainsi la pression à la production centralisée et augmentant la fiabilité globale du réseau. Les TIC seront essentielles au succès des DER car elles permettent la communication à distance pour la maintenance et la réparation, l'analyse facile des données et le comptage intelligent. Les DER attendent le bon dosage de catalyseurs, tels que des coûts plus faibles pour les

batteries et des TIC plus intelligentes, pour stimuler une croissance et un déploiement sans précédent.

Jusqu'à présent, le discours sur l'accès à l'électricité en Afrique subsaharienne a été dominé par des arguments qui opposent les solutions centralisées, telles que l'extension de réseaux, aux solutions décentralisées, telles que des mini-réseaux. Certains affirment que les mini-réseaux sont incapables de fournir des services énergétiques fiables et modernes, tandis que d'autres prétendent que l'extension du réseau est trop lente et coûteuse pour atteindre les millions de personnes sans électricité. Ces arguments tout-ou-rien reposent sur l'hypothèse dépassée selon laquelle l'approvisionnement en électricité doit provenir de grands réseaux centralisés de production et de réseaux commandés par les gouvernements nationaux. En réalité, pour surpasser le taux croissant de pénurie d'électricité dans la région, les deux solutions doivent être déployées en tandem et en synergie (Casillas & Kammen, 2010). Des micro-réseaux doivent être conçus comme mesure provision pour l'extension du réseau principal pendant plusieurs années, et ils doivent être intégrés sans problème au réseau principal quand ce dernier arrivera. Le manque d'intégration peut se traduire par des actifs énergétiques isolés, qui dissuaderont les investisseurs d'investir dans de petites entreprises d'énergie privées capables d'atteindre les régions les plus reculées. Les entreprises de micro-réseaux privées doivent être soutenues par les compagnies nationales d'électricité et les programmes d'électrification rurale. En outre, les pays devraient renforcer les capacités humaines et permettre la création d'emplois en donnant aux travailleurs l'accès à une formation sur l'installation et l'entretien de micro-réseaux. Enfin, les pays pourraient également accorder des incitations fiscales et d'importation aux promoteurs de micro-réseaux.

# COMPARAISON DES TECHNOLOGIES ENERGETIQUES DECENTRALISEES

Les stratégies de déploiement d'électricité renouvelable dans les zones hors réseau comprennent l'utilisation de lanternes solaires, de systèmes solaires et de micro-grilles solaires. Pour faire face à l'intermittence, les micro-réseaux solaires et éoliens sont souvent construits en tant que systèmes hybrides avec du gaz naturel, du biogaz ou du diesel. À mesure que le coût du stockage de l'énergie diminue, les micro-réseaux renouvelables peuvent devenir la seule source d'électricité tant dans le réseau que hors réseau (pour une comparaison approfondie de ces technologies, voir la Partie 2 de cet ensemble de rapports).

### Lanternes solaires

Les lanternes solaires combinent de petits panneaux photovoltaïques avec des luminaires. Ils sont vendus comme une seule unité ou comme un panneau PV avec un ensemble de lumières qui peuvent être chargés pendant la journée lorsque le panneau PV produit de l'électricité. Dans certaines parties de l'Afrique subsaharienne, les lampes solaires autonomes sont facilement accessibles et peuvent être trouvées dans les supermarchés, les quincailleries, les commerces de proximité, les stations-service et autres petits vendeurs. En raison de la baisse du coût de la technologie solaire photovoltaïque, les lanternes solaires peuvent fournir une plus grande production et un éclairage de meilleure qualité au même coût ou plus bas que les lampes à kérosène et les bougies, qui autrement fourniraient l'éclairage. Étant donné que le coût du combustible est nul, elles réduisent également les coûts variables associés au kérosène et à d'autres sources d'énergie d'éclairage communes.

Les associations professionnelles d'éclairage solaire telles que l'Association mondiale d'éclairage hors réseau (Global Off-Grid Lighting Association, GOGLA), et d'autres organisations élaborent et appliquent des normes de qualité élevées pour plaider en faveur de politiques qui favorisent un meilleur environnement commercial pour les compagnies solaires. Malgré ces efforts, il existe de nombreuses lanternes solaires peu coûteuses et mal faites qui attirent les consommateurs mais atteignent la fin de leur durée de vie de produits sur de courtes périodes, avec peu de possibilités de réparation ou d'entretien.

### Systèmes pico-solaires et installations solaires domestiques

Les systèmes pico-solaires, ou pico-photovoltaïques, sont de très petits systèmes solaires photovoltaïques qui fournissent principalement de l'énergie pour l'éclairage et d'autres applications à faible charge, comme le chargement d'un téléphone. Les capacités pour les systèmes pico-solaires, tels que définis ici, varient de 1W à 10W. Le coût de ces systèmes, ainsi que les installations

solaires domestiques de grande capacité (*solar home systems*, SHS), a diminué au cours de la dernière décennie grâce à des baisses importantes des coûts de fabrication et de matériaux pour les panneaux photovoltaïques. Les technologies solaires à différents niveaux de capacité sont également devenues des options plus rentables pour les ménages hors réseau grâce à l'amélioration des appareils et des ampoules à faible consommation d'énergie, en particulier la technologie des diodes électroluminescentes (LED). Ils ont également bénéficié d'innovations dans les systèmes de tarification et de paiement basés sur les transactions bancaires par téléphone mobile et d'autres avancées dans le domaine des TIC.

En Afrique de l'Est, des entreprises comme M-Kopa Solar déploient des systèmes pico-solaires en kit avec plusieurs appareils d'éclairage et de divertissement. Les consommateurs peuvent les acheter soit en payant le coût intégral ou en payant en plusieurs fois au cours du temps en utilisant des mécanismes d'argent mobile tels que M-PESA et Airtel MTN. Ce modèle d'entreprise avec paiements selon les besoins (*pay-as-you-go, PAYG*) a stimulé l'accès à l'électricité pour les communautés sans raccordement au réseau et sans revenu suffisant pour payer les coûts en capital d'un système solaire à l'échelle locale. Les systèmes M-Kopa se composent de panneaux solaires de 8W vendus avec plusieurs lumières LED, une radio rechargeable, et un chargeur de téléphone cellulaire. En 2016, M-Kopa a relié plus de 300 000 foyers à l'énergie solaire (PwC, 2016).

Les entreprises qui commercialisent des systèmes solaires domestiques dans les marchés émergents ont également réussi à utiliser le modèle PAYG combiné avec les systèmes de paiement par téléphone mobile, que les systèmes soient vendus ou pas en tandem avec des appareils. Mobisol, fournisseur majeur de systèmes solaires au Rwanda et en Tanzanie, regroupe différentes gammes de panneaux solaires photovoltaïques (réseaux 80W, 100W, 120W et 200W) avec des kits d'appareils à courant continu (voir Schéma 20). Son forfait de base est un système de 80W avec sept lumières de LED, une station de recharge mobile de téléphone, et autres composants du système, tels que le câblage et les commutateurs. Ce système peut prendre en charge les appareils d'éclairage, charger plusieurs téléphones mobiles, alimenter une petite radio et une télévision pendant plusieurs heures. Le plus grand système de Mobisol fournit suffisamment d'électricité pour charger des ordinateurs portables, faire fonctionner un réfrigérateur sur courant continu, et alimenter un téléviseur pendant de plus longues périodes. A ce jour, Mobisol a installé plus de 3 MW de capacité de systèmes solaires domestiques en Afrique de l'Est, preuve du succès du modèle d'affaires PAYG et d'une grille de produit appropriée pour les clients à faible revenu et de classe moyenne sans accès au réseau central.

**Schéma 20: Échantillon d'un système solaire domestique de 100W avec kit d'appareils CC de Mobisol**

Source: Mobisol, 2017.

### Micro-réseaux

Un micro-réseau est un petit système de production et de distribution d'électricité qui fournit de l'électricité à plusieurs bâtiments dans un village. Les projets de micro-réseaux existants en Afrique subsaharienne sont généralement gérés et exploités par des sociétés privées. Le capital initial pour les investissements dans les infrastructures provient de sources variées, notamment de bailleurs de fonds, d'investisseurs privés et de subventions ou de prêts gouvernementaux. Les micro-réseaux peuvent également être détenus et exploités par un service public ou par un hybride de modèles privés et publics.

Les micro-réseaux peuvent fournir de l'électricité même à des sites éloignés, car les innovations dans les TIC permettent la prévision de la demande et des services payés selon les besoins. De plus, les micro-réseaux ne nécessitent pas d'investissements importants et de longues périodes de construction, même si les coûts d'investissement sont encore prohibitifs pour les petits et moyens entrepreneurs. Les prix du diesel sont variables, et la livraison de diesel dans les régions éloignées peut peser de façon significative sur les coûts de transaction d'électricité d'un générateur diesel. Cependant, le diesel est facilement stocké, et sa technologie de générateur est mature et normalisée.

Les sources renouvelables sont maintenant plus abordables pour les micro-réseaux grâce aux délais rapides de construction de projets renouvelables, à la chute des prix des technologies solaires et éoliennes et à l'amélioration des technologies de stockage des batteries. De plus, les systèmes modernes de TIC permettent une exploitation, une facturation et des services à la clientèle moins coûteux, ainsi que des systèmes de paiement par téléphone mobile pour les clients des collectivités rurales hors réseau. Cependant, les tarifs pour l'électricité produite à partir de micro-réseaux renouvelables sont habituellement plus élevés

que les tarifs de réseaux dans les zones urbaines, car les micro-réseaux manquent d'économies d'échelle et ne bénéficient pas de subventions gouvernementales sur les tarifs de réseau.

Étant donné que la production d'énergie renouvelable ne comporte pas de coût en combustible, la décision de développer un micro-réseau à base de diesel ou solaire repose sur la comparaison du coût à vie entre les coûts en capital et en combustible des options respectives. Comme les coûts d'investissement pour les énergies renouvelables diminuent, en particulier dans le solaire, les micro-réseaux à base d'énergie renouvelable deviennent plus populaires. Aujourd'hui, des entreprises comme PowerHive et PowerGen au Kenya développent des micro-réseaux qui s'appuient sur la production solaire photovoltaïque, ainsi que quelques prototypes de production éolienne, combinés à des systèmes de stockage de piles, ou des systèmes de micro-réseaux hybrides énergie renouvelable-diesel (Schéma 21). Un micro-réseau hybride diesel avec stockage incorporé peut fournir de l'électricité aux consommateurs lorsque le vent souffle trop faiblement pour créer de l'électricité ou après chaque coucher de soleil.

**Schéma 21: Projet PowerGen dans le comté Samburu, au Kenya avec un micro-réseau de 3kW**

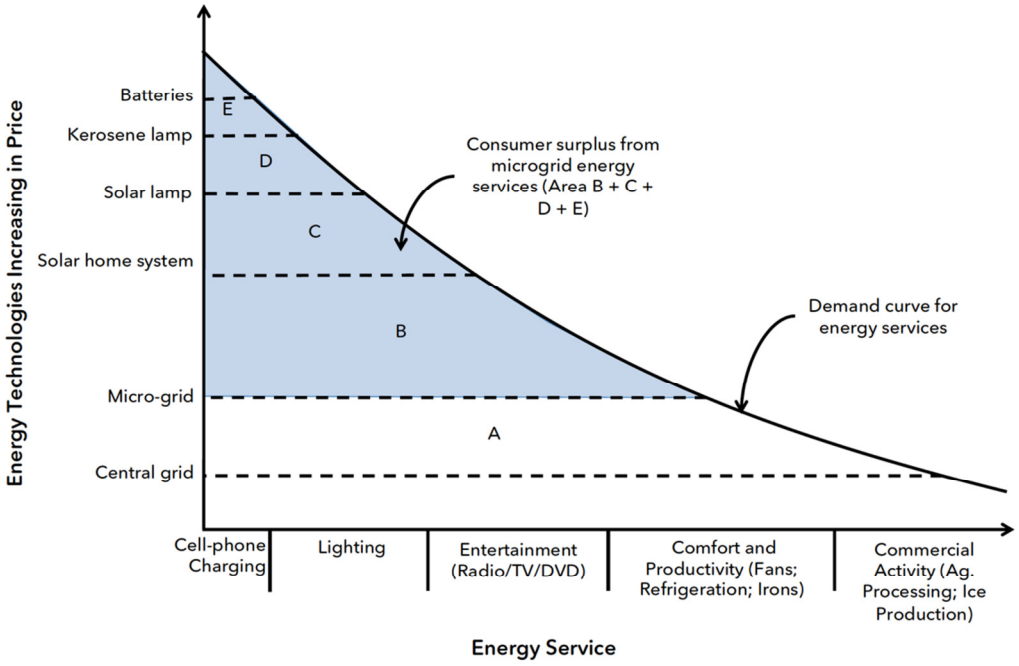
Source: PowerGen, 2017.

Le principal défi auquel font face les micro-réseaux aujourd'hui est l'incertitude réglementaire élevée quant au rôle et au sort éventuel des actifs physiques si, et quand, le réseau central sera construit et capable d'offrir des tarifs moins élevés. La conception de micro-réseaux qui permettront au final de se connecter au réseau central peut réduire l'incertitude autour des investissements dans les micro-réseaux et changer la nature des services d'énergie fournis par le micro-réseau. Par exemple, un micro-réseau connecté au réseau peut évoluer d'un

générateur sur site à un acheteur d'électricité à partir du réseau central, fonctionnant comme un petit distributeur d'énergie pour ses connexions domestiques existantes. Pour atténuer l'incertitude du marché dans le financement de projets de micro-réseaux, un cadre réglementaire général pour micro-réseaux pourrait être mis en place pour définir clairement comment les micro-réseaux peuvent être autorisés et gérés. Il semble que des changements de politique de cette nature soient déjà en cours dans des pays comme le Kenya.

Le coût de l'électricité influe sur les services que les gens utilisent et leur demande en électricité. Si l'électricité coûte cher, les ménages l'utiliseront uniquement pour accéder à des services qui sont hautement valorisés, qui nécessitent de petites quantités d'énergie et qui ne peuvent être fournis que par l'électricité (comme la recharge de téléphones cellulaires) ou pour lesquels l'électricité offre un meilleur service (par exemple, la lumière électrique par rapport aux bougies). De même, les ménages s'abstiendront d'utiliser l'électricité pour des tâches qui utilisent de grandes quantités d'énergie et pour lesquelles des sources d'énergie de substitution pourraient être disponibles, comme la cuisson, qui peut être faite en utilisant des combustibles solides. À mesure que les prix chutent, le nombre de services auxquels un ménage peut accéder augmente. Par conséquent, les services auxquels tout ménage est prêt à accéder sont liés à la technologie de production qui détermine le prix de l'électricité. Le Schéma 22 montre la relation entre le prix par unité d'énergie pour les consommateurs et les services énergétiques demandés pour l'électricité du réseau centralisé, un micro-réseau, un système solaire domestique, une lampe solaire, une lampe à kérosène et des batteries. Dans de nombreuses régions de l'Afrique subsaharienne, l'approvisionnement en électricité à travers le réseau centralisé peut être imprévisible, avec des coupures d'électricité en période de pointe de consommation. Selon la qualité et de l'uniformité du service du réseau centralisé, certains clients préfèrent payer une prime pour l'électricité produite par un micro-réseau fiable plutôt que pour une électricité imprévisible du réseau centralisé.

**Schéma 22: Prix par unité de l'énergie par rapport aux niveaux de services de différentes technologies énergétiques**




Source: Schnitzer et al., 2014.

0Parvenir à une forte pénétration des énergies renouvelables en Afrique subsaharienne présente des défis liés à la souplesse du système et à l'accès au financement, mais crée également des opportunités issues, par exemple, de pools énergéti6ques opérationnels et de technologies de réseaux intelligents qui peuvent mener à une électricité propre et abordable, à une réduction des émissions, et à moins de pollution. Les décideurs doivent tenir compte de tous ces facteurs de manière holistique afin de permettre le développement d'un réseau à faible émissions de carbone.

# 8. ETUDES DE CAS D'EXTENSION DE CAPACITÉ CENTRALISEE

L'examen minutieux des voies possibles pour combler le déficit en électricité en Afrique subsaharienne exigera une modélisation des systèmes d'alimentation de la région. Les analyses existantes au niveau panafricain estiment que la capacité augmentera annuellement d'environ 8 à 13%, passant de 50 à 200 GW d'ici 2025 (Bazilian et al., 2012, Sparrow et al., 2002) ). Pourtant, la modélisation des futurs systèmes électriques en Afrique subsaharienne devra être spécifique au contexte, et varier d'un pays à l'autre. Il n'existe que peu de recherches dans la littérature sur l'expansion durable du système électrique au niveau national pour chaque pays. La modélisation des systèmes électriques de nombreux pays de la région est difficile en raison de l'absence de données fiables et précises. Certains pays, comme le Kenya, le Nigéria et l'Afrique du Sud (IRENA, 2015), ont fait des efforts considérables pour enregistrer leurs données sur les systèmes électriques mais, même dans ces cas, certaines données ne sont pas disponibles dans le domaine public et l'accès demeure un défi pour les chercheurs et analystes. Au lieu d'un modèle pan-continental de toute l'Afrique subsaharienne basé sur des données irréalistes, nous tentons d'illustrer les compromis qui ont lieu dans les diverses voies d'expansion de capacité pour combler le déficit en électricité à travers les études de cas du Kenya et du Nigéria, pays pour lesquels nous avons obtenu des données fiables sur les systèmes d'alimentation. Le modèle d'expansion de capacité[2] détermine la voie la moins coûteuse pour l'expansion de la production d'électricité sur un horizon temporel (habituellement sur 20 ans) et compare les impacts économiques, environnementaux et sociaux associés de ces voies.

**Zone de texte 4: Modélisation de systèmes énergétiques**

Cette analyse se concentre sur la quantification de l'approvisionnement électrique en réseau nécessaire pour répondre à la croissance de la demande. Le modèle d'expansion de la capacité détermine le portefeuille de production optimal du point de vue financier pour le Kenya et le Nigéria sur la base de données telles que le potentiel de la région en termes de ressources énergétiques, la capacité installée existante, les facteurs moyens de capacité et la contribution maximale de chaque technologie.

[2] Se reporter à la description du modèle en Annexe.

# PROFIL DES PAYS

Nous avons choisi le Kenya parce qu'il est l'une des économies les plus dynamiques de la région, avec des sources d'énergie renouvelable abondantes, mais seulement 40% de sa population dispose d'un accès fiable à l'électricité. Nous avons choisi le Nigeria parce qu'il a la plus grande économie en Afrique, avec des coupures d'électricité paralysantes au milieu des ressources renouvelables et fossiles abondantes. Seulement 50% de sa population dispose d'un accès fiable à l'électricité.

### Kenya

L'électricité au Kenya est distribuée par la Société kényane de puissance et d'éclairage (Kenya Power and Lighting Company, KLPC), qui dessert un peu plus de 2 millions de clients avec pic de demande de l'ordre de 1 250 MW. La capacité de production installée est d'environ 2 GW: 44% d'hydroélectricité, 36% de combustibles fossiles (diesel et gaz), 22% de géothermie et 0,3% d'énergie éolienne (Ackermann et al., 2014). Le Kenya est également bien placé pour intégrer de grandes quantités d'énergies renouvelables en raison de son abondance de géothermie, d'énergie éolienne et d'hydroélectricité, qui sont relativement bon marché. Au cours de la dernière décennie, il a rapidement augmenté sa capacité de production et a fait des progrès impressionnants dans l'accès à une électricité propre et abordable. Cependant, le Kenya avait également prévu d'ajouter 4 500 MW de charbon d'ici 2030.

### Nigeria

Le Nigeria est le plus grand producteur de pétrole d'Afrique et en 2012, il a été le quatrième exportateur mondial de gaz naturel liquéfié. La capacité installée du Nigéria est d'environ 13 GW (70% de gaz naturel et environ 30% d'énergie hydroélectrique) et il a un pic de demande sur son réseau d'environ 4.500 MW. Seuls 3 GW environ de sa capacité installée est opérationnelle, cependant, en raison de l'indisponibilité du gaz, des pénuries d'eau, et des pannes d'infrastructure. Au total, environ 2,7 GW de capacité de production sont perdus en raison des contraintes gazières dans un pays avec l'un des plus grands gisements de gaz naturel dans le monde, et jusqu'à 0,5 GW est perdu en raison de la mauvaise gestion de l'eau (Ley et al., 2015). Le Nigéria n'est pas en bonne voie pour atteindre nombre de ses objectifs d'expansion de sa capacité de production publiés en 2006 (Gujba et al., 2010). En raison de ces défis, le Nigéria a décidé de privatiser le secteur de l'électricité en 2013. Il faudra un certain temps pour que les bienfaits de ce changeront apparaissent et que le secteur soit restructuré. Le Nigeria est bien placé pour intégrer de grandes quantités d'énergies renouvelables grâce à son abondance de ressources

hydroélectriques et de gaz naturel, qui pourraient apporter la souplesse de fonctionnement nécessaire.

# METHODOLOGIE

Le modèle d'optimisation nécessite un ensemble de données variables communes: un portefeuille de ressources existantes et potentielles; des projections pour les coûts variables (combustibles) et les coûts en capital; les prévisions de charge annuelles; et les caractéristiques opérationnelles des différentes technologies énergétiques telles que le potentiel de ressources, le facteur de capacité moyen et la contribution de pointe. Le portefeuille des futures ressources considérées comprend l'hydroélectricité, la géothermie, le gaz naturel et le charbon, l'énergie éolienne, le solaire photovoltaïque et le diesel. Le modèle considère toutes les centrales existantes dans les systèmes d'alimentations kényans et nigérians à compter de 2015. Il produit l'investissement annuel requis pour le portefeuille de production au coût le plus bas et qui est contraint de satisfaire la charge annuelle et le pic de demande.

Le modèle tient compte de la production des énergies renouvelables non répartissables et de la variabilité de la charge nette en utilisant un facteur de contribution de pointe. Par exemple, les ajouts de capacité solaire dans le modèle contribuent 0% de capacité au pic de demande parce que le Kenya et le Nigéria ont un pic de demande en soirée, quand le solaire n'est pas disponible (Schéma 9). Le modèle comprend également une marge de réserve de 15% pour tenir compte de la fiabilité. Il n'a pas de résolution géo-spatiale et temporelle (horaire) élevée, un compromis qui permet des estimations raisonnables sans grandes exigences de données qui seraient prohibitives étant donné l'état de la disponibilité des données dans certaines régions de l'Afrique subsaharienne. Cette approche permet aussi une analyse de sensibilité claire en reproduisant le modèle sur des scénarios variables et en illustrant les compromis en termes de coûts, de choix de combustibles et d'objectifs politiques. Les estimations de la capacité de production du modèle sont conservatrices car elles incluent le facteur de contribution de pointe qui prend en compte la disponibilité des énergies renouvelables et ses estimations de coûts sont également prudentes parce qu'elles excluent le coût de la modernisation des infrastructures existantes. Par conséquent, les résultats devraient être interprétés comme l'estimation la plus basse de la capacité d'expansion et du coût requis pour réduire le déficit en électricité dans la région.

Les centrales de production sont regroupées en catégories de ressources: solaire photovoltaïque, éolien, biomasse, petites et les grandes centrales hydroélectriques, charbon, géothermie, gaz naturel et diesel. Le gaz naturel est divisé en cycle combiné et turbine à combustion pour inclure des variations dans

la façon dont les centrales fonctionnent pour ce qui est de la charge de base ou la capacité de pointe. Le coût de chaque ressource est divisé en coût en capital annualisé ($ / kW-an) et en coût variable ($ / kWh).

Les plus récentes prévisions des prix des matières premières de la Banque mondiale sont utilisées pour le charbon, le pétrole (diesel et mazout) et le gaz naturel liquéfié (GNL) (Baffes, 2016). En moyenne, le prix du charbon est de 50 $ la tonne, le pétrole de 50 $ le baril et le gaz naturel de 9 à 12 $ /MMBtu. Les prévisions de coûts solaires photovoltaïques sont tirées d'une étude réalisée en 2015 par l'institut allemand Fraunhofer (Mayer et al., 2015). Les coûts unitaires du vent, du cycle combiné, de la turbine à gaz, de la turbine à combustion et du charbon proviennent d'un rapport publié en 2013 par l'Agence américaine d'information sur l'énergie (Energy Information Administration, EIA, 2013). Pour l’énergie éolienne, nous supposons une tendance linéaire à la réduction des coûts d'investissement de 2% par an, en ligne avec les résultats empiriques (Wiser & Bolinger, 2016). Les coûts unitaires géothermiques sont tirés des plans de développements énergétiques les moins coûteux du Kenya.

# SCENARIOS

Le scénario initial le moins coûteux n'a pas de contraintes supplémentaires et fait référence au scénario habituel. D'autres scénarios environnementaux et d'autres politiques sont explorés en utilisant des contraintes de modèle supplémentaires. Les scénarios sont choisis en fonction des réalités pertinentes de chaque comté. Le Kenya envisage de construire environ 4 500 MW de charbon pour faire face à la croissance de sa demande. Le mix de production du Nigéria est actuellement dominé par le gaz naturel et l'hydroélectricité. Les deux pays adoptent des mesures d'efficacité énergétique telles que décrites dans leurs plans d'énergie. L'impact d'une taxe sur le carbone est également exploré, conformément aux discussions mondiales actuelles sur la comptabilisation des externalités environnementales de l'utilisation des combustibles fossiles.

Les voies optimales d'expansion de la production jusqu'en 2035 pour le Kenya et le Nigéria sont basées sur les scénarios suivants:

**Kenya**

1. **Scénario habituel**: Ce scénario trouve la voie d'expansion la moins coûteuse en utilisant un taux de croissance annuel de la demande de 10%.

2. **Faible charge**: Ce scénario repose sur des prévisions de charge et de pointe revues à la baisse, et suppose la mise en place de stratégies d'efficacité énergétique.

3. **Charbon**: Ce scénario oblige le modèle à installer 1 920 MW de charbon d'ici 2020 et 4 500 MW de charbon d'ici 2030, selon les plans à moyen terme du Kenya.

4. **Taxe carbone**: Ce scénario ajoute une taxe de 40 $/tonne de CO2 à partir de 2016, basé sur le coût social du carbone.

5. **Taxe carbone + charbon 2030**: Ce scénario limite le modèle en ajoutant une taxe de 40 $/tonne de CO2 à partir de 2016 et l'installation de 4 500 MW de charbon en 2030.

**Nigéria**

1. **Scénario habituel**: Ce scénario trouve la voie d'expansion la moins coûteuse en utilisant un taux de croissance annuel de la demande de 6%.

2. **Faible charge**: Ce scénario repose sur des prévisions de charge et de pointe revues à la baisse, et suppose la mise en place de stratégies d'efficacité énergétique.

3. **Gaz et hydroélectricité**: Ce scénario limite les ressources potentielles au gaz naturel et à l'hydroélectricité pour refléter les choix actuels du Nigéria en matière de combustibles.

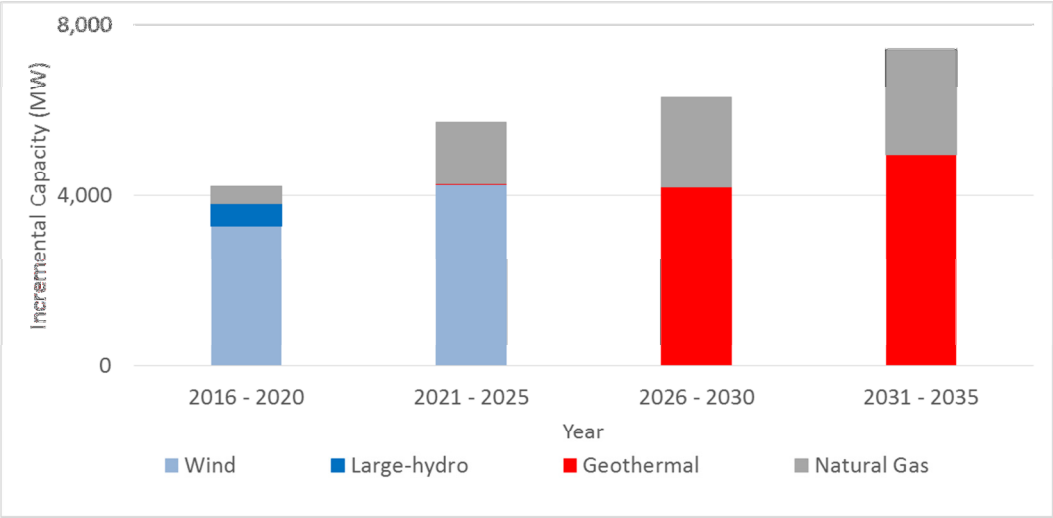
4. **Taxe carbone**: Ce scénario limite le modèle en ajoutant une taxe de CO2 de 40 $/tonne à partir de 2016, basé sur le coût social du carbone.

Les schémas 23 à 26 présentent les résultats en termes d'augmentation de la capacité de production nécessaire par intervalles de cinq ans, c'est-à-dire la quantité de capacité supplémentaire nécessaire pour chaque quinquennat afin de répondre aux conditions de chaque scénario d'ici 2035. Les tableaux 2- 5 montrent le coût total et le coût moyen du portefeuille de production de chaque scénario.

**Scénario habituel**

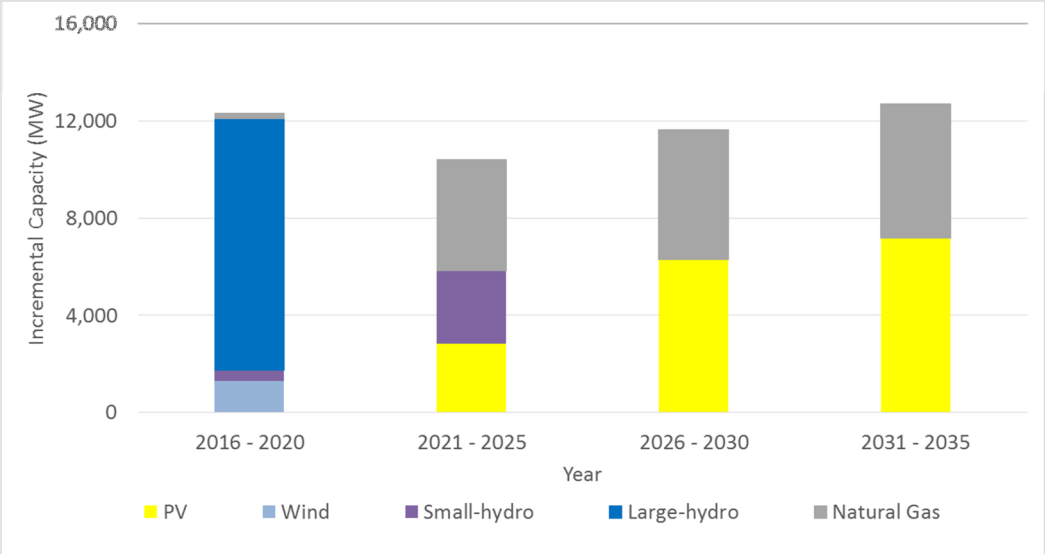
Les résultats du modèle montrent que la croissance de la charge du Kenya peut être satisfaite de manière durable et rentable principalement avec des ressources géothermiques et éoliennes, ainsi que du gaz naturel (figure 23). Le charbon n'est pas un choix économiquement optimal. La plupart des ajouts de capacités de production du Kenya ont lieu à l'horizon 2030- 2035.

**Schéma 23: Expansion progressive de la capacité dans le cas d'un scénario habituel au Kenya**




Le Nigéria aura besoin de plus de capacité de production qu'il ne le prévoit actuellement pour répondre à sa demande actuelle et à sa demande prévue. Le Nigéria fait face aujourd'hui à une demande non-satisfaite importante par rapport à sa capacité existante que plus de 10 GW de capacité additionnelle est exigée tous les cinq ans. La voie d'expansion la moins coûteuse pour le Nigéria inclut l'hydroélectricité, le gaz naturel et le solaire photovoltaïque (Schéma 24). Le charbon n'est pas non plus économiquement optimal dans ce cas. Les plans d'expansion de la production doivent être combinés à de vastes modernisations du système de transmission et de distribution (ces coûts ne sont pas inclus ici).

**Schéma 24: Expansion progressive de la capacité dans le cas d'un scénario habituel au Nigéria**



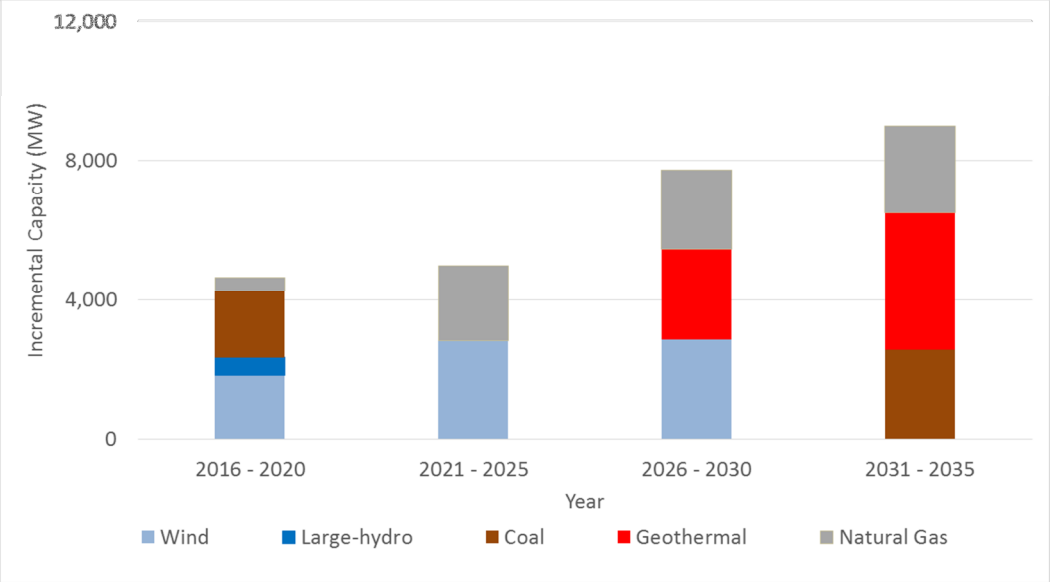

## Scénario du charbon au Kenya

Les choix de technologie de production seront bloqués pendant au moins 30 ans parce que les actifs de production sont de longue durée et il faudra un certain temps pour obtenir un retour sur investissement. Par conséquent, il est important de démontrer les contreparties économiques et environnementales et sociales importantes qui sont impliquées dans la transition vers un réseau à faible émissions de carbone. Pour déterminer les contreparties au développement du charbon au Kenya, le modèle a été contraint d'inclure les plans du Kenya de créer 4 500 MW de charbon en 2030. Le charbon n'apparait pas comme la source d'électricité la moins coûteuse dans les scénarios examinés pour le Kenya et le Nigéria. Selon nos hypothèses, le modèle montre que le projet du Kenya d'ajouter 4 500 MW de charbon d'ici 2030 augmente les coûts de production d'environ 2 milliards de dollars en 2035 par rapport à la voie du scénario habituel. Le modèle montre que le charbon supplante la production géothermique, qui est une source de production propre et bon marché (Schéma 25).

Le développement du charbon entraînera des risques importants pour l'environnement et la santé publique pour les communautés locales des comtés de Kitui et de Lamu au Kenya, où se trouve le charbon local, ainsi que dans les zones côtières pour le charbon importé. Il verrouille le Kenya dans une technologie que beaucoup de pays évitent. Sur le plan opérationnel, le charbon fournit une capacité de base et ne peut répondre rapidement aux variations du système comme le fait le gaz naturel. S'il choisit de développer des centrales au charbon, le Kenya peut encore avoir besoin d'ajouter de la flexibilité à son

système sous la forme de turbines à gaz, de moteurs diesel ou de stockage d'énergie

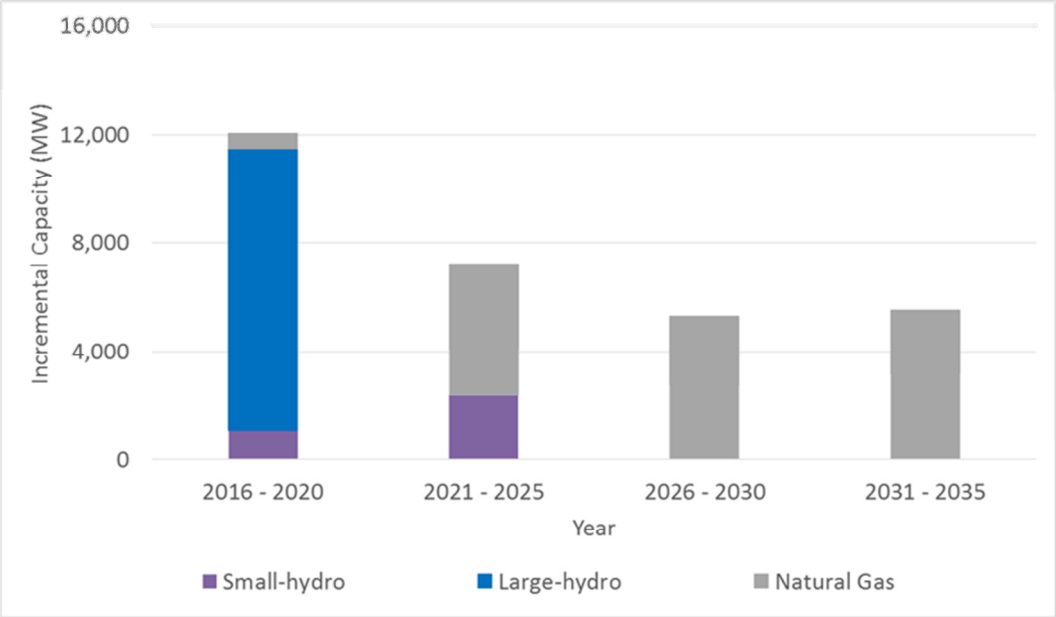
**Schéma 25: Expansion progressive de la capacité dans le cas d'un scénario du charbon au Kenya**




**Scénario gaz et hydroélectricité au Nigéria**

Si le Nigéria restreint ses options de production à l'hydroélectricité et au gaz naturel, comme il le fait actuellement, ses coûts de production sur 2016-2035 seront de 6,5 milliards de dollars supérieur à la voie du scénario habituel diversifié qui inclut le photovoltaïque solaire. Le développement des ressources renouvelables du Nigéria et la réduction de sa dépendance vis-à-vis du gaz naturel et de l'hydroélectricité constituent une voie d'expansion économiquement rationnelle et ont l'avantage de préserver l'environnement. L'ampleur de la capacité supplémentaire requise de 2025 à 2035 apparaît moins importante quand on se concentre sur le gaz naturel parce que le gaz a une valeur de capacité plus élevée que le solaire, de sorte que moins de mégawatts de gaz sont nécessaires pour satisfaire la même charge (Schéma 26). Cela ne signifie toutefois pas qu'il s'agit de la voie d'expansion la moins coûteuse (Tableau 2).

**Schéma 26: Expansion progressive de la capacité dans le cas d'un scénario gaz et hydroélectricité au Nigéria**




### Scénario de faible charge faible

Dans le scénario à faible charge, les stratégies d'efficacité énergétique pour obtenir une croissance de la demande plus faible que prévue au Kenya entraîneraient une réduction de la capacité totale cumulée d'environ 5 GW et des économies d'environ 5 milliards de dollars (environ 25%) en coûts totaux de production par rapport au scénario habituel (Tableau 1). De même, un scénario de faible charge présentant une croissance éco-énergétique au Nigéria pourrait permettre d'économiser 7 GW de capacité supplémentaire et 10 milliards de dollars (environ 11%) en coûts de systèmes de production (Tableau 2). Dans ces scénarios, les mêmes types de ressources de production sont sélectionnés, mais chaque ressource est moins déployée, ce qui entraîne des coûts plus faibles.

### Scénario de la taxe carbone

En raison de la disponibilité et du caractère abordable des ressources géothermiques et éoliennes au Kenya et de l'énergie solaire et hydroélectrique au Nigéria, les scénarios habituels donnent lieu à des portefeuilles d'énergie propre sans assimiler les dommages causés par les émissions grâce à des instruments axés sur le coût tels que la taxe carbone. D'ici 2035, la part de la production annuelle provenant des sources renouvelables, à l'exclusion des

grandes centrales hydroélectriques, serait de 90% au Kenya (en raison de ses abondantes ressources géothermiques) et d'environ 30% au Nigéria.

Par conséquent, le scénario de la taxe carbone, qui applique une taxe sur le carbone de 40 $/tonne de CO2, n'a pas d'incidence importante sur les types de ressources utilisées pour combler le déficit en électricité. Au Kenya, la taxe carbone augmente les coûts de 0,5 milliard de dollars, soit environ 2% de la voie la moins coûteuse, car le mix du scénario habituel est déjà dominé par les technologies à faibles émissions de carbone. Au Nigéria, les coûts augmentent d'environ 10 milliards de dollars, soit environ 10% de la voie la moins coûteuse, parce que le Nigeria dépend davantage du gaz naturel.

Toutefois, si le Kenya lance ses futurs projets de charbon, une taxe carbone aura des répercussions importantes. L'inclusion d'une taxe carbone dans le plan de 4 500 MW pour le charbon augmente le coût de plus de 6 milliards de dollars par rapport au scénario habituel.

# RESUME DES RESULTATS

**Tableau 1: Coût de l'expansion de la capacité de production d'électricité selon divers scénarios au Kenya**

| Scénario | NPV (millions de $) | Différence en NPV par rapport au scénario habituel (millions de $) | Coût moyen ($/MWh) |
|---|---|---|---|
| Habituel | 21,405 | | 46 |
| Faible charge | 16,381 | (5,025) | 46 |
| Charbon | 24,078 | 2,672 | 51 |
| Taxe carbone | 21,916 | 510 | 47 |
| Taxe carbone + charbon | 28,125 | 6,720 | 59 |

**Tableau 2: Coût de l'expansion de la capacité de production d'électricité selon divers scénarios au Nigéria**

| Scénario | NPV (millions de $) | Différence en NPV par rapport au scénario habituel (millions de $) | Coût moyen ($/MWh) |
|---|---|---|---|
| Habituel | 86,149 | | 72 |
| Gaz naturel et hydroélectricité | 92,372 | 6,223 | 77 |
| Faible charge | 76,570 | (9,579) | 71 |
| Taxe carbone | 96,125 | 9,976 | 80 |

**Tableau 3: Capacité de production installée cumulative en 2035 selon divers scénarios au Kenya**

| Source | Capacité en 2035 GW) par scénario | | | |
|---|---|---|---|---|
| | Scénario habituel | Faible charge | Charbon | Taxe carbone |
| PV | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Vent | 8 | 8 | 8 | 8 |
| Biomasse | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Petites centrales hydro | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Grandes centrales hydro | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Charbon | 0 | 0 | 5 | 0 |
| A cycle combiné alimenté par gaz naturel | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Diesel | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Géothermique | 10 | 5 | 7 | 10 |
| A cycle simple alimenté par gaz naturel | 6 | 4 | 7 | 6 |
| **Total** | **26** | **19** | **28** | **26** |

Note: Le Kenya doit ajouter au moins 17 GW de capacité pour satisfaire la demande en 2035.

**Tableau 4: Capacité de production installée cumulative en 2035 selon divers scénarios au Nigéria**

| Source | Capacité en 2035 (GW) par scénario | | | |
|---|---|---|---|---|
| | Scénario habituel | Faible Charge | Charbon | Taxe carbone |
| PV | 16 | 12 | 0 | 16 |
| Éolien | 1 | 1 | 0 | 1 |
| Biomasse | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Petites centrales hydro | 3 | 4 | 3 | 3 |
| Grandes centrales hydro | 11 | 11 | 11 | 11 |
| Charbon | 0 | 0 | 0 | 0 |
| A cycle combiné alimenté par gaz naturel | 4 | 4 | 11 | 4 |
| Diesel | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Géothermique | 0 | 0 | 0 | 0 |
| A cycle simple alimenté par gaz naturel | 17 | 13 | 10 | 17 |
| **Total** | **53** | **45** | **36** | **53** |

Note: Le Nigéria doit ajouter au moins 30 GW de capacité pour répondre à la demande en 2035.

# COMPROMIS ENTRE LES DIFFÉRENTES VOIES

Compte tenu de l'abondance des ressources renouvelables sur le continent, les pays ont un potentiel considérable d'utilisation d'énergies renouvelables intermittentes pour fournir une capacité de charge de base en intégrant des sources géographiquement diversifiées et en utilisant la flexibilité du réseau existante comme décrit ici. Cette capacité dépend en partie du mix énergétique existant du réseau, mais comme les systèmes électriques en Afrique subsaharienne sont relativement nouveaux, l'expansion pourrait être réalisée stratégiquement pour permettre de forts taux de pénétration de ressources renouvelables intermittentes. Par exemple, les pays dotés de capacités importantes en hydroélectricité et en gaz naturel dans les réseaux existants peuvent réaliser une transition rentable vers une intégration à grande échelle des ressources renouvelables (comme le montrent les études de cas au Kenya et au Nigeria) et encore plus en permettant le commerce énergétique régional.

Les combustibles fossiles joueront un rôle dans la transition de la région en raison de sa capacité installée existante et de la faculté des ressources telles que le gaz naturel et le diesel de fournir de la souplesse aux systèmes. À mesure que les coûts de stockage de l'énergie diminuent, le besoin de gaz et de diesel peut être supplanté. Bien que la production d'énergie renouvelable ait maintenant des coûts semblables à ceux des combustibles fossiles et évite les risques environnementaux associés, un réseau 100% renouvelable nécessitera un stockage à grande échelle en raison des fluctuations de la charge, des changements météorologiques inattendus, des interruptions imprévues des centrales et des réseaux et de la variabilité solaire et éolienne.

Les compris et les impacts économiques, environnementaux et politiques des choix énergétiques de l'Afrique subsaharienne, tels que décrits dans les études de cas, sont les suivants:

1. Le développement du charbon exposera les communautés à une dégradation environnementale importante et à des risques pour la santé publique. Cette exposition au risque est inutile parce que des alternatives bon marché renouvelables sont disponibles, comme le montrent le Kenya et le Nigéria. Dans les pays qui ne disposent pas d’alternatives moins coûteuses et plus propres au charbon, la coopération régionale par l'intermédiaire de pools énergétiques offre un moyen viable de répondre à la demande d'électricité durablement. Les études de cas du Kenya et du Nigéria montrent que les gouvernements devraient envisager avec prudence et attention les plans de développement du charbon. Ils soulignent également la nécessité de disposer de données accessibles sur les systèmes électriques des autres pays de la région, car les coûts environnementaux éventuels du choix du charbon sont aujourd'hui importants.

2. Construire des centrales électriques au charbon aujourd'hui comme un palliatif à la voie de transition vers les énergies renouvelables peut causer une dépendance à cette voie et verrouiller les pays dans une voie sous-optimale d'expansion coûteuse du point de vue économique et environnemental.

3. Les systèmes électriques construits pour le charbon diffèrent de ceux construits pour les énergies renouvelables, et déployer le charbon aujourd'hui peut ainsi déterminer les caractéristiques du système, telles que la flexibilité opérationnelle, qui pourraient limiter l'intégration future des énergies renouvelables.

4. Il existe des compromis économiques entre les ressources à faibles coûts d'investissements/ coût variable élevé (en général le charbon, le gaz naturel et le diesel) et les ressources à coûts d'investissement élevés/ à faible coût variable (en général, les sources renouvelables telles que l'énergie solaire et éolienne). Ces compromis sont importants à considérer pour les pays subsahariens pauvres en capitaux et peuvent aussi avoir des implications pour la balance commerciale des pays et l'exposition aux risques financiers.

# RESUME

Ce chapitre montre les compromis économiques, environnementaux et opérationnels nécessaires pour combler le déficit en électricité en Afrique subsaharienne, mais ces compromis sont spécifiques au contexte et nécessitent une modélisation des systèmes électriques, ce qui est prohibitif pour de nombreux pays de la région en raison du manque de données. Les études de cas du Kenya et du Nigéria montrent que les énergies renouvelables sont rentables et que les combustibles tels que le gaz naturel peuvent jouer un rôle dans la souplesse des systèmes jusqu'à ce que les coûts de stockage des réseaux diminuent. Les études de cas montrent également que l'expansion de la production centralisée requise pour faire face à une croissance modérée de la charge d'ici 2035 est significative par rapport aux investissements historiques de nombreux pays dans les systèmes électriques et au taux d'expansion du système. La région est sous-investie depuis un certain nombre d'années: les investissements actuels dans les systèmes d'électricité subsahariens sont d'environ 8 milliards de dollars par an. Cela est insuffisant pour surmonter le manque actuel d'infrastructures, pour élargir l'accès et la couverture et pour répondre à la croissance de la demande (Cartwright, 2015). La capacité de production d'électricité par réseau dans toute l'Afrique subsaharienne a augmenté de 22 GW de 2000 à 2012, passant d'environ 68 GW à 90 GW, l'Afrique du Sud représentant à elle seule environ la moitié du total (AIE, 2014).

Le modèle montre que le Nigéria seul devra installer au moins 30 GW supplémentaires d'ici à 2035 pour seulement se maintenir face à la croissance de la charge sur son réseau.

Pour parvenir à un accès complet à l'électricité, l'Afrique subsaharienne doit s'appuyer sur plusieurs voies et stratégies, telles que les synergies entre les systèmes énergétiques centralisés et distribués, renforcer le soutien financier et l'investissement et améliorer les capacités institutionnelles et la gestion. Fournir une électricité abordable et fiable pour tous en Afrique subsaharienne nécessitera des efforts financiers, sociaux et politiques sans précédent.

# 9. CONCLUSION

Ce rapport a fourni un compte-rendu de l'état du secteur de l'électricité en Afrique subsaharienne, ainsi que des défis et des opportunités des différentes voies d'expansion énergétique. Nous avons montré que le potentiel d'énergie renouvelable dans la région est abondant et que les coûts sont en baisse et atteignent la parité avec les sources de production classiques. Nous avons également montré que l'investissement et l'utilisation planifiée des combustibles fossiles devraient être judicieux étant donné que des décennies de son développement dans la région ont fait peu pour augmenter l'accès à l'énergie. Il est essentiel que les choix énergétiques soient faits avec prudence, en particulier en ce qui concerne le charbon, qui s'est avéré être une voie coûteuse à l'électrification au Kenya et au Nigéria. La transition réussie vers des taux de pénétrations élevés des énergies renouvelables dépendra de diverses sources de souplesse de fonctionnement des systèmes, en particulier le gaz naturel et le stockage du réseau, et du fonctionnement efficace des pools énergétiques régionaux. En outre, nous soulignons que les systèmes énergétiques distribués et centralisés devront être stratégiquement déployés pour fonctionner en synergie et se compléter au cours de leur durée de vie opérationnelle.

Le manque d'accès et de disponibilité des données en Afrique subsaharienne empêche l'analyse rigoureuse des systèmes électriques d'influer sur les décisions politiques de nombreux pays. Cette situation risque de vérouiller la région dans une voie de développement insuffisante pour ses habitants du point de vue économique et écologique. Pour atteindre rapidement un accès à l'électricité à 100% dans toute la région, il faudra recourir à une variété de voies et d'échelles.

Le récit autour du manque d'électricité en Afrique subsaharienne a été dominé par des questions décousues. D'où l'offre devrait-elle parvenir : les combustibles fossiles ou les énergies renouvelables? Quelle échelle d'infrastructure devrait être déployée pour atteindre des populations non connectées : des extensions de réseau centralisés ou systèmes distribués? En revanche, nous avons redéfini manque d'électricité comme un problème intégral qui implique des déséquilibres entre l'offre et la demande, l'inégalité, et les décisions d'accès à l'électricité - c'est au final un défi social et technique. Selon nous, l'approche classique reposant sur les combustibles fossiles et les extensions de réseaux est en passe d'être remplacée par un nouveau paradigme basé sur les ressources renouvelables et les technologies appropriées à l'échelle qui convient. Ces éléments seront au cœur des décisions publiques et privées visant à renforcer l'autonomie de l'Afrique subsaharienne dans les décennies à venir.

## Tableau A1: Classement des pays

| *Sub-Saharan Africa* | | | |
|---|---|---|---|
| *Eastern Africa* | *Western Africa* | *Middle Africa* | *Southern Africa* |
| Burundi | Benin | Angola | Botswana |
| Comoros | Burkina Faso | Cameroon | Lesotho |
| Djibouti | Cape Verde | Central African Republic | Namibia |
| Eritrea | Côte d'Ivoire | Chad | South Africa |
| Ethiopia | Gambia | Congo | Swaziland |
| Kenya | Ghana | Democratic Republic of the Congo | |
| Madagascar | Guinea | Equatorial Guinea | |
| Malawi | Guinea-Bissau | Gabon | |
| Mauritius | Liberia | Sao Tome and Principe | |
| Mozambique | Mali | | |
| Rwanda | Mauritania | | |
| Seychelles | Niger | | |
| Somalia | Nigeria | | |
| Sudan | Senegal | | |
| Uganda | Sierra Leone | | |
| United Republic of Tanzania | Togo | | |
| Zambia | | | |
| Zimbabwe | | | |

# REFERENCES


Ackermann, T., Brown, T., Langanke, S., and Narasimhan, B. (2014). Analysis of the stability of the Kenyan power system. Energynautics GmbH, Germany.

Africa Progress Panel. (2015). *Power, people, planet: Seizing Africa's energy and climate opportunities: Africa progress report 2015*. Geneva.

African Development Bank. (2013). The high cost of electricity generation in Africa. Championing Inclusive Growth Across Africa blog, February 18.

Afrobarometer. (2016). AD75: Off-grid or 'off-on': Lack of access, unreliable electricity supply still plague majority of Africans. http://afrobarometer.org/publications/ad75-unreliable-electricity-supply-still-plague-majority-of-africans.

Ansar, A., Flyvbjerg, B., Budzier, A., and Lunn, D. (2014). Should we build more large dams? The actual costs of hydropower megaproject development. *Energy Policy* 69: 43–56.

Baffes, J. (2016). *Commodity market outlook*. Washington, DC: World Bank.

Bazilian, M., Nussbaumer, P., Rogner, H.-H., Brew-Hammond, A., Foster, V., Pachauri, S., Williams, E., et al. (2012). Energy access scenarios to 2030 for the power sector in sub-Saharan Africa. *Utilities Policy* 20: 1–16. doi:10.1016/j.jup.2011.11.002.

Bhatia, M., & Angelou, N. (2015). *Beyond connections: Energy access redefined*. Washington, DC: World Bank.

Cartwright, A. (2015). *Better growth, better cities: Rethinking and redirecting urbanisation in Africa*. Working Paper. London and Washington, DC: New Climate Economy.

Carvallo, J. P., Avila, N., Shaw, B., & Kammen, D. M. (Under review) Sustainable growth for the power sector of an emerging economy: The case of Kenya.

Casillas, C., & Kammen, D. M. (2010). The energy-poverty-climate nexus. *Science*, 330, 1181–1182.

Castellano, A., Kendall, A., Nikomarov, M., & Swemmer, T. (2015). *Brighter Africa: The growth potential of the sub-Saharan electricity sector*. McKinsey Report. http://www.mckinsey.com/industries/electric-power-and-natural-gas/our-insights/powering-africa

Chu, S., & Majumdar, A. (2012). Opportunities and challenges for a sustainable energy future. *Nature* 488,7411: 294–303.

Clifford, M. L. (2016). Watch out, coal! Dubai announces plans for world's lowest cost solar plant. *Forbes*, June 29. www.forbes.com/sites/mclifford/2016/06/29/cheaper-than-coal-dubai-to-build-worlds-lowest-cost-solar-plant/#728cbb72a346.

Climate Vulnerable Forum. (2016). The CVF Vision. November 18 http://www.thecvf.org/marrakech-vision/.

Cochran, J., et al. (2014). *Flexibility in 21st century power systems*. Technical Report NREL/TP-6A20-61721. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.

Denholm, P., O'Connell, M., Brinkman, G., & Jorgenson, J. (2015). *Overgeneration from solar energy in California: A field guide to the duck chart*. Technical Report NREL/TP-6A20-65023. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.

Eberhard, A., Gratwick, K., Morella, E., & Antmann, P. (2016). *Independent power projects in Sub-Saharan Africa: Lessons from five key countries*. Washington, DC: World Bank.

EIA (Energy Information Administration). (2013). *Updated capital cost estimates for utility scale electricity generating plants*. Washington, DC

Foster, V., & J. Steinbuks. (2009). *Paying the price for unreliable power supplies: In-house generation of electricity by firms in Africa*. Policy Research Working Paper. Washington, DC: World Bank.

GeoSUN Africa (2011). Global horizontal irradiation: Africa and Middle East. http://geosun.co.za/wp-content/uploads/2012/07/SolarGIS-Solar-map-Africa-and-Middle-East-en.png.

Global CCS Institute. (n.d.). Understanding carbon capture and storage. http://www.globalccsinstitute.com/understanding-ccs.

Gujba, H., Mulugetta, Y., & Azapagic, A. (2010). Environmental and economic appraisal of power generation capacity expansion plan in Nigeria. *Energy Policy* 38,10: 5636–5652.

IEA (International Energy Agency). (2014). *Africa energy outlook: A focus on energy prospects in sub-Saharan Africa*. Paris.

IEA (International Energy Agency). (2016). *World energy outlook 2016*. Paris.

IRENA (International Renewable Energy Agency). (2015). *Africa clean energy corridor: Analysis of infrastructure for renewable power in Eastern and Southern Africa*. Abu Dhabi. www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Africa_CEC_infrastructure_2015.pdf.

IRENA (International Renewable Energy Agency). (2016). *Solar PV in Africa: Cost and markets*. Bonn.

Kalitsi, E. A. K. (2003). *Problems and prospects for hydropower development in Africa.* Report prepared for the Workshop for African Energy Experts on Operationalizing the NEPAD Energy Initiative, June 2–4, Dakar, Senegal.

Kammen, D. M., Jacome, V., & Avila, N. (2015). *A clean energy vision for East Africa*. Berkeley, CA: Renewable and Appropriate Energy Laboratory, University of California, Berkeley.

Kang, Y., Khan, S., & Ma, X. (2009). Climate change impacts on crop yield, crop water productivity, and food security: A review. *Progress in Natural Science* 19.12: 1665–1674.

Kenning, T. (2015). ABB to minimise diesel in Africa micro-grids using flywheels and batteries with renewables. *Energy Storage News*, September 9. http://www.energy-storage.news/news/abb-to-minimise-diesel-in-africa-micro-grids-using-flywheels-and-batteries.

Lazard. (2013). Lazard's levelized cost of energy analysis, version 7.0. New York.

Leslie, J. (2016). One of Africa's biggest dams is falling apart. *The New Yorker*, February 2.

Ley, K., Gaines, J., & Ghatikar, A. (2015). *An overview with a special emphasis on renewable energy, energy efficiency, and rural electrification*. Bonn: Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ).

Mayer, J., Phillips, S., Saad Hussein, N., Schlegl, T., & Senkpiel, C. (2015). *Current and future cost of photovoltaics: Long-term scenarios for market development, system prices, and LCOE of utility-scale PV systems*. 059/01-S-2015/EN. Berlin: Fraunhofer-Institute for Solar Energy Systems (ISE).

Mobisol. (2017). Products. www.plugintheworld.com/mobisol/product/.

PowerGen. (2017). Our microgrids are the building blocks of Africa's future smart grid. www.powergen-renewable-energy.com/micro-grids-for-the-future-of-power/.

PwC (PricewaterhouseCoopers). (2016). Electricity beyond the grid: Accelerating access to sustainable power for all. www.pwc.com/gx/en/energy-utilities-mining/pdf/electricity-beyond-grid.pdf.

Román, M. (2011). Carbon capture and storage in developing countries: A comparison of Brazil, South Africa, and India. *Global Environmental Change* 21,2: 391–401.

Sanoh, A., Kocaman, A. S., Kocal, S., Sherpa, S., & Modi, V. (2014). The economics of clean energy resource development and grid interconnection in Africa. *Renewable Energy* 62: 598–609.

Schnitzer, D., Lounsbury, D. S., Carvallo, J. P., Deshmukh, R., Apt, J., & Kammen, D. M. (2014). *Microgrids for rural electrification: A critical review of best practices based on seven case studies*. Washington, DC: United Nations Foundation. http://energyaccess.org/wp-content/uploads/2015/07/MicrogridsReportFINAL_high.pdf.

Siegfried, K. (2014). South Africa's coal-fired power stations carry heavy health costs. Guardian Development Network, September 9.

Sparrow, F. T., Masters, W., Bowen, B. H., & Metzel, J. C. (2002). *Electricity trade and capacity expansion options in West Africa*. West Lafayette, IN: Purdue University.

Szabo, S., Bodis, K., Huld, T., & Moner-Girona, M. (2011). Energy solutions in rural Africa: Mapping electrification costs of distributed solar and diesel generation versus grid extension. *Environmental Research Letters* 6,3: 034002.

Ueckerdt, F., & Kempener, R. (2015). *From baseload to peak: Renewables provide a reliable solution*. Working Paper. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency (IRENA). www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Baseload_to_Peak_2015.pdf.

Union of Concerned Scientists. (2016). Environmental impacts of hydroelectric power. http://www.ucsusa.org/clean_energy/our-energy-choices/renewable-energy/environmental-impacts-hydroelectric-power.html#.WIde8JKRX-B.

Vergragt, P. J., Markusson, N., & Karlsson, H. (2011). Carbon capture and storage, bio-energy with carbon capture and storage, and the escape from the fossil-fuel lock-in. *Global Environmental Change* 21,2: 282–292.

Whitley, S., & van der Burg, L. (2015). *Fossil fuel subsidy reform in sub-Saharan Africa: From rhetoric to reality*. Working Paper. London and Washington, DC: New Climate Economy.

Wiser, R. H., & Bolinger, M. (2016). *2015 wind technologies market report*. Berkeley, CA: Lawrence Berkeley National Laboratory.

World Bank. (2014). Electric power consumption (kWh per capita). http://data.worldbank.org/indicator/EG.USE.ELEC.KH.PC.

Wu, G. C., Deshmukh, R., Ndhlukulac, K., Radojicic, T., Reilly, J., Phadke, A., Kammen, D. M., and Callaway, D. (2016). Strategic siting and regional grid interconnections key to low-carbon futures in African countries. *Proceedings of the National Academy of Sciences (PNAS)* (in press).

# LISTE DES RAPPORTS DE LA SERIE RESEARCH BACKGROUNDER

"Making Investments in Poor Farmers Pay: A Review of Evidence and Sample of Options for Marginal Areas," by Melinda Smale and Emily Alpert (2009).

"Turning the Tables: Global Trends in Public Agricultural Investments," by Melinda Smale, Kelly Hauser, and Nienke Beintema, with Emily Alpert (2009).

"Risk and Risk Transfer in Agriculture: Facilitating Food Security and Poor Farmer Participation," by Leander Schneider (2010).

"From the Ground Up: Strategies for Global Community-based Disaster Risk Reduction," by Kelly Hauser (2010).

"Impact of Climate Change on Response Providers and Socially Vulnerable Communities in the US," by John Cooper and Jasmine Waddell (2010).

"Climate Change and Violent Conflict: A Critical Literature Review," by Ellen Messer (2010).

"Under Pressure: Reducing Disaster Risk and Enhancing US Emergency Response Capacity in an Era of Climate Change," by Marc Cohen, Kelly Hauser, Ellen Messer, and M. Cristina Tirado (2011).

"Impact of Garment and Textile Trade Preferences on Livelihoods in Cambodia," by Sophal Chan and Sothea Oum (2011).

"In Need of a Better WASH: Water, Sanitation, and Hygiene Policy Issues in Post-earthquake Haiti," by Figaro Joseph (2011).

"Local Capacity in Humanitarian Response: Vision or Mirage?," by Michael Delaney and Jacobo Ocharan (2012).

"Systems, Power and Agency in Market-based Approaches to Poverty," by Chris Jochnick (2012).

"Measuring Economic Progress and Well-Being: How to move beyond GDP?," by Heloisa Marone (2012).

"Land Rights, Land Tenure, and Urban Recovery: Rebuilding Post-Earthquake Port-au-Prince and Léogâne," by Harley F. Etienne (2012).

"Haiti Rice Value Chain Assessment: Rapid Diagnosis and Implications for Program Design," by David C. Wilcock and Franco Jean-Pierre (2012).

"From Controversy to Consensus: Lessons Learned from Government and Company Consultations with Indigenous Organizations in Peru and Bolivia," edited by Emily Greenspan (2012).

"Community Consent Index: Oil, Gas, and Mining Company Public Positions on Free, Prior, and Informed Consent (FPIC)," by Marianne Voss and Emily Greenspan (2012).

"Harvesting Data: What Can 10 Years of Official Development Assistance Data Tell Us About US International Agricultural Development?," by Kelly Hauser (2012).

"US Investment in Large-scale Land Acquisitions in Low- and Middle-Income Countries," by Joshua Humphreys, Ann Solomon, and Emmanuel Tumusiime (2013).

"Local Institutions, External Interventions, and Adaptations to Climate Variability: The case of the Borana pastoralists in southern Ethiopia," by Dejene Negassa Debsu (2013).

"Local Institutions, External Interventions, and Adaptations to Climate Variability: The case of southern Mali," by Rebecca JoyHoward (2013).

"The Power of Oil Palm: land grabbing and impacts associated with the expansion of oil palm crops in Guatemala: The case of the Palmas del Ixcan Company," by Arantxa Guerena and Ricardo Zepeda (2013).

"Human Rights and Social Conflict in Oil, Gas, and Mining Industries: Policy recommendations for national human rights institutions," by Ben Collins and Lesley Fleischman (2013).

"The Rice Value Chain in Haiti: Policy proposal," by Carlos Furche (2013).

"Housing Delivery and Housing Finance in Haiti: Operationalizing the national housing policy," by Duong Huynh, et al. (2013).

"Development Assistance on Local Adaptive Capacity to Climate Change: Insights from Senegal," by Henri M. Lo and Emmanuel Tumusiime (2013).

"Agriculture Change, Land, and Violence in Protracted Political Crisis: An examination of Darfur," by Abdal Monium K. Osman, Helen Young, Robert F. Houser, and Jennifer C. Coates (2013).

"Sustainable and inclusive Investments in Agriculture: Lessons on the Feed the Future Initiative in Tanzania," by Emmanuel Tumisiime and Demund Matotay (2014).

"Feed the Future Investment in Haiti: Implications for sustainable food security and poverty reduction," by Danielle Fuller Wimbush and Cardyn Fil-Aime (2014).

"Delivering Aid in contested Spaces: Afghanistan," by Erin Blankenship (2014).

"The Drivers of Economic Inequality: A Primer," by Nick Galasso (2014).

"Ready for old? Assessing Haiti's governance and regulatory capacity for large-scale mining," by Scott Sellwood and Stuart Levit (2015).

"Global Reach of the US Financial Sector," by Stephanie Fontana (2015).

"Climate change, equity and stranded assets," by Simon Caney (2016).

"Gender and Social Accountability: Ensuring women's inclusion in citizen-led accountability programming relating to extractive industries," by Sarah Bradshaw with Brian Linneker and Lisa Overton (2016).

"Transformative and Feminist Leadership for Women's Rights," by Shawna Wakefield (2017)

"The energy challenge in sub-Saharan Africa: A guide for advocates and policy makers: Part 1: Generating energy for sustainable and equitable development" by Nkiruka Avila, Juan Pablo Carvallo, Brittany Shaw and Daniel Kammen (2017).

"The energy challenge in sub-Saharan Africa: A guide for advocates and policy makers: Part 2: Addressing energy poverty", by James Morrissey (2017).

Oxfam est un mouvement mondial de personnes travaillant ensemble pour mettre fin à l'injustice de la pauvreté. Avec plus de 70 ans d'expérience dans plus de 90 pays, Oxfam s'attaque aux grands enjeux qui maintiennent les populations dans la pauvreté: inégalités, discrimination et accès inégal aux ressources, notamment à la nourriture, l'eau et la terre. Nous aidons les populations à sauver des vies lors de catastrophes, à construire un avenir plus fort pour eux-mêmes, et à tenir les puissants responsables. Rejoignez-nous. **www.oxfamamerica.org.**

**SIEGE SOCIAL ETATS-UNIS**
226 CAUSEWAY STREET, 5TH FLOOR
BOSTON, MA 02114-2206
(800) 77-OXFAM

**BUREAU DE PLAIDOYER ETATS-UNIS**
1101 17TH STREET, NW, SUITE 1300
WASHINGTON, DC 20036
(202) 496-1180

**www.oxfamamerica.org**

© 2017 Oxfam America Inc. All rights reserved. *Oxfam* is a trademark of Oxfam America Inc., and the Oxfam logo is a registered trademark of Stichting Oxfam International. None of the trademarks may be used without permission of the owner.