



## La zone AEOI en quête de l'accès universel à une électricité décarbonée

### ÉDITORIAL

Direction Générale du Trésor

N°5  
Janvier 2021

Bonjour,

L'année 2021 a commencé comme s'est terminée 2020, dominée par la crise sanitaire Covid-19 et ses conséquences. Entre vaccins, secondes vagues et variants, on oscille entre espoir d'une maîtrise possible de cette pandémie, et impression d'une histoire sans fin. Le tout est de ne pas se laisser aller à la désespérance. Il en est de même avec le changement climatique et la place des énergies renouvelables dans notre mix énergétique : entre espoir de maîtriser le rythme de ce changement et désespoir à voir chaque année les effets néfastes du changement climatique, quelle peut être notre part pour que nous puissions être aussi acteurs du respect de notre planète ? Les énergies renouvelables sont une part de la réponse. Une part seulement, au même titre que nos comportements.

Nous avons donc décidé de consacrer notre dossier du mois au secteur de l'électricité : la place des énergies renouvelables dans le mix énergétique des États de la région que nous couvrons, mais aussi l'accès des populations à l'électricité, et les projets mis en œuvre à la fois pour améliorer la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique mais aussi assurer un meilleur accès à l'électricité pour les populations, notamment en milieu rural. Merci et bravo au travail d'analyse et de synthèse de ceux qui ont contribué à ce numéro.

Le bilan pour notre région est loin d'être négatif pour ce qui est des énergies renouvelables qui occupent, dans la plupart des pays, une part notable, voire dominante dans le mix énergétique des pays, avec le Kenya et l'Éthiopie qui font figure de pionniers. Solaire, éolien, géothermie, hydroélectricité occupent des places prépondérantes dans les mix énergétiques de nombre des pays de la région. Beaucoup de pays sont en surcapacité de production... mais le plus souvent en raison d'un faible accès à l'électricité de leurs populations, notamment en milieu rural. Ces mêmes pays affichent tous les volontés exportatrices, arguant que c'est un moyen de faire baisser le prix de leur électricité domestique, souvent présenté comme un obstacle pour des populations pauvres à accéder à l'électricité.

Parmi les enjeux à venir, citons celui du transport et de la distribution pour atteindre les populations rurales, les solutions de mini-réseaux *off-grid*, qui constituent autant d'opportunités pour nos entreprises. Pour certains pays, la génération reste un sujet : Soudan, Madagascar, Sud-Soudan, Maurice et les Seychelles qui ont la volonté d'augmenter la part du renouvelable dans leur mix énergétique.

Bonne lecture !

**Jérôme BACONIN**

Chef du Service économique régional  
[jerome.baconin@dgtresor.gouv.fr](mailto:jerome.baconin@dgtresor.gouv.fr)

### SOMMAIRE

- Communauté d'Afrique de l'Est : [Burundi](#), [Kenya](#), [Ouganda](#), [Rwanda](#), [Soudan du Sud](#), [Tanzanie](#)
- Corne de l'Afrique : [Djibouti](#), [Érythrée](#), [Éthiopie](#), [Somalie](#), [Soudan](#)
- Océan Indien : [Comores](#), [Madagascar](#), [Maurice](#), [Seychelles](#)
- [Le graphique du mois](#)
- [Vos contacts SE/SER](#)



## [Le rôle des interconnexions entre les pays pour pallier les chutes de production d'électricité et accéder à une électricité moins chère](#)

**Ce renforcement peut aussi s'étendre au-delà des frontières via des interconnexions entre les réseaux nationaux.** Les interconnexions peuvent permettre de renforcer la résilience des réseaux et in fine d'améliorer la compétitivité du secteur de l'électricité (et ainsi obtenir des prix plus faibles pour les consommateurs). Elles sont aussi un moyen pour pays affichant des ambitions importantes de production hydroélectrique (Éthiopie, Ouganda) d'exporter d'éventuels excédents.

**Cette volonté partagée de développer les interconnexions a été formalisée par la constitution de l'organisme « East Africa Power Pool ».** Si les réalisations effectives en 2020 sont en retard par rapport aux plans initiaux, plusieurs projets ont été lancés et certains réalisés. Le plus notable est la ligne Éthiopie – Kenya, en cours d'achèvement, elle permettra de transporter 500 kV (sous-stations de 2000 MW) sur plus de 600 km grâce à un transport par courant continu HVDC (technologie assez coûteuse mais rentabilisée par une capacité plus élevée et de plus faibles pertes que le courant alternatif « classique »). D'autres interconnexions sont également proches de la mise en service comme la ligne HVAC Kenya - Ouganda entre Bujagali et Lessos (220 kV).

### [L'enjeu des mini-réseaux électriques](#)

L'extension du réseau électrique peut néanmoins trouver ses limites dans des zones rurales peu denses, difficiles d'accès et habitées par des populations à très faible pouvoir d'achat. **Pour électrifier ces régions, le développement de mini-réseaux décentralisés est souvent la solution la plus efficace.** Ce type de solution n'est pas nouveau et reposait auparavant sur des générateurs diesel à coûts de fonctionnement élevés (mais relativement peu coûteux à l'achat). Bien que les générateurs diesel restent largement répandus, l'émergence de systèmes de production d'électricité renouvelable décentralisés notamment solaire et la baisse des prix d'achat de ces systèmes a donné un nouvel élan aux mini réseaux avec près de 900 MW de mini réseaux avec production renouvelable installée en 2016 en Afrique. La production solaire étant par essence variable, pour obtenir une fourniture d'électricité fiable, elle est couplée soit avec des générateurs diesel (on parle alors de réseaux hybrides) ou avec des batteries (le réseau est alors entièrement renouvelable). D'autres solutions mixtes peuvent également exister mais sont moins courantes : solaire-gaz, solaire-biomasse, solaire-éolien-batteries, solaire-hydro, etc.

Au Kenya, les mini-réseaux photovoltaïques apparaissent comme une alternative crédible à l'expansion du réseau, mais aussi aux systèmes individuels, qui ne fournissent pas toujours une électricité de qualité en quantité suffisante. 51 % de la population non connectée au réseau aurait actuellement accès à l'électricité grâce à des systèmes d'énergie renouvelable décentralisés. Cependant, l'un des problèmes majeurs rencontrés par les micro-réseaux, est d'atteindre le niveau de consommation nécessaire pour assurer la viabilité commerciale du projet. L'émergence de modèles dits « *multi-utilities* » fournissant des services d'eau, de biogaz ou encore un accès à internet en plus de l'électricité, pourrait permettre d'augmenter les revenus des développeurs tout en assurant une meilleure qualité de vie aux communautés isolées.

En Somalie, la Banque Mondiale finance notamment le *Somali Electricity Access Project*, d'un montant de 5,5 MUSD, qui doit permettre d'améliorer l'accès à l'électricité par la mise en place de mini-réseaux solaires ou hybrides.

Au Soudan, sur financement du Fonds pour l'environnement mondial (FEM), un projet de pompes solaires d'irrigation peut être cité : environ 1 500 pompes à eau d'irrigation alimentées à l'énergie solaire doivent être mises en œuvre dans le nord du pays d'ici 2021.

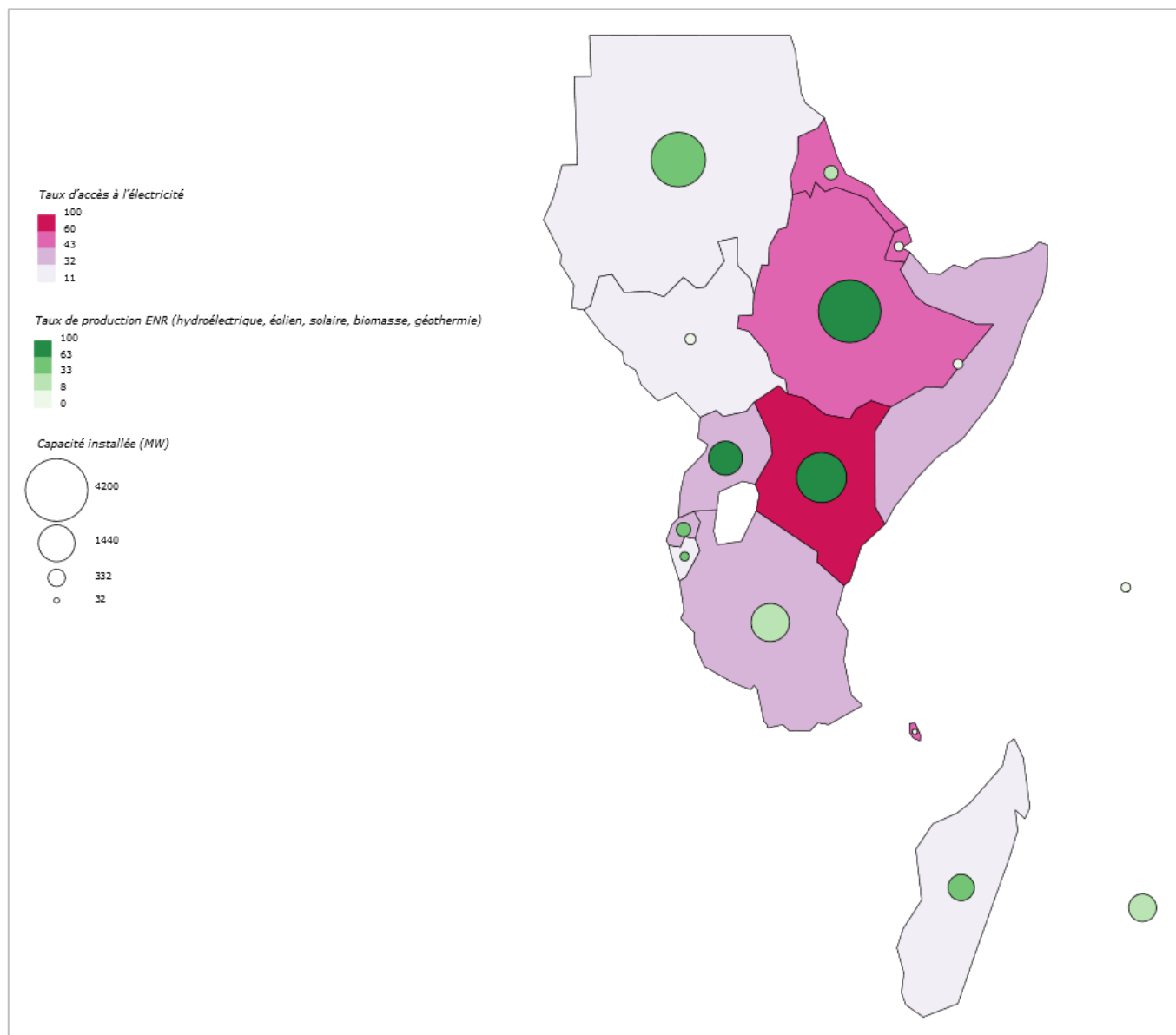
En Tanzanie, la centrale hydroélectrique de Tulila (5 MW) est connectée à un mini-réseau exploité par la compagnie d'électricité TANESCO et alimente la région rurale reculée de Ruvuma.

### Synthèse des principaux indicateurs pour les pays de la zone AEOI

Pays	Capacité installée	Production d'électricité	Mix énergétique pour la production d'électricité	Taux d'accès à l'électricité	Prix payé par les consommateurs
<b>Burundi</b>	90 MW	0,232 TWh	63 % Hydro, 37 % fossile thermique	11 %	0,2 USD/kWh
<b>Comores</b>	31,5 MW	0,04 TWh	91 % thermique fossile (diesel), 4 % hydroélectricité	56 %	0,3 USD/kWh
<b>Djibouti</b>	100 MW	0,38 TWh	100 % thermique fossile (produits pétroliers)	60,4 %	entre 0,15 USD et 0,31 USD/kWh
<b>Érythrée</b>	220 MW	0,496 TWh	91 % thermique fossile (produits pétroliers), 9 % solaire, 0,4 % éolien	46,5 %	0,16 USD/KWh
<b>Éthiopie</b>	4200 MW	13,8 TWh	95,9 % hydroélectricité, 3,9 % l'éolien et 0,2 % solaire	45 %	De 0,01 à 0,1 USD/KWh (ménages)
<b>Kenya</b>	2700 MW	9,25 TWh	43 % géothermie, 32 % hydroélectricité, 10 % éolien, 1 % solaire, 14 % thermique solaire (fioul)	75 %	0,2 USD/kWh ménages ; 0,15 USD/kWh industriels.
<b>Madagascar</b>	750 MW	1,7 TWh	48 % hydroélectricité, 50 % thermique fossile (fioul et diesel), 2 % solaire.	15 %	moyenne de 0,18 USD/KWh
<b>Maurice</b>	830 MW	3,1 TWh	79 % thermique fossile (39 % fioul et 40 % charbon), 15 % biomasse, 4 % hydroélectricité, 2 % solaire.	97,5 %	0,22 USD/kWh
<b>Ouganda</b>	1237 MW	3,5 TWh	82 % hydroélectricité, 13 % thermique fossile (produits pétroliers), 5 % solaire	42,6 %	0,20 USD / kWh (ménages) ; 0,08 USD/kWh (très gros consommateurs)
<b>Rwanda</b>	222 MW	0,525 TWh	33 % hydroélectricité, 66 % thermique fossile (produits pétroliers, gaz et tourbe).	35 %	0,22 USD/kWh
<b>Seychelles</b>	100 MW	0,35 TWh	97 % thermique fossile (fioul), 3 % solaire et éolien	100 %	entre 0,35 et 0,4 USD/kWh
<b>Somalie</b>	106 MW	0,34 TWh	92 % thermique fossile (produits pétroliers), 8 % solaire	35 %	entre 0,5 et 1 USD/kWh
<b>Soudan</b>	3200 MW	16 TWh	34 % hydroélectricité, 65 % thermique fossile (produits pétroliers), 1 % biomasse.	32 %	Environ 0,12 USD/kWh
<b>Soudan du Sud</b>	131 MW	0,4 TWh	92 % thermique fossile (produits pétroliers), 8 % hydroélectricité	28 %	0,43 USD/kWh
<b>Tanzanie</b>	1565 MW	7,6 TWh	32 % hydroélectricité, 67 % thermique fossile (66 % gaz, 1 produits pétroliers)	37 %	0,099 USD/kWh ménages et 0,102 USD/kWh grands consommateurs

## LE GRAPHIQUE DU MOIS

### L'électricité dans la zone AEOI



## Le Burundi, un pays face au défi énergétique

*Le Burundi accuse d'importants retards en matière d'accès à l'énergie et enregistre l'un des plus faibles taux d'accès à l'électricité au monde (estimé à 11 % en 2018), malgré un potentiel de ressources intéressantes en termes d'énergies renouvelables. Afin de répondre aux besoins énergétiques croissants de sa population, le Burundi s'est engagé à augmenter la capacité de production électrique par la mise en place de nouvelles centrales hydroélectriques principalement. Le défi énergétique s'annonce conséquent pour le Burundi, qui doit également faire face à des infrastructures existantes vieillissantes, un manque de capacités et une tendance à la sous-consommation.*

### Malgré son potentiel hydro-électrique, le Burundi est confronté à un déficit d'énergie électrique

**L'accès à l'électricité de la population au Burundi reste très faible** (estimé à 11 % en 2018<sup>1</sup>), comparé aux autres pays de la Communauté d'Afrique de l'Est, avec d'importantes disparités au sein des populations urbaines (61,6 % en 2018) et rurales (3,4 % en 2018). L'énergie électrique est faiblement utilisée au Burundi, les sources traditionnelles d'énergie (charbon de bois et résidus agricoles) intervenant à plus de 95 % dans la consommation énergétique nationale<sup>2</sup>.

Pour une demande estimée à 120 MW par jour, le pays n'en assure aujourd'hui que 90 MW (dont 15 MW partagé avec le Rwanda et la République Démocratique du Congo), la production étant assurée à 63 % par l'hydroélectricité, le reste étant de la génération thermique (fioul en majorité). **Le pays dispose pourtant d'un potentiel hydraulique important** (1700 MW, dont environ 300 MW techniquement et économiquement exploitables) et d'un ensoleillement élevé (environ 2000 kWh/m<sup>2</sup>).

Afin de pallier ce déficit énergétique, des projets sont en cours de développement, dont la centrale hydroélectrique de Jiji Mulembwe (49,5 MW) et la centrale solaire de Mubuga (7,5 MW), dont les travaux devraient s'achever en 2021. Via ces différents projets, le gouvernement burundais vise une puissance totale installée d'au moins 287 MW d'ici 2027. En parallèle, le Burundi compte également augmenter la part d'électricité importée depuis ses voisins d'Afrique de l'Est ; il est notamment intégré à l'initiative *Eastern Africa Power Pool* (EAPP).

### Une amélioration de l'offre et de l'accès à l'énergie est cruciale pour le développement du Burundi

Pays enclavé d'Afrique de l'Est, le Burundi est entré depuis les années 2000 dans une phase de stabilisation politique et de réformes économiques. Conscient du rôle prépondérant de l'énergie dans le développement social et économique du pays, le gouvernement s'est engagé en 2011 dans le développement d'une politique et d'un plan d'actions du secteur de l'énergie, organisé autour de trois axes principaux : i) l'augmentation de la capacité de production, ii) l'énergie moderne doit être accessible à la grande majorité de la population et iii) le développement d'un secteur de l'énergie efficient, transparent et équitable.

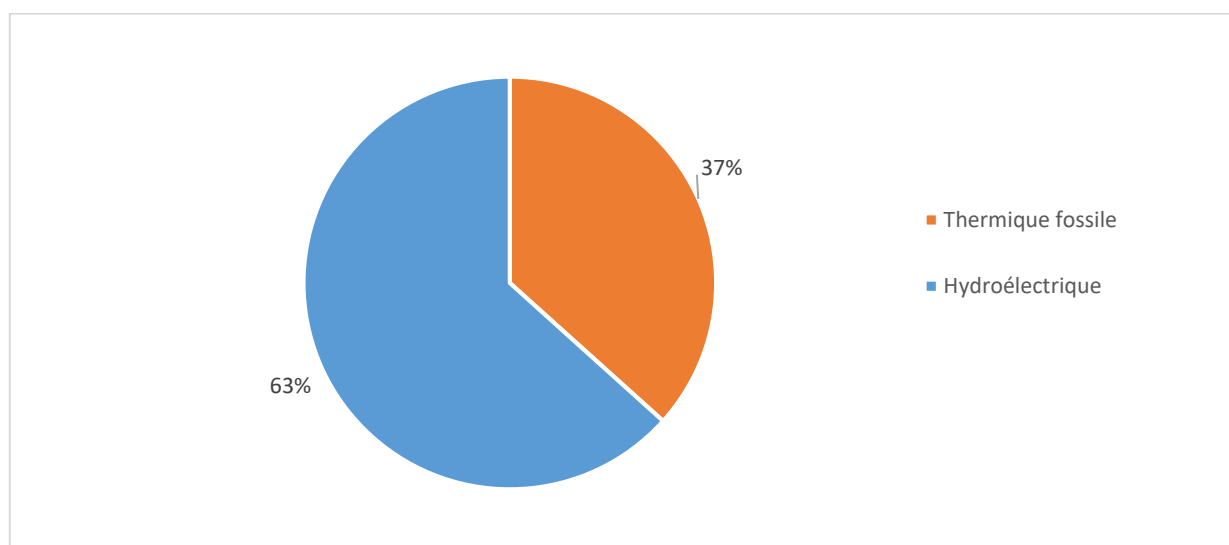
**La Société Nationale d'Électricité (REGIDESO) a de nombreux défis à relever (la construction de nouvelles centrales, la réhabilitation des infrastructures de transport vétustes, le renforcement des capacités techniques et de gestion, le recouvrement des arriérés)**, alors que de nouvelles réformes devraient être prises pour redynamiser l'entreprise, qui ne génère pas de dividendes depuis 10 ans. La REGIDESO fait notamment face à un déséquilibre entre l'offre et la demande, avec un prix de l'électricité au consommateur estimé en 2017, à 0,20 USD/kWh.

<sup>1</sup> Données Banque Mondiale

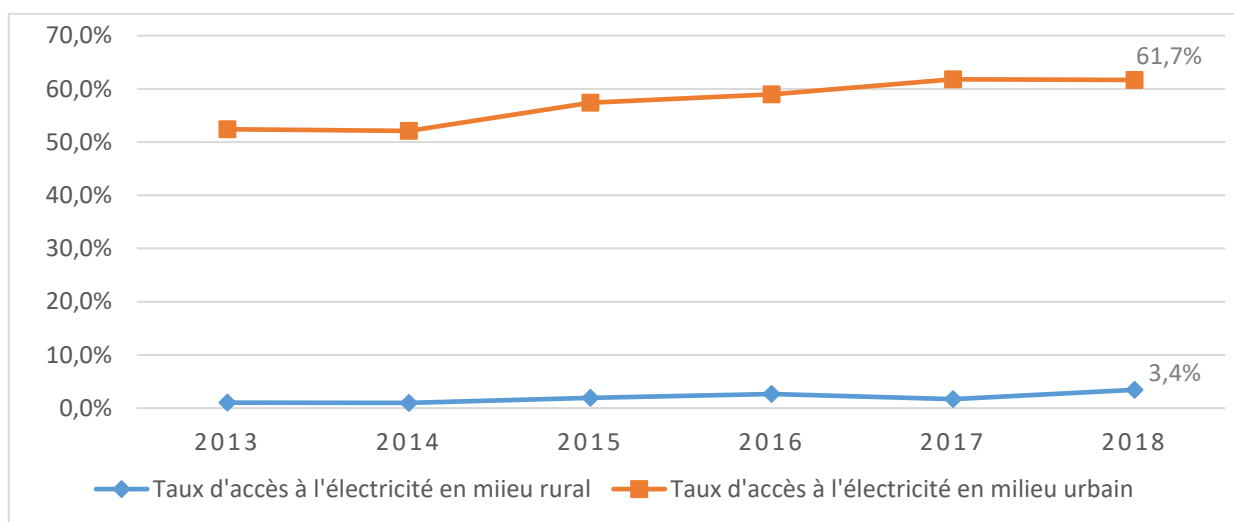
<sup>2</sup> « Élaboration de la Stratégie sectorielle pour le secteur de l'énergie au Burundi », Janvier 2011



### Structure de la production d'électricité au Burundi (Source : Stratégie sectorielle du ministère de l'énergie burundais)



### Évolution du taux d'électrification au Burundi (Source : Banque Mondiale)



## Communauté d'Afrique de l'Est – Kenya

Par le SER de Nairobi

### Le Kenya, champion d'Afrique des énergies renouvelables ?

*La production d'électricité au Kenya a plus que triplé entre 2000 et 2018, pour atteindre 9,25 TWh en 2018 pour une capacité installée de 2,7 GW, l'hydroélectricité et la géothermie prenant une part croissante dans le mix électrique. Des projets emblématiques d'énergie géothermique, solaire et éolienne positionnent déjà le Kenya comme un modèle en matière d'énergies renouvelables avec des objectifs gouvernementaux de 100 % d'accès à l'électricité en 2022 et d'un mix 100 % renouvelable en 2030. Néanmoins le secteur fait désormais face aux défis des risques de surcapacité, de la consolidation de l'accès à l'électricité et de la soutenabilité financière des opérateurs.*

#### Un mix électrique majoritairement fondé sur les énergies renouvelables

**Le Kenya dispose d'un mix électrique peu polluant avec plus de 80 % d'électricité issue des énergies renouvelables.** La géothermie et l'hydroélectricité représentent respectivement 43 % et 32 % de l'électricité produite en 2019.

**Grâce à la géothermie, le Kenya est parvenu au cours de la dernière décennie à diversifier un mix électrique historiquement basé sur l'hydroélectricité et les énergies fossiles.** Le Kenya est désormais le 9<sup>ème</sup> acteur mondial de la géothermie, avec une capacité de production installée (plus de 700 MW) représentant le quart de la capacité installée totale, un potentiel estimé à 10 000 MW, et une volonté politique de soutenir le développement de la ressource.

Les nouvelles énergies intermittentes (solaire et éolien) contribuaient pour moins d'1 % au mix électrique de consommation en 2017. **Cette part a augmenté avec la mise en service fin 2018 de la centrale éolienne de Turkana (300 MW), le plus grand parc éolien d'Afrique, et de la première centrale solaire du pays à Garissa (55 MW) fin 2019**, pour atteindre 11 % fin 2019. À noter la production solaire non injectée sur le réseau, importante pour l'amélioration de l'accès à l'électricité, n'est pas comptabilisée dans ces statistiques. Des projets fossiles ont également été évoqués au cours des dernières années avec notamment la centrale thermique à Charbon de Lamu de 1050 MW (financée sur des fonds Chinois et alimentée au moins dans un premier temps par des importations). Ce projet a actuellement été stoppé sans être officiellement abonné. La diversification du mix électrique kenyan (au-delà des coûteuses centrales à fioul) a permis de faire baisser le coût de production moyen, baisse néanmoins compensée par la hausse des taxes et ajustements prélevés sur le tarif de l'électricité afin de faire face aux importants investissements visant à développer le secteur électrique, notamment dans la transmission et la distribution. On peut par exemple citer le projet, mené par un groupement français, de ligne à haute tension reliant la nouvelle centrale géothermique de Menengai à la sous station de Rongai.

**La question de l'intégration des énergies renouvelables intermittentes dans le réseau reste encore peu traitée par les pouvoirs publics.** L'éolien et le solaire pourraient représenter près de 40 % de la capacité installée d'ici 2030, tandis que les centrales thermiques, à même de jouer un rôle de back-up, devraient être déclassées. La réflexion sur la gestion du réseau et de l'intermittence en période de pointe en est à ses prémises. L'AFD a lancé en 2018 un projet de soutien au transporteur national Ketraco, qui comprend la création d'un centre de contrôle et de gestion national, afin de permettre la programmation et la répartition des capacités en fonction de la demande.

#### Un système qui doit trouver son équilibre entre production et distribution

**Le Kenya est confronté à une surcapacité potentielle en raison d'un écart croissant entre les capacités installées et la demande qui n'augmente pas au même rythme.** La demande en pointe

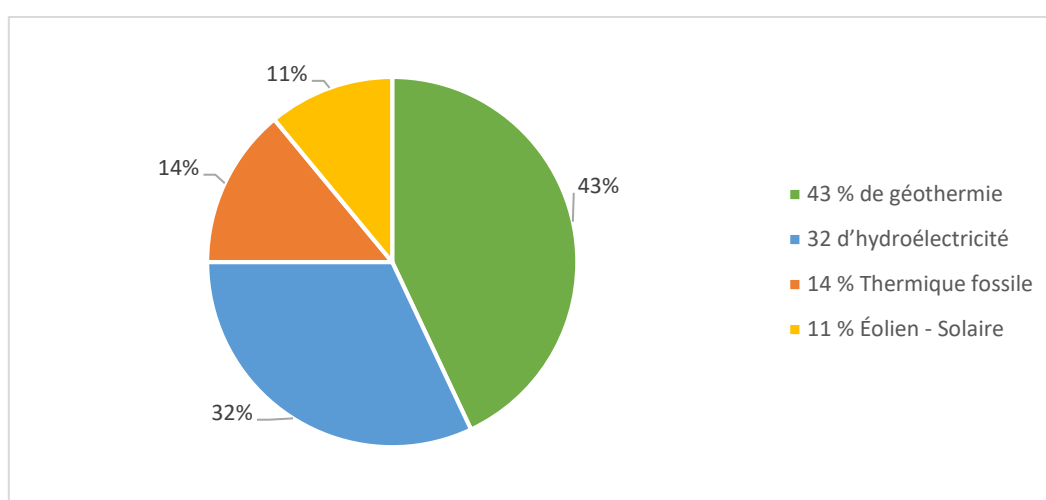


s'élevait à 1 359 MW fin 2018, pour une capacité installée et connectée au réseau qui a plus que doublé depuis 2007 pour s'établir à 2 712 MW.

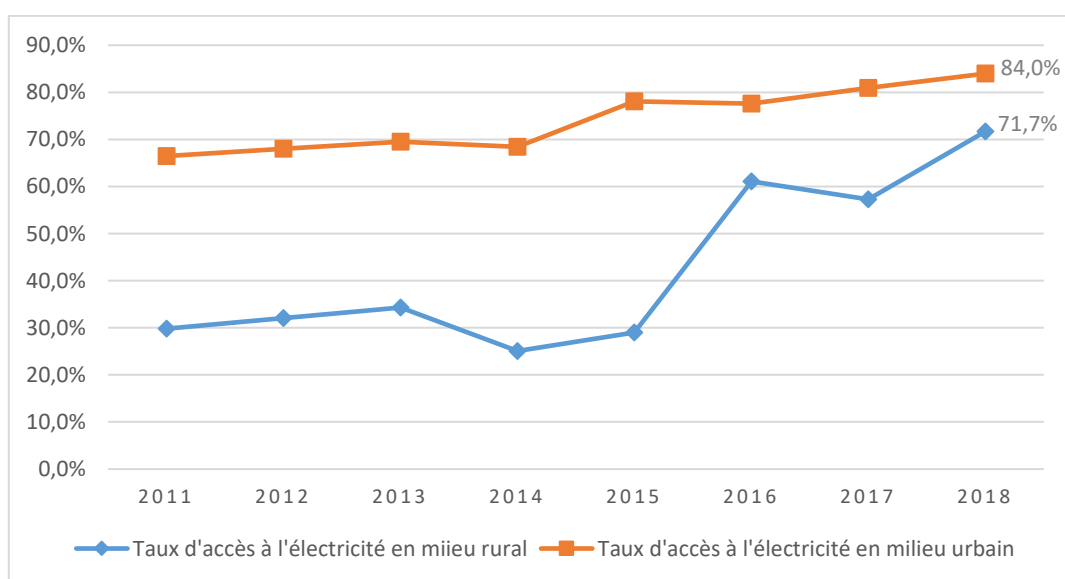
Le prix payés par les consommateurs Kenyan reste relativement élevé pour la région. Ainsi les ménages payaient en moyenne 0,2 USD/kWh début 2020 (avec un tarif subventionné pour les très petits consommateurs) tandis que le prix payé par industriels et autres gros consommateurs d'établissait à environ 0,15 USD/kWh.

L'équilibre économique du système électrique kenyan est aussi fortement déséquilibré par les charges d'investissement dans le développement du réseau, et Kenya Power se trouve sous forte contrainte financière. Le gouvernement kényan, qui détient aujourd'hui 50,1 % de Kenya Power, a toutefois exclu une possible nationalisation de la compagnie. Dans ce contexte, Kenya Power avait annoncé en janvier 2019 le gel de l'attribution des contrats de rachat (*Power Purchase Agreements*) ainsi qu'un système d'enchères développé pour les producteurs d'électricité indépendants.

### Structure de la production d'électricité au Kenya (Source : EPRA 2019)



### Évolution du taux d'électrification au Kenya (Source : Banque Mondiale)



## Une nécessaire augmentation de la demande

*Depuis la réforme engagée en 1997, l'Ouganda a considérablement accru sa capacité de production, avec notamment la mise en service de plusieurs centrales hydroélectriques, qui constituent la principale source de production. Les enjeux des prochaines années se situent désormais au niveau de la transmission et de la distribution, pour garantir la viabilité financière du secteur et concrétiser l'objectif ambitieux de la vision 2040, d'un taux d'accès à l'électricité de 80 %.*

[Depuis la libéralisation du secteur en 1997, l'Ouganda a substantiellement renforcé sa capacité de production électrique, aujourd'hui dominée par les énergies renouvelables](#)

Depuis la réforme initiée à la fin des années 90, **le secteur électrique ougandais est l'un des secteurs les plus libéralisés du monde**. Il se structure autour de trois segments indépendants (la génération, la transmission et la distribution), avec une participation importante des acteurs privés.

La production est assurée par les centrales électriques appartenant à l'État, les producteurs indépendants d'électricité (IPP) et les partenariats public-privé. Le segment de la transmission est entièrement détenu par l'État, via la société *Uganda Electricity Transmission Company Ltd* (UETCL). Le segment de la distribution compte neuf acteurs privés (qui opèrent dans différentes régions du pays), ainsi qu'une société de distribution publique, *Uganda Electricity Distribution Company Ltd* (UEDCL). La supervision du secteur est assurée par l'autorité de régulation de l'électricité, créée en 2000.

**Le secteur est passé de 3 centrales de production en 2001 à plus de 40 aujourd'hui** dont la centrale hydroélectrique d'Isimba, de 183 MW, financée par un prêt de l'*Exim bank of China* et mise en service en 2019. La capacité installée a ainsi été considérablement renforcée atteignant 1237,49 MW en octobre 2020, elle devrait atteindre 1837,49 MW, après la mise en service de la centrale de Karuma (600 MW) prévue pour mi-2021. La plupart de l'électricité est produite par des centrales hydroélectriques (82,1 %), des centrales thermiques (fioul lourd) pour 8 %, la cogénération (en lien avec les usines sucrières) pour 5,1 %, l'énergie solaire pour 4,8 %, tandis que le diesel et la biomasse en représentent environ 0,1 %.

[Les contraintes de transmission et de distribution limitent l'utilisation de l'offre existante ; cette situation est sous-optimale et pourrait à terme affecter la viabilité financière du secteur](#)

**Concernant la transmission, l'insuffisance des infrastructures de transport génère un déséquilibre entre l'offre et la demande**, se traduisant par une évacuation insuffisante de l'énergie (En 2018 par exemple, la demande, y compris les exportations, était d'environ 656,2 MW pour une capacité de production de 983,3 MW) et des pertes financières pour les entités publiques en raison des clauses relatives à la production présumée dans les contrats d'achat (contrat *Take-or-Pay*). Malgré les investissements réalisés au cours des dernières années (plus de 629 km de lignes de transmission électrique à haute tension construites et 518 km en cours de construction), les besoins restent considérables. Sur la base de la capacité installée et des projets de nouvelles centrales ayant déjà fait l'objet d'un engagement, l'autorité de régulation estime à 2,5 Mds USD, le montant des investissements qui seront nécessaires au cours des sept prochaines années, dans le réseau de transmission. Dans ce contexte, les autorités envisagent de favoriser l'entrée d'acteurs privés dans ce segment jusque-là demeuré dans le giron public.

**Le segment de la distribution se caractérise quant à lui par la vétusté du réseau**, la présence d'acteurs multiples et non coordonnés et l'utilisation du réseau de distribution pour le transport sur de longues distances. Les pertes techniques et commerciales du réseau de distribution sont importantes, même si des progrès ont été enregistrés (de 35 % en 2007 à 16,8 % en 2019). Le réseau de distribution a été densifié (45423 km en 2018 vs 40279 km en 2017), essentiellement grâce aux extensions du réseau par l'Agence

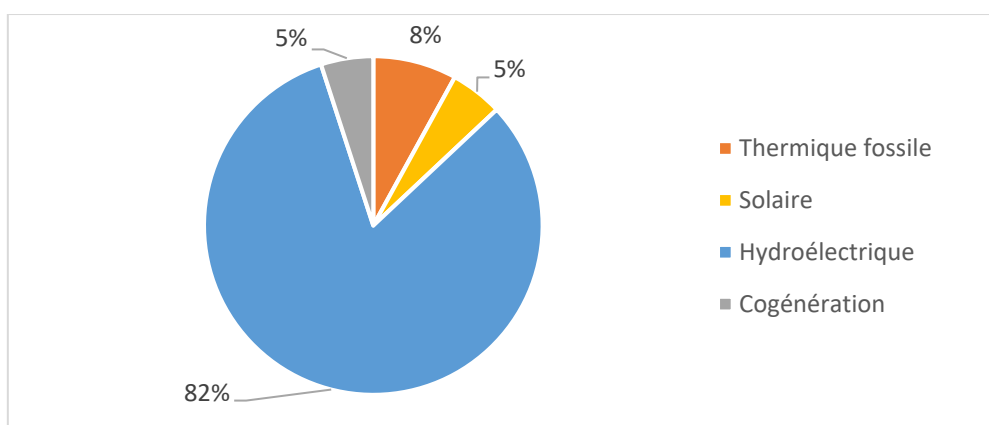
d'Électrification Rurale mais de nombreuses localités restent insuffisamment desservies. Les tarifs sont relativement élevés mais devraient continuer à baisser avec l'entrée en service des nouvelles centrales, sous réserve d'un renforcement des capacités de transport et de distribution. Selon la grille tarifaire adoptée début 2020, ces tarifs sont en légère baisse : 0,2 USD/kWh pour les ménages (0,07 USD pour les très petits consommateurs), 0,17 USD pour les commerçants et industriels et 0,08 USD pour les très gros consommateurs.

[Plusieurs mesures ont été adoptées par les autorités pour favoriser une hausse de la consommation](#)

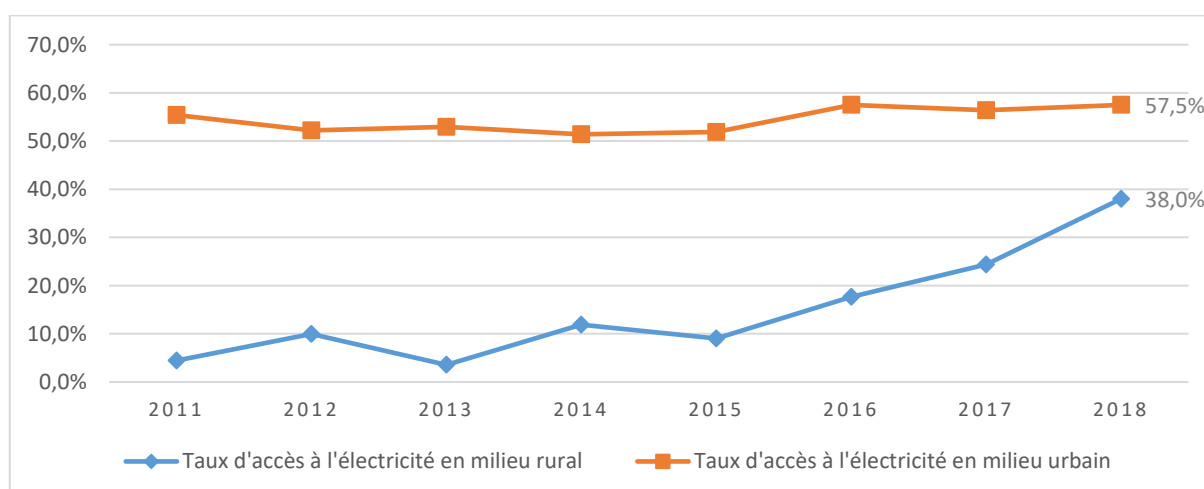
**Avec 100 kWh par habitant, l'Ouganda a actuellement l'une des plus faibles consommations d'électricité par habitant au monde.** L'accès à l'électricité était de 42,6 % en 2018. Le gouvernement souhaite qu'au moins 30 % de la population soit connectée au réseau électrique national d'ici juin 2021. L'industrie consomme environ 66 %, les ménages et les entreprises consomment respectivement 22 % et 13 % de l'électricité totale.

**Le gouvernement ougandais, a lancé plusieurs mesures visant à accroître la demande et à augmenter la consommation d'électricité.** En août 2018, le gouvernement a lancé sa politique de promotion de l'utilisation massive de l'électricité par tous les ougandais, avec un objectif de connexion de 300 000 clients domestiques par an. Pour les clients industriels, l'autorité de régulation de l'électricité a mis en place une incitation à la connexion accélérée par le biais d'un mécanisme de rabais sur l'énergie. D'après les objectifs ambitieux du gouvernement, les 25 parcs industriels devraient consommer jusqu'à 1000 MW d'ici 2027. Par ailleurs, le gouvernement vise une accélération de la mise en œuvre de projets d'interconnexion régionale, pour stimuler les exportations d'électricité dans la région de l'Afrique de l'Est, avec un potentiel d'exportation de 690 MW, vers les pays voisins.

**Structure de la production d'électricité en Ouganda (Source : ERA 2020)**



**Évolution du taux d'électrification en Ouganda (%) (Source : Banque Mondiale)**



## Communauté d'Afrique de l'Est – Rwanda

Par l'Ambassade de France  
au Rwanda

### Le Rwanda poursuit sa politique de diversification de son mix électrique, dominé par l'hydroélectricité

*Le Rwanda est actuellement en situation de déficit électrique, en raison notamment de sa forte dépendance à l'hydroélectricité dont la production est saisonnière, mais projette de doubler sa capacité installée d'ici 2025. Malgré les efforts dans le secteur, le taux d'accès à l'électricité est aujourd'hui estimé à 35 %. Le Rwanda mise sur les volets production et électrification hors réseau pour atteindre l'accès universel à l'électricité en 2024. L'augmentation de la demande sera un enjeu majeur de la soutenabilité économique et financière du futur système électrique rwandais.*

Le mix électrique est actuellement déficitaire et le taux d'électrification demeure peu élevé

**La faiblesse des capacités disponibles, principalement hydrauliques, entraîne une situation de pénurie à court terme.** Le mix électrique actuel est dominé par l'hydro (33 %), et le thermique (66 %)³, dont la tourbe. Le Rwanda dispose d'une capacité installée de seulement 222 MW pour une population totale de 12,9 M habitants, et se trouve actuellement en situation de déficit d'offre électrique, palliée par le gouvernement au moyen de solutions thermiques temporaires. La disponibilité des centrales hydro, notamment celle des plus petites et anciennes, peut en effet être très faible (50 % et moins). Ainsi, la capacité disponible totale n'est que de 154 MW, pour une pointe à 150 MW. Hors électricité, l'approvisionnement énergétique primaire reposerait encore à 86 % sur la biomasse (alors que la couverture forestière est déjà fortement réduite).

Notamment dans le cadre des mesures d'atténuation et adaptation au changement climatique, **le Rwanda devrait poursuivre sa politique de diversification de mix électrique**, dominé par l'hydroélectricité qui est très impactée par les variations pluviométriques.

**Le Rwanda projette également d'augmenter sa capacité installée de près de 280 MW d'ici 2025, ce qui correspond à un doublement de sa capacité installée totale.** En 2025, la capacité installée totale serait donc de plus de 500 MW, pour une capacité ferme de près de 400 MW. À court terme (2019 – 2025), le plan national de développement du système électrique prévoit l'ajout d'une dizaine de petites centrales hydrauliques en IPP connectées au réseau pour une capacité totale de 16 MW. De larges projets sont également prévus, avec la centrale à tourbe Hakan (80 MW), un deuxième projet (après KivuWatt, 23 MW inauguré en 2016) de centrale à méthane capté dans les eaux du lac Kivu, la centrale Symbion (50 MW) dont la mise en service est prévue pour 2023 ; et enfin des projets hydrauliques pour une capacité totale de 126 MW, comprenant deux projet régionaux (Ruzizi III et Rusumo). **Le Rwanda ambitionne ainsi à terme de devenir un pays exportateur d'électricité.**

**Malgré ces grandes ambitions, le taux d'électrification demeure peu élevé.** Le taux d'électrification national était estimé à 35 % par la Banque mondiale en 2018 (23 % en milieu rural, 89 % en milieu urbain), et atteindrait 56% aujourd'hui d'après les dernières données nationales. **L'objectif du gouvernement est d'atteindre un accès universel à l'électricité d'ici 2024** (52 % sur le réseau, 48 % hors-réseau). Le Rwanda mise donc aussi sur l'off-grid solaire pour fournir l'accès à l'électricité aux populations vivant dans les zones rurales. Le gouvernement rwandais s'est engagé dans sa stratégie d'électrification rurale à atteindre d'ici 2030, 68 MW de capacité installée via les mini-réseaux solaires.

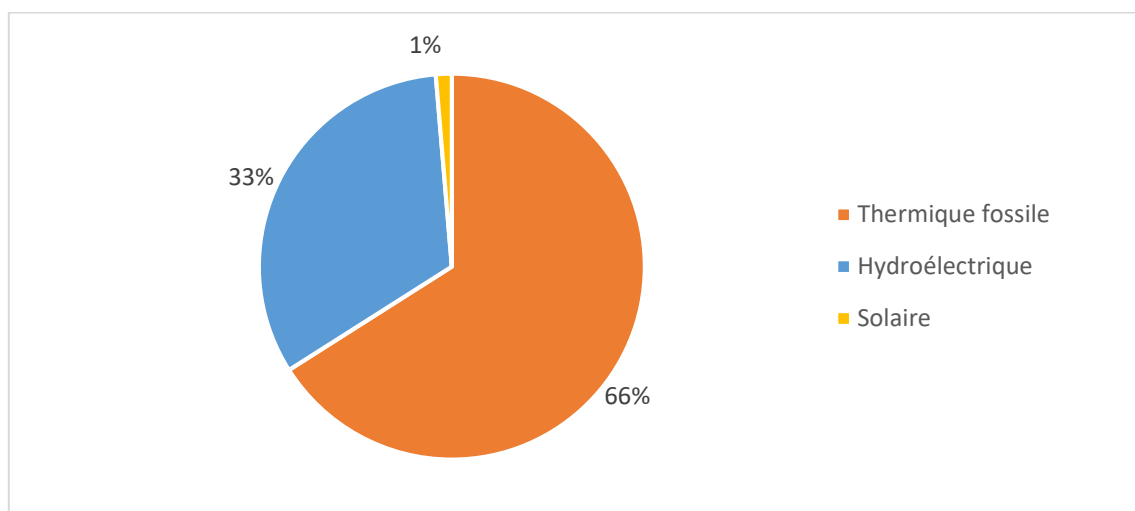
³ Deuxième contribution nationale à l'Accord de Paris en 2020 auprès de la Convention cadre des Nations unies sur le climat, Mai 2020

Bien que le Rwanda soit en bonne voie pour améliorer l'accès à l'électricité, le coût du service est l'un des plus chers de la région et constitue toujours une entrave au développement économique et industriel du pays

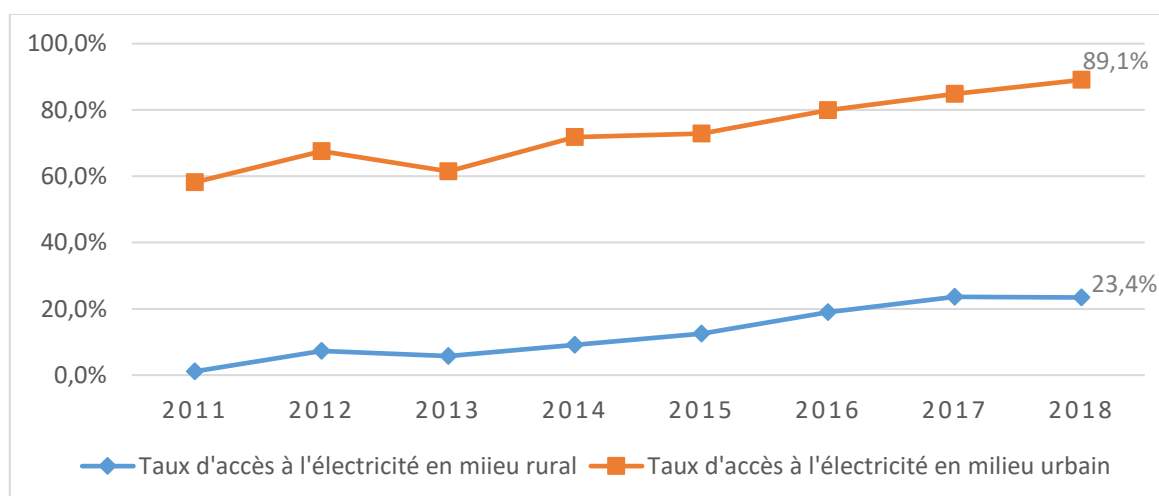
**La réforme du secteur de l'énergie en 2014 a donné lieu à la création de *Rwanda Energy Group (REG)* et de deux filiales dédiées à l'énergie** : (i) *Energy Utility Corporation Ltd (EUCL)*, qui opère et entretient les centrales existantes, le réseau de transmission et de distribution, et fournit l'électricité au client final. (ii) *Energy Development Corporation Ltd (EDCL)*, qui est en charge d'accroître l'investissement dans le développement de nouveaux projets énergétiques, développe le réseau de transport d'électricité, planifie et exécute les projets d'accès à l'énergie. Un nouveau cadre réglementaire a été mis en place afin de favoriser le développement de projets dans le secteur énergétique, dont notamment des taux d'impositions préférentiels pour quelques sous-secteurs clés et le développement d'un cadre pour les PPP depuis 2016.

Mais les défaillances de gestion du secteur, en particulier en ce qui concerne la nature des contrats et la maintenance des infrastructures, **contribue à une augmentation constante des tarifs de l'électricité** (actuellement de l'ordre de 0,22 USD/kWh), qui pèse sur la consommation des ménages sans rendre le secteur rentable pour autant.

#### Structure de la production d'électricité au Rwanda (Source : NDC, 2020)



#### Évolution du taux d'électrification au Rwanda (Source : Banque Mondiale)



## Communauté d'Afrique de l'Est – Sud Soudan Par le SE de Kampala

### Un accès à l'électricité très limité malgré un potentiel hydroélectrique important

*Après de longues années de guerre (d'indépendance puis civile), le Soudan du Sud présent un système électrique très peu développé et largement déficient. Le taux d'accès à l'électricité est l'un des plus faibles de la région avec à la fois un réseau limité en taille et en très mauvais état et des capacités de génération largement insuffisantes. Des initiatives sont néanmoins lancées pour rattraper ces déficiences avec à court terme des projets de génération fossile et, à plus long terme, des projets d'énergies renouvelable, notamment pour mettre à profit l'important potentiel hydroélectrique du pays.*

#### Un réseau national quasi inexistant et un accès limité à l'électricité

Selon les données disponibles (assez parcellaires au vu des limites de l'appareil statistique du pays), la **capacité installée est d'environ 131 MW. Le taux d'accessibilité à l'électricité était estimé à 28,2% en 2018 par la Banque Mondiale.** Le réseau électrique national du Sud-Soudan était quasiment inexistant avec aucune connexion entre les réseaux des quelques principales villes. Le nombre total de clients connectés au réseau, en 2016, estimé à 30 000 (soit moins de 1 % de la population), dont 20 000 dans la seule ville de Juba, où les clients sont équipés de compteurs prépayés et analogiques et où les coupures sont nombreuses. Les autres consommateurs pouvant se le permettre ont accès à l'électricité via des générateurs diesel ou de systèmes solaires autonomes souvent de manière intermittente.

**Le faible niveau de production d'électricité, associé à des réseaux de transmission et distribution insuffisants, entraîne des contraintes d'approvisionnement, provoquant des coupures d'électricité forcées et des délestages dans le pays.** Cette situation a un effet négatif sur le niveau de vie de la population et freine le développement des entreprises.

La production électrique est essentiellement thermique, à plus de 92 % en 2015 (par des générateurs diesel), malgré le potentiel hydroélectrique dont dispose le pays avec une capacité potentielle estimée à 2100 MW). Le tarif moyen pour les consommateurs, révisé en 2017, s'élève à 0,43 \$ par kWh, il est significativement plus élevé que la moyenne régionale. Ce tarif est pourtant déjà subventionné avec un coût de production de près de 0,75 \$ par kWh lié au coût élevé d'exploitation des générateurs diesel.

#### Un potentiel de génération renouvelable important mais une réponse aux besoins à court terme par la génération fossile

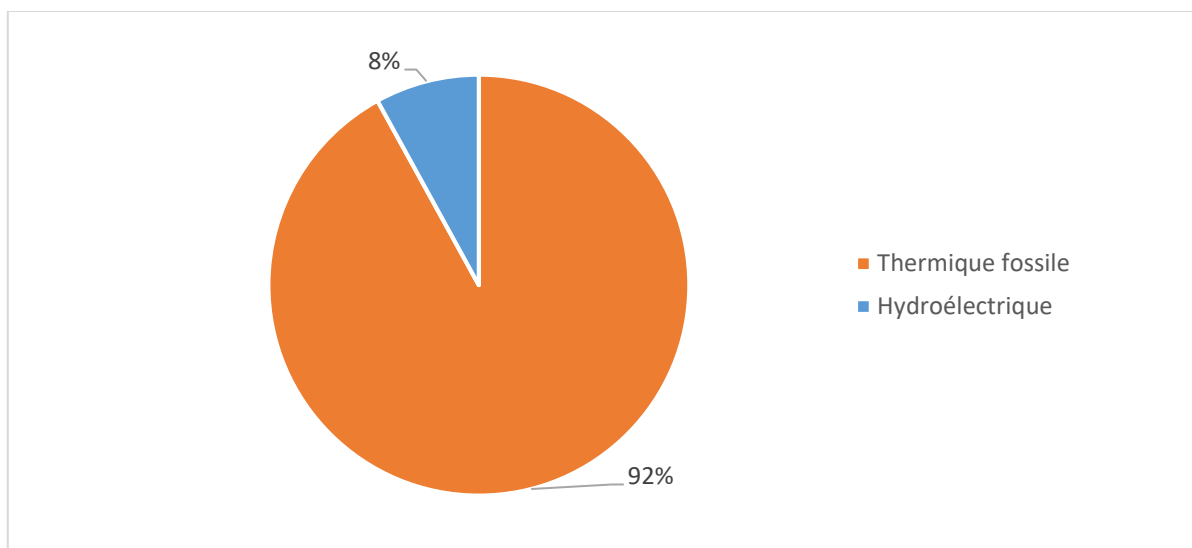
En novembre 2019, le Sud-Soudan a lancé le projet de construction d'une centrale électrique à Juba, permettant une production de 100 MW à partir de combustibles fossiles. Ce projet est développé par le groupe Erythréen Ezra et représente un investissement de 290 MUSD, remboursables par l'État sur une durée de 17 ans.

La Banque Africaine de Développement a financé un projet de réhabilitation et d'expansion du système de distribution d'électricité de Juba, d'un montant de 38 MUSD, ce qui a permis de rétablir l'approvisionnement en électricité dans le quartier central des affaires de Juba (construction d'une ligne moyenne tension de 145 km et d'une ligne basse tension de 250 km avec 145 nouveaux transformateurs installés, permettant de raccorder 20.000 consommateurs domestiques et commerciaux).

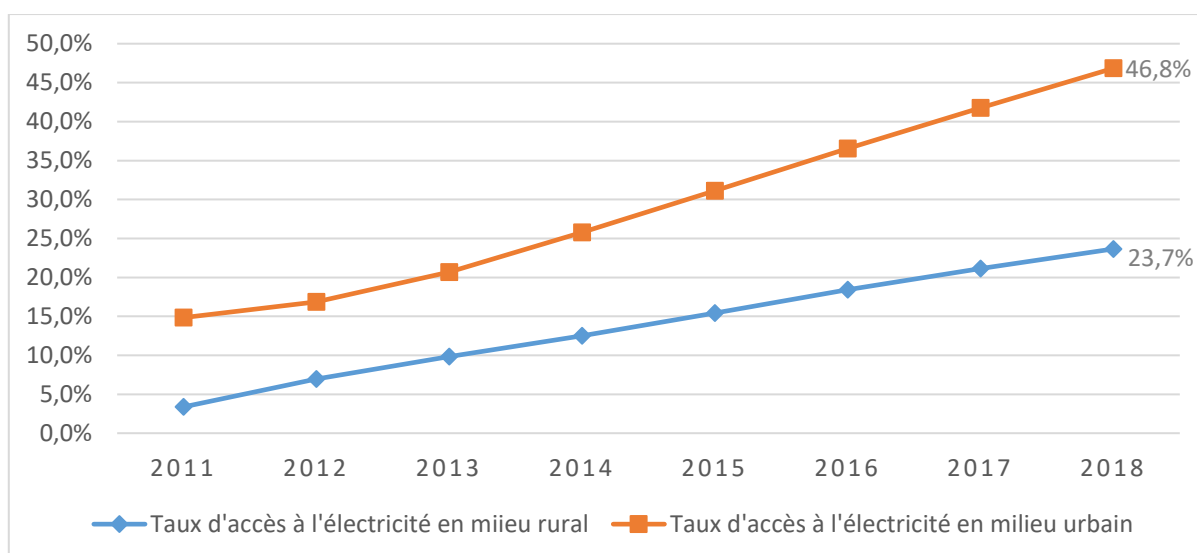
Des projets d'expansion du réseau à d'autres villes et d'interconnexion avec les pays voisins sont également étudiés pour accroître les importations d'électricité, à partir du Soudan ou de l'Ouganda par exemple. Un accord a été conclu en 2017, entre le Soudan du Sud et l'Ouganda, portant sur la construction de lignes électriques vers la ville frontalière de Nimule.



### Structure de la production d'électricité au Sud Soudan



### Évolution du taux d'électrification au Sud Soudan (Source : Banque Mondiale)



## Le gaz naturel, nouvel eldorado tanzanien?

*La production d'électricité en Tanzanie a atteint 7,6 TWh en 2019 pour une capacité installée de 1,5 GW, le gaz prenant une part croissante sur l'hydroélectricité dans le mix énergétique depuis 20 ans. La Tanzanie est dotée de grandes capacités renouvelables encore sous-exploitées, qui pourraient être décisives dans la réussite de l'électrification du pays.*

[Un mix électrique majoritairement fondé sur le gaz et l'hydraulique](#)

**Le mix électrique de la Tanzanie dépend, en 2019, à 65,7 % du gaz, 31,4 % des ressources hydrauliques, 1,6 % des importations, 1,1 % de combustibles liquides et 0,2 % de biomasse.** La Tanzanie étant sujette aux sécheresses, l'hydroélectricité, qui composait à 96 % son mix électrique en 2003, a été progressivement remplacée par du gaz afin de réduire sa dépendance aux aléas climatiques. Cette transition vers le gaz a également permis de réduire l'utilisation de générateurs externes alimentés au fuel, coûteux et polluants

**La Tanzanie possède de grandes réserves de gaz naturel dans sa région côtière à l'est du pays**, à quelques centaines de kilomètres au sud de Dar Es Salam, qu'elle a commencé à exploiter à partir du début des années 2000. La découverte en 2016 d'un nouveau gisement dans la même région géographique porte à 57 000 milliards de pieds cubes l'ensemble des réserves prouvées de gaz naturel du pays. L'imprévisibilité des réglementations en matière de ressources naturelles freine toutefois les initiatives. Ainsi, le projet de construction d'une centrale à gaz, suivi par Shell et Equinor en 2014 (30 Md USD), n'a toujours pas été lancé, faute d'entente entre les parties.

Avec une part en baisse depuis le début des années 2000, l'hydroélectricité représente aujourd'hui un tiers de la production, pour une capacité productive de 500MW. Alors que le potentiel hydroélectrique du pays, estimé à 4,7GW, n'est exploité qu'à hauteur de 12 %, de nombreux projets sont à l'ordre du jour. Le plus emblématique d'entre eux est le projet de **barrage hydraulique Julius Nyerere**, opérationnel d'ici 2022 et dont la capacité de **2115 MW** le positionnera comme le deuxième plus grand, en termes de capacité, en Afrique de l'Est, après le GERD éthiopien. D'autres projets de moindre ampleur sont en cours de construction, comme les barrages Ruhudji (358MW) et Rumakali (222MW) dans la région de Njombe. La Tanzanie profite aussi de ses capacités hydrauliques pour construire des **petits barrages hors-réseau** afin de compléter le photovoltaïque hors-réseau dans les régions rurales reculées du pays.

**Le potentiel éolien, géothermique et solaire demeure sous-exploité en dépit d'atouts majeurs** : une localisation sur le rift est-africain permettant un potentiel géothermique estimé à 650 MW, de grandes étendues battues par des vents de 8 à 9 m/s et 2800 à 3500 heures d'ensoleillement par an. La Tanzanie vient cependant d'investir dans un **premier parc éolien, à Mwenga (2,4 MW)**, opérationnel en 2020 et dans une **première centrale géothermique sur le lac Ngozi (200 MW)**, opérationnelle d'ici 2025. En revanche, le gouvernement ne semble pas disposé à investir massivement dans l'énergie photovoltaïque tout en encourageant les acteurs privés à s'y intéresser, via la suppression de la TVA et des taxes à l'importation sur les principaux composants des panneaux solaires.

[Un système en sous-production face à une demande croissante d'électricité](#)

La production électrique actuelle de 7,6 TWh ne permet pas de répondre à une demande de plus en plus importante, qui croît de 8 % par an ces dernières années, obligeant la **Tanzanie à importer de l'électricité à ses voisins** ougandais, zambiens et kenyans chaque année.

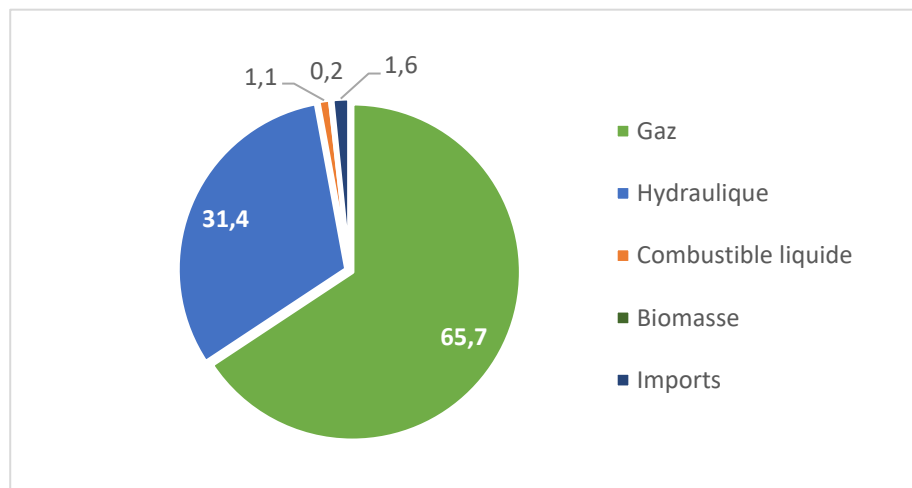
**Le coût de l'électricité est proche de la moyenne de la zone, avec un prix de 0,099 USD/kWh pour les ménages et de 0,102 USD/kWh pour les plus grands consommateurs.** La régulation du secteur est

assurée par l'*Energy and Water Utilities Regulatory Authority-EWURA* qui gère notamment la revue et l'approbation indépendante des tarifs de vente de l'électricité. L'entreprise publique *Tanzania Electric Supply Company Limited-TANESCO* gère le réseau électrique national et assure 78 % de la production et de la distribution de l'électricité du pays. Certains producteurs privés opèrent des infrastructures solaires et hydrauliques de faibles capacités. À noter qu'en fin 2020, *TANESCO* a signé des contrats d'achat d'électricité (CAE) avec six producteurs indépendants d'électricité (IPP) qui développent plusieurs projets d'énergies renouvelables en Tanzanie, pour une capacité totale de 19,16 MW. Ces six entreprises privées devront commencer la commercialisation de leur production en 2022.

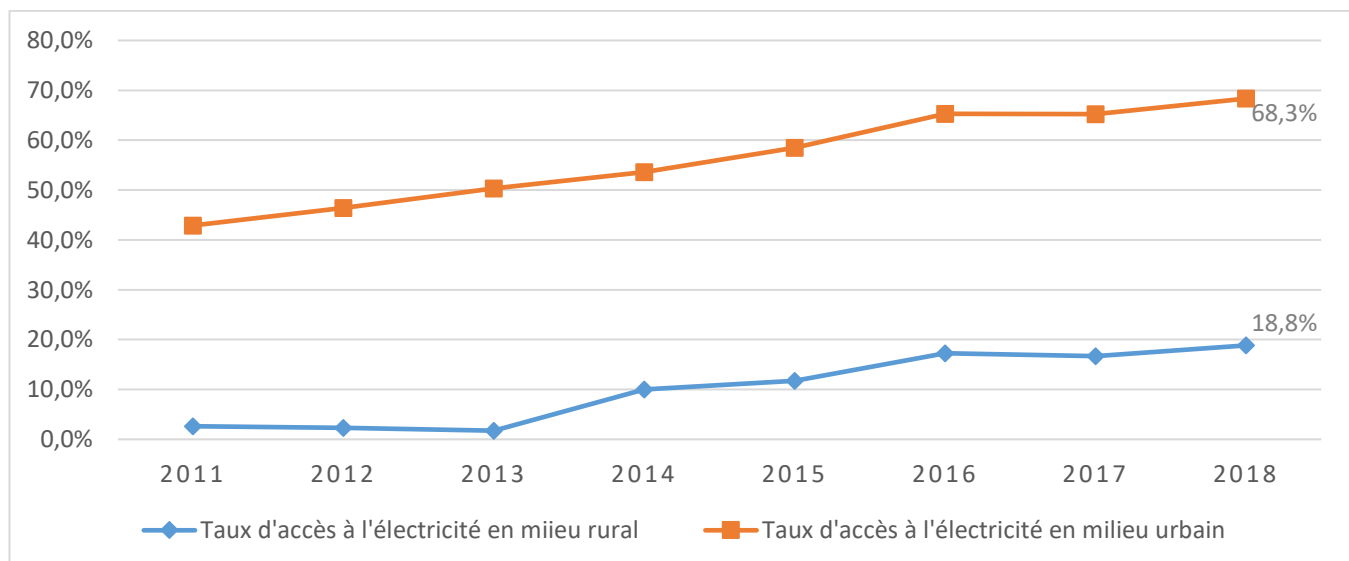
### Le défi de l'électrification rurale

En 2014, le **gouvernement tanzanien a recentré les priorités du secteur de l'énergie sur l'amélioration du taux d'accès à l'électricité**, passant de 37 % en 2019 à 75 % d'ici 2035, et l'**élimination progressive des générateurs électriques d'urgence** en augmentant la résilience du réseau électrique. Afin d'atteindre ces objectifs, le gouvernement a créé la *Rural Energy Agency-REA* en 2005, pour promouvoir l'accès à l'électricité dans les zones rurales en incitant **les acteurs privés à investir dans des petits projets de production d'électricité d'origine renouvelable**, allant d'une capacité de 100kW à 10MW. Les acteurs privés peuvent alors bénéficier de tarifs de rachat d'électricité avantageux par *TANESCO*.

### Structure de la production d'électricité en Tanzanie (Source : EWURA 2019)



### Évolution du taux d'électrification en Tanzanie (Source : Banque Mondiale)



## Indicateurs régionaux : Communauté d'Afrique de l'Est

Indicateurs Pays	Burundi	Kenya	Ouganda	Rwanda	Sud Soudan	Tanzanie
<i>Population (M hab.) ONU, 2020</i>	11,9	53,8	45,7	13,0	11,2	59,7
<i>Croissance démographique (%) ONU, 2015-2020</i>	3,1	2,3	3,6	2,6	0,9	3,0
<i>Doing Business (classement) 2020</i>	166	56	116	38	185	141
<i>Indice de corruption - Transparency international 2020</i>	165	124	142	49	179	94
<b>Macroéconomie</b>						
<i>PIB (Mds USD) FMI, 2020</i>	3,1	101,0	37,7	10,4	4,2	64,1
<i>PIB/hab (USD) FMI, 2020</i>	264	2 075	915	823	303	1 106
<i>Croissance du PIB réel (%) FMI, 2020</i>	-3,2	1,0	-0,3	-0,2	-3,6	1,9
<i>Taux d'inflation moyen annuel (%) FMI, 2020</i>	7,6	5,3	4,2	6,9	27,1	3,6
<b>Finances Publiques</b>						
<i>Solde budgétaire, dons compris (%PIB) FMI, 2020</i>	-9,5	-8,4	-6,6	-7,7	-1,9	-1,9
<i>Dette publique (%PIB) FMI, 2020</i>	65,0	66,4	46,0	61,6	71,7	38,5
<i>Dette publique extérieure (%PIB) FMI, 2020</i>	21,9	33,7	29,6	53,4	-	28,0
<b>Echanges</b>						
<i>Balance des biens (%PIB) CNUCED, 2019</i>	-19,8	-12,0	-13,2	-15,1	-	-6,6
<i>Exportation française vers (MEUR)*</i>	7,6	173,0	26,5	20,9	3,5	62,2
<i>Importation française depuis (MEUR)*</i>	3,3	110,5	11,8	4,4	0,2	33,6
<i>Balance courante (%PIB) FMI, 2020</i>	-20,7	-4,9	-8,0	-16,7	-27,8	-3,2
<i>Transferts de la diaspora (%PIB) FMI, 2019</i>	1,4	2,9	4,6	2,6	34,4	0,6
<i>Réserves de change (mois d'import) FMI, 2019</i>	0,7	4,7	3,7	3,6	0,2	4,6
<b>Développement</b>						
<i>IDH, BM, 2020</i>	0,43	0,60	0,54	0,54	0,43	0,53
<i>Espérance de vie à la naissance (2015-2020) ONU</i>	61,0	66,2	62,8	68,4	57,4	64,8
<i>Taux de pauvreté (&lt;1,90 USD/jours, %) BM</i>	71,8	36,8	41,7	55,5	42,7	49,1
<i>Emissions de CO2 par habitant (tonnes) BM 2014</i>	0,04	0,31	0,14	0,08	0,14	0,23
<b>Notation Dette Souveraine</b>						
S&P	-	B+	B	B+	-	-
Moody's	-	B2	B2	B2	-	B2
Fitch	-	B+	B+	B+	-	-
<b>Politique Monétaire</b>						
<i>Taux directeur **</i>	-	7,0	7,0	4,5	-	5,0

## Corne de l'Afrique – Djibouti

Par le SE d'Addis Abeba

### Djibouti, une forte dépendance aux importations d'électricité

*La production d'électricité à Djibouti a doublé entre 2000 et 2018 atteignant 0,38 TWh en 2018 pour une capacité installée de 100 MW. Des projets d'énergie géothermique, solaire et éolienne pourraient positionner Djibouti comme un modèle en matière d'énergies renouvelables avec des objectifs gouvernementaux d'un accès universel à l'électricité et d'un mix 100 % renouvelable en 2035. Néanmoins le secteur fait actuellement face à une forte dépendance aux importations d'hydroélectricité depuis l'Éthiopie, au coût élevé de maintenance des centrales thermiques et à un faible réseau électrique en dehors de la capitale.*

[Un mix électrique majoritairement fondé sur l'exploitation de centrales thermiques fossiles.](#)

**Djibouti dispose d'un mix électrique peu diversifié, reposant uniquement sur deux centrales thermiques fossiles (fioul et diesel) représentant 100 % de la production de l'électricité produite,<sup>4</sup>** ne produisant en moyenne que 20 % des besoins en électricité du pays. Le reliquat est importé depuis 2011 grâce à la ligne d'interconnexion reliant Djibouti à l'Éthiopie permettant l'acheminement de 95 MW maximum, créant une forte dépendance du pays en matière énergétique. En raison de la hausse de la demande djiboutienne et du congestionnement de la ligne, le financement d'une seconde ligne de transmission par la Banque mondiale et la Banque africaine de développement (75 M USD) fait actuellement l'objet d'une étude, ce qui permettrait à Djibouti d'importer jusqu'à 220 MW supplémentaires.

[La sous production domestique explique la forte dépendance aux exportations éthiopiennes.](#)

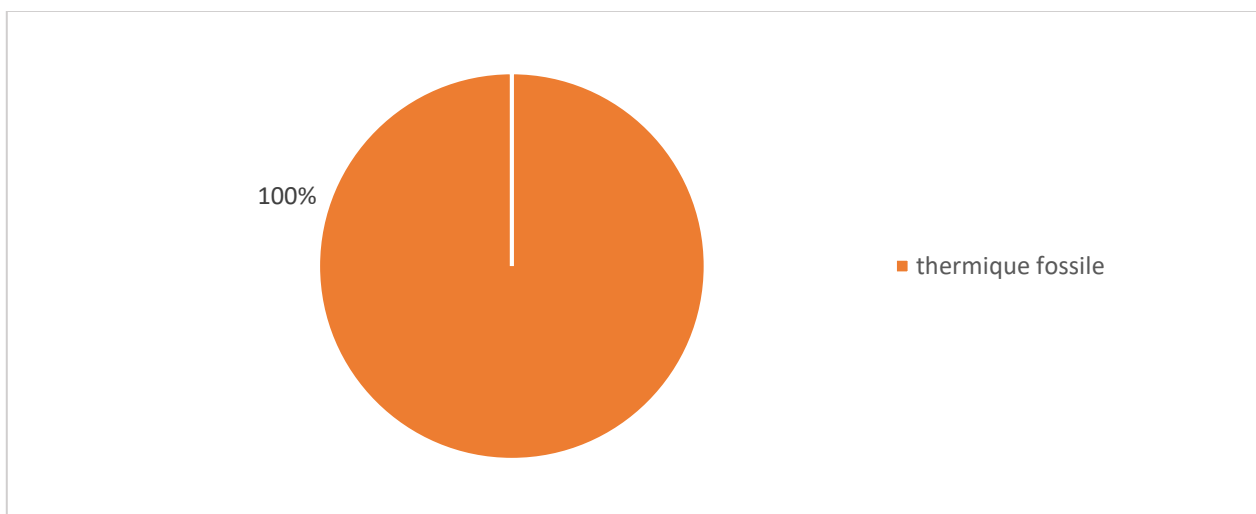
**Djibouti dispose d'un réseau de centrales limité, coûteux et inefficace, contraignant le pays à importer la majorité de ses besoins en électricité.** La faible production s'explique par l'étroitesse du parc des centrales et la vétusté du réseau électrique. En outre, la société publique monopolistique en charge de la production et de la distribution d'électricité, Électricité de Djibouti (EDD), enregistre des coûts opérationnels importants pour la maintenance des centrales et pour l'importation de fioul et diesel, (coût fortement dépendants des cours du pétrole). Ne disposant pas des capacités de stockage nécessaires, EDD est contraint de rationner sa production d'électricité. Son volume d'importation d'électricité varie également au cours de l'année, l'Éthiopie réduisant son volume d'exportation pendant la saison sèche – la quasi-totalité de son mix étant composé d'hydroélectricité – ce qui rend Djibouti vulnérable à la saisonnalité de la production éthiopienne. Par conséquent, le prix payé par les consommateurs reste relativement élevé pour la région : entre 0,15 USD et 0,31 USD/kWh pour les ménages selon leur consommation début 2020, tandis que les industriels, entreprises et bases militaires s'autoalimenteraient (largement via des générateurs diesel autonomes).

[Des projets pour diversifier le mix énergétique](#)

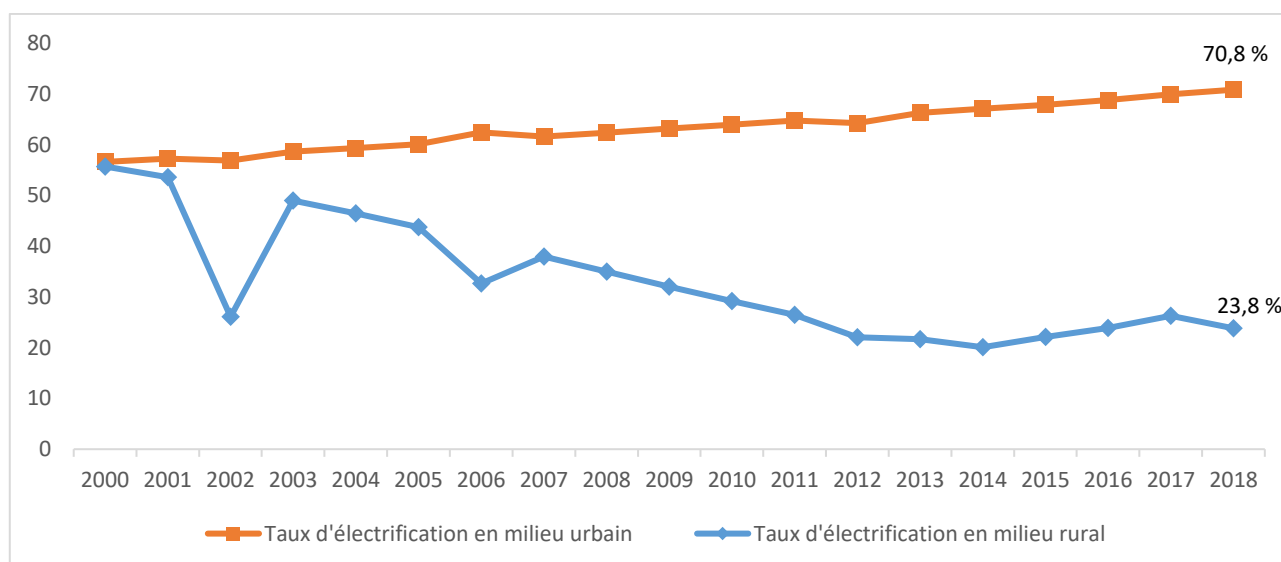
Dans le cadre du programme Vision 2035, le gouvernement djiboutien ambitionne d'atteindre 100 % d'énergies renouvelables produites à Djibouti afin de limiter sa totale dépendance aux importations d'électricité d'Éthiopie et de combustibles pour les centrales thermiques. Selon les autorités djiboutiennes, cette stratégie pourrait permettre au pays de répondre à la demande domestique croissante (+5 à 10 % par an). Par conséquent, des entreprises françaises, espagnoles et américaines envisagent des investissements ou ont déjà investi dans le secteur des énergies renouvelables : i) centrale solaire au Grand Bara (23 MW) menée par ENGIE, ii) 2 centrales solaires avec stockage à Obock (1MW) et à Tadjourah (2 MW) menés par la co-entreprise Ausar-Equity/EDD, iii) parc éolien dans la région du Ghoubet (60 MW) qui

sera construit par l'entreprise espagnole Siemens Gamesa et enfin, iv) centrale biomasse (50 MW) près de Damerjog mise en œuvre par l'Américain CR Energy Concepts LLC.

### Structure de la production d'électricité à Djibouti



### Évolution du taux d'électrification à Djibouti (%) (Source : Banque Mondiale)





## Corne de l'Afrique – Érythrée

Par le SE d'Addis Abeba

### L'Érythrée, une forte dépendance aux énergies fossiles importées

*La production d'électricité en Érythrée a plus que doublé entre 2000 et 2018, pour atteindre 496 GWh en 2018 pour une capacité installée de 220 MW<sup>5</sup>, le solaire prenant timidement une part croissante dans le mix électrique dominé par les énergies fossiles. Alors que le gouvernement érythréen prévoit un accès universel à l'électricité et un mix 50 % renouvelable d'ici 2030, le secteur – fortement dépendant des importations pétrolières – fait face aux défis de consolidation de l'accès à l'électricité et de la soutenabilité financière de l'opérateur.*

**L'Érythrée dispose d'un mix électrique peu diversifié avec plus de 91 %<sup>6</sup> de l'électricité produite issue d'énergies fossiles (produits pétroliers).** Le solaire et l'éolien représentent respectivement 8,7 % et 0,4 % de l'électricité produite en 2018.

**Une stratégie pour l'amélioration de l'accès à l'électricité a été mise en place par le gouvernement érythréen en 2014.** Elle vise à atteindre un taux d'électrification de 100 % et un mix énergétique composé pour moitié d'énergies renouvelables d'ici 2030<sup>7</sup>. Si l'objectif intermédiaire d'électrification rural (15 % en 2020) a été largement atteint (35 % en 2018), le mix énergétique reste fortement dépendant des énergies fossiles. En outre, les pertes techniques et non techniques représentent 13 % de la production totale en 2014 (contre un objectif de 10 % prévu en 2020).

**Afin de réduire sa dépendance aux importations d'énergies fossiles, le gouvernement érythréen vise à développer des sources d'énergie renouvelables.** L'ensoleillement important du territoire permettrait un potentiel de production jusqu'à 6 kWh/m<sup>2</sup> d'énergie solaire. Des parcs solaires ont vu le jour autour des barrages de Logo, de Misilam, mais aussi à Asmara (11 MWh/jour), à Areza (sur 0,6 Ha) ainsi qu'à Maidma (sur 1 Ha)<sup>8</sup>. Néanmoins, si l'Érythrée dispose d'un fort potentiel en termes d'énergies renouvelables (éolien, solaire et géothermique) les financements manquent pour mener à bien les études de faisabilité.

**Le secteur énergétique reste caractérisé par un faible accès de la population à l'électricité et aux sources d'énergie modernes** (forte dépendance à la biomasse) ; une faible qualité de l'approvisionnement en électricité (l'électricité n'est disponible que quelques heures par jour) ; une dépendance totale à l'égard des produits pétroliers importés pour la production d'électricité et une faible efficacité du secteur de l'électricité en raison d'équipements trop anciens. Par ailleurs, en raison d'un prix de vente fortement subventionné, l'entreprise érythréenne d'électricité<sup>9</sup> ne génère pas de recettes suffisantes pour permettre des investissements importants. Enfin, les investissements privés dans le secteur restent limités en raison d'un cadre des affaires peu sécurisé.

<sup>5</sup> Capacité installée Érythrée, Knoema, 2018

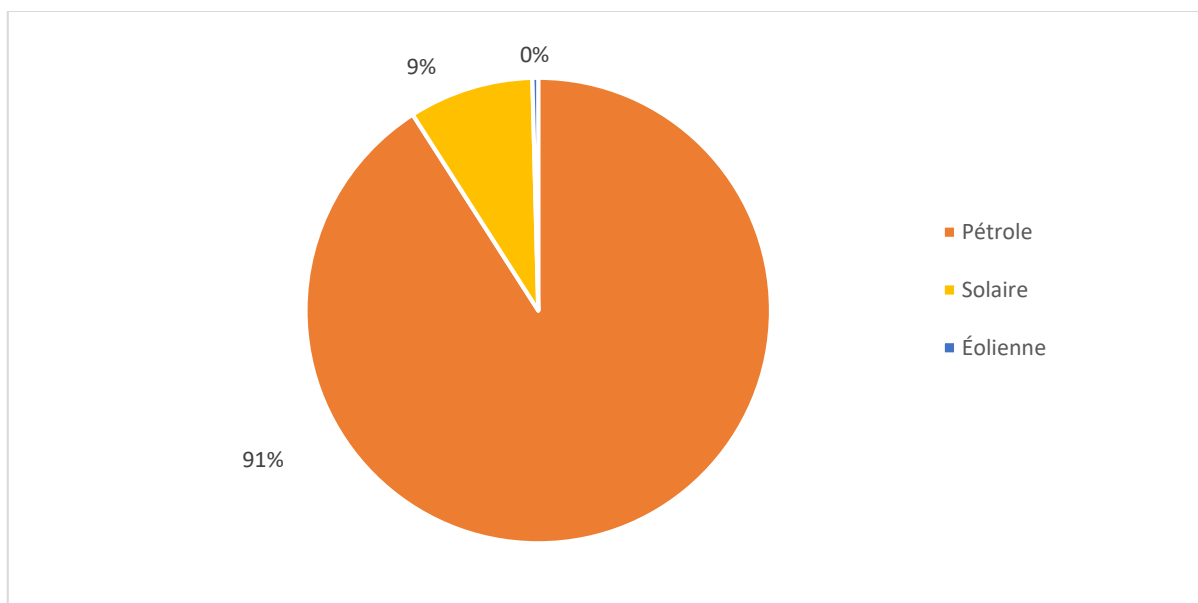
<sup>6</sup> IEA 2018

<sup>7</sup> Rapport d'assistance technique de l'UE pour l'initiative Énergie durable pour tous - Afrique orientale et australe.

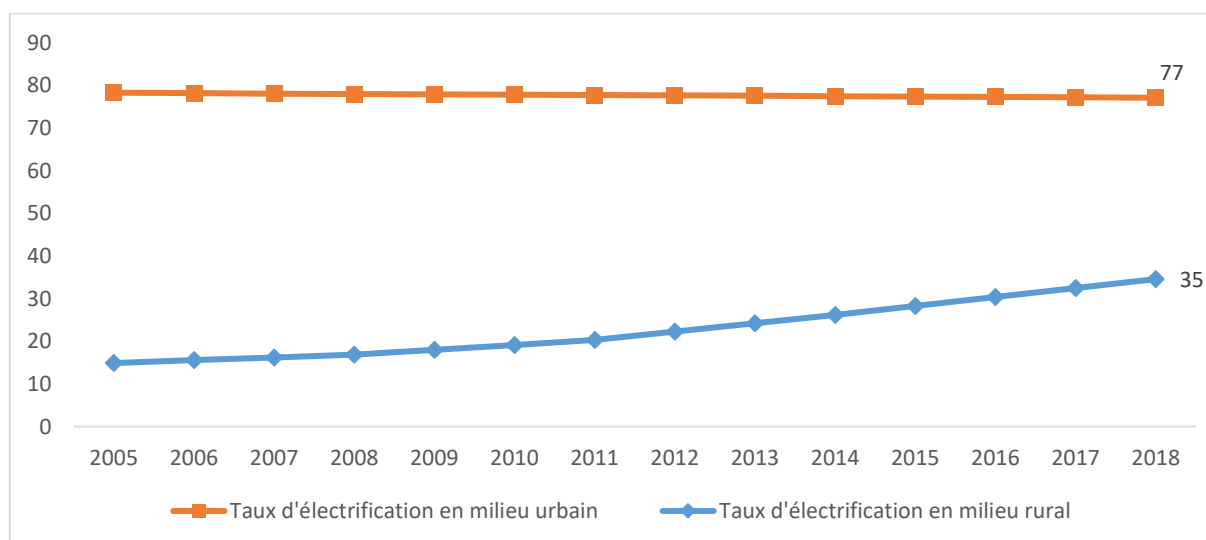
<sup>8</sup> Le Ministère de l'Information annonce vouloir déployer un maillage national à travers la construction de centrales hybrides éoliennes et solaires à Dekemhare (10-30 MW) et Kerkebet (5 MW), une centrale éolienne à Assab (10 MW), des centrales solaires à Asmara, Adikeih, Debarwa et Barentu (10-20 MW), Gerset (5 MW) ainsi qu'une centrale hybride solaire diesel à Nakfa (2-3MW).

<sup>9</sup> La société publique *Eritrean Electricity Corporation* est chargée de la production, du transport et de la distribution, de la gestion des ressources énergétiques et du développement des énergies renouvelables.

### Structure de la production d'électricité en Érythrée (Source : IEA 2018)



### Évolution du taux d'électrification en Érythrée (%) (Source : Banque Mondiale)



## Corne de l'Afrique – Éthiopie

Par le SE d'Addis Abeba

### L'Éthiopie, une ambition régionale

*L'Éthiopie a placé le secteur de l'électricité au cœur de son agenda de réformes. L'objectif est triple : i) accroître les capacités de production pour le développement de l'industrie et atteindre l'accès universel à l'électricité ii) diversifier le mix énergétique afin de réduire la dépendance à l'hydroélectricité, iii) devenir le principal pays exportateur d'électricité en Afrique de l'Est. Cependant, bien que l'Éthiopie prévoyait de multiplier par 7 sa capacité électrique installée (de 2 400 MW en 2015 à 17 208 MW en 2020), cet objectif n'a pas été atteint en raison principalement d'un manque de financements et d'une dette chronique du secteur.*

#### Un mix électrique intégralement fondé sur les énergies renouvelables

**L'Éthiopie est un des seuls pays au monde à présenter un mix électrique intégralement renouvelable** : 95,9 % de sa production correspond à de l'hydroélectricité, 3,9 % à de l'éolien et 0,2 % à du solaire. La capacité installée a plus que quadruplé depuis 2009 pour atteindre 4 200 MW en 2020 afin de répondre à la demande (+15 % en moyenne/an), tirée par l'industrialisation et l'objectif d'électrifier l'ensemble de la population d'ici 2025. En 2018, seule 45 % de la population disposait d'une connexion à l'électricité. Si la consommation a plus que doublé entre 2010 et 2019, elle demeure contrainte par la production à 13,8 GWh en 2018/2019 et en stagnation depuis, en raison notamment de la vétusté des installations. Le taux de pertes techniques se porte à 23 % tandis que celui de recouvrement des factures reste faible (85-90 %).

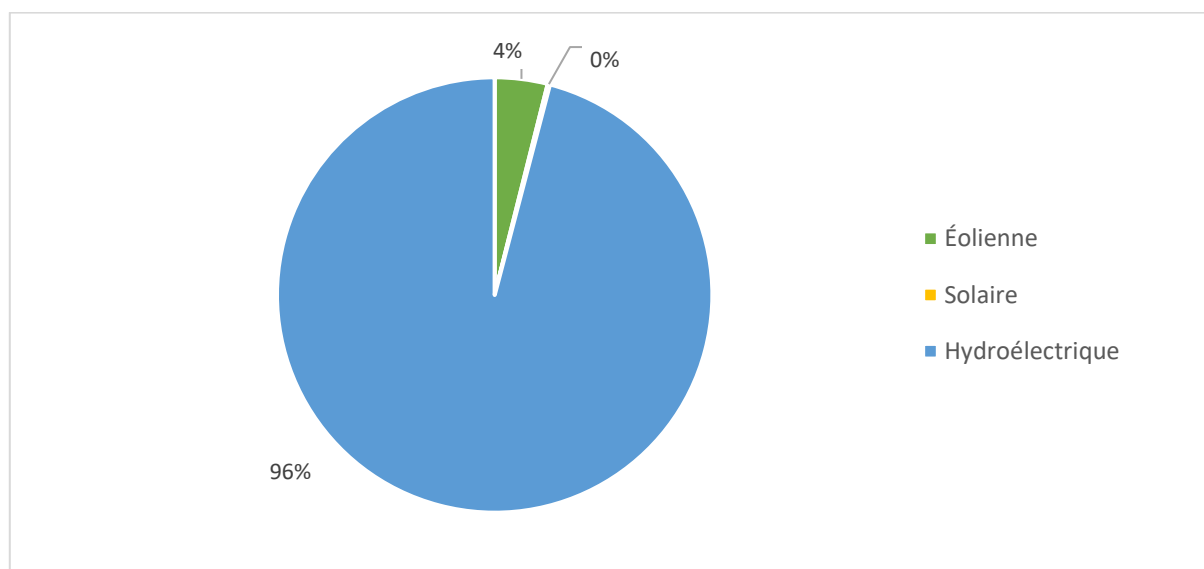
**Le principal projet de production d'électricité en Éthiopie concerne le barrage hydroélectrique de Grand Renaissance (GERD)** qui deviendra lors de son inauguration le plus grand d'Afrique. Amorcé en 2011, le GERD a accusé de nombreux retards et surcoûts : alors que sa finalisation était initialement prévue pour mi-2017, la construction ne serait actuellement achevée qu'à 76 %. Avec une capacité de production de 6 448 MW et pour un investissement de 4,8 Mds USD, la construction de l'ouvrage a été confiée à l'énergéticien national en 2018 devant l'incapacité du conglomérat militaro-industriel public MeTEC à superviser le chantier. **Ce projet est source de tensions avec le Soudan et l'Égypte** situés en aval du fait que de l'impact que le remplissage du bassin et l'exploitation du barrage pourraient avoir sur le débit du fleuve et les ressources en eau de ces deux pays. Alors que l'Éthiopie a atteint son premier objectif de remplissage à l'été 2020, les désaccords persistent et suscitent une montée des tensions avec l'Égypte. L'Éthiopie entend pourtant mettre en service les deux premières turbines de génération précoces d'ici mi-2021.

**En 2018, le ministère des Finances a également annoncé le lancement de 14 PPP pour un montant total de 6 Mds USD pouvant générer 2 798 MW** : 5 projets hydroélectriques (1 848 MW), 8 projets solaires (950 MW) et des lignes de transmission et sous-stations. Cinq nouveaux projets éoliens ont depuis été ajoutés (710 MW - 1,2 Md USD). **Afin de générer des entrées de devises, l'Éthiopie ambitionne de devenir l'un des principaux exportateurs d'électricité en Afrique de l'Est, grâce à l'hydroélectricité.** Sur l'année fiscale 2019/20, les exportations d'électricité à destination de Djibouti et du Soudan ont généré 66,4 M USD soit 2,2 % du total des exports. Outre une seconde ligne de transmission entre l'Éthiopie et Djibouti, l'Éthiopie a signé en 2012 un PPA pour l'achat par le Kenya de 400 MW. Devant les retards pris par le chantier de construction de la ligne de transmission, le Kenya a entrepris de renégocier les termes du PPA afin de diminuer les quantités importées. **Les ventes d'électricité pourraient devenir l'un des principaux postes d'exportations du pays et représenter 600 M USD de recettes par an** d'après la BM.

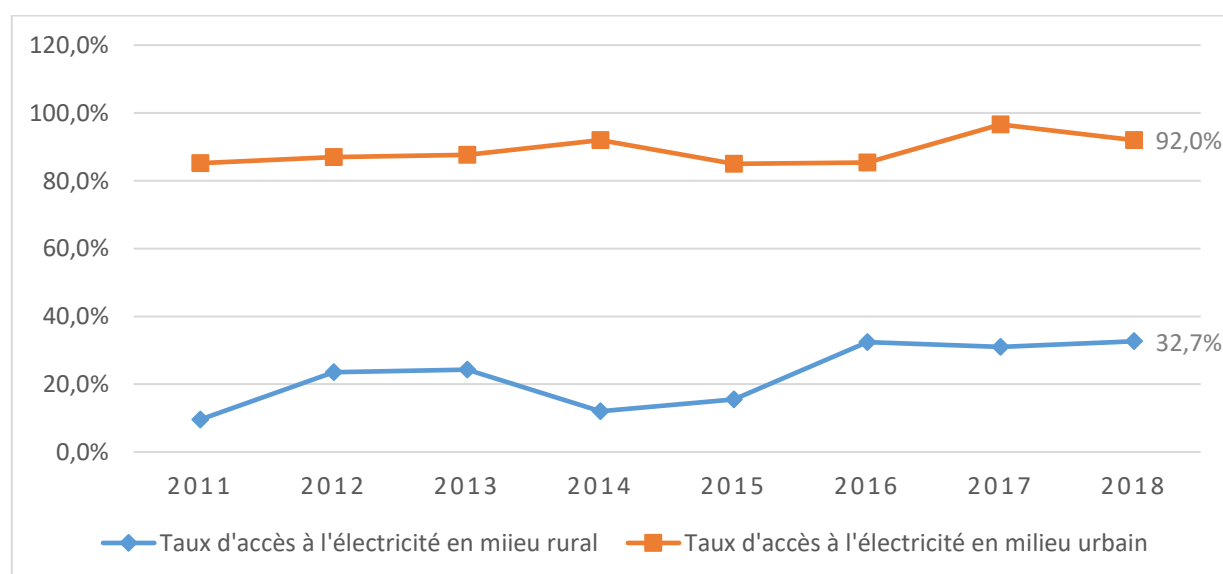
### Un système qui doit trouver son équilibre financier

**La dette totale du secteur électrique s'élevait à 15 % du PIB en 2018**, conséquence d'un recours passés aux obligations de court terme afin de financer des actifs de long terme et d'un tarif de vente de l'électricité, le plus bas d'Afrique Sub-saharienne pendant une décennie (à 0,02 USD/kWh). Ainsi, le gouvernement, appuyé par la BM, a mis en place un plan d'augmentation différenciée des tarifs sur la période 2018-2021 (allant de 0 % d'augmentation pour les plus petits consommateurs et jusqu'à +130 % pour les plus gros) de manière à atteindre un prix moyen du kWh de 0,07 USD. La première augmentation des tarifs a permis au secteur d'enregistrer une perte nette équivalente à 0,6 % du PIB en 2018/19, en recul de 0,4 point par rapport à l'année précédente. En raison de cette dette publique et des besoins très importants les PPP peuvent constituer un important canal de mobilisation des financements privés tout en améliorant l'efficacité du secteur.

### Structure de la production d'électricité en Éthiopie (Source : EPRA 2019)



### Évolution du taux d'électrification en Éthiopie (Source : Banque Mondiale)



## Corne de l'Afrique – Somalie

Par le SER de Nairobi

### Dépendance aux mini-réseaux privés alimentés au diesel pour une électricité parmi les plus chères au monde

*Sans réseau électrique centralisé et avec une importante population nomade, environ 65 % des Somaliens vivent sans aucune connexion électrique. La population disposant d'un accès minimum à l'électricité est desservie par des mini-réseaux privés alimentés au diesel, pour lesquels elle paie des tarifs parmi les plus élevés au monde. Dans ce contexte, l'énergie solaire hors réseau semble être bien placée pour relever les défis liés au manque d'infrastructures, à une population largement mobile et aux coûts élevés des services en place.*

Bien que la Somalie dispose d'un potentiel de ressources élevé en termes d'énergies renouvelables, le pays reste fortement dépendant aux énergies fossiles pour produire son électricité

Depuis la chute du gouvernement central de la Somalie en 1991, la production et la distribution d'électricité sont uniquement assurées par le secteur privé somalien. **En l'absence d'un réseau électrique, des mini-réseaux privés alimentés au diesel ont été mis en place, et fournissent la quasi-totalité de l'électricité en Somalie.** Toutefois, ces réseaux sont concentrés dans les zones urbaines, où 60,5 % de la population a accès à l'électricité, contre seulement 14,6 % en milieu rural. La population rurale a également largement recours à la biomasse (charbon de bois), avec un impact fort en termes de désertification, notamment dans le Sud du pays.

La capacité de production installée actuelle est d'environ 106 mégawatts (MW), dont 92 % provient d'énergie thermique fossile. Alors que la plupart des compagnies d'électricité s'appuient sur des générateurs diesel pour la production d'électricité, l'intérêt et les investissements se développent dans les systèmes hybrides qui utilisent les ressources d'énergie solaire et éolienne. Selon une étude de la Banque africaine de développement, **la Somalie possède le potentiel de ressources le plus élevé d'Afrique en matière d'énergie éolienne terrestre**<sup>10</sup> et pourrait produire entre 30 000 et 45 000 MW. Le potentiel en énergie solaire est également important avec un ensoleillement moyen de 2 000 kWh/m<sup>2</sup>/an.

**C'est dans ce contexte que la première centrale solaire à Mogadiscio a été mise en place en 2020** par Beco, premier fournisseur d'électricité en Somalie. D'une capacité initiale de 8 MW (objectif d'atteindre 100MW d'ici 2022), elle a déjà permis au fournisseur de réduire ses frais en combustible et de baisser son tarif électrique. Par ailleurs, l'UE entend retenir les énergies renouvelables comme secteur de concentration pour sa coopération avec la Somalie pour la période 2021-2027.

Le secteur de l'électricité devra relever de nombreux défis pour atteindre l'accès universel à l'électricité

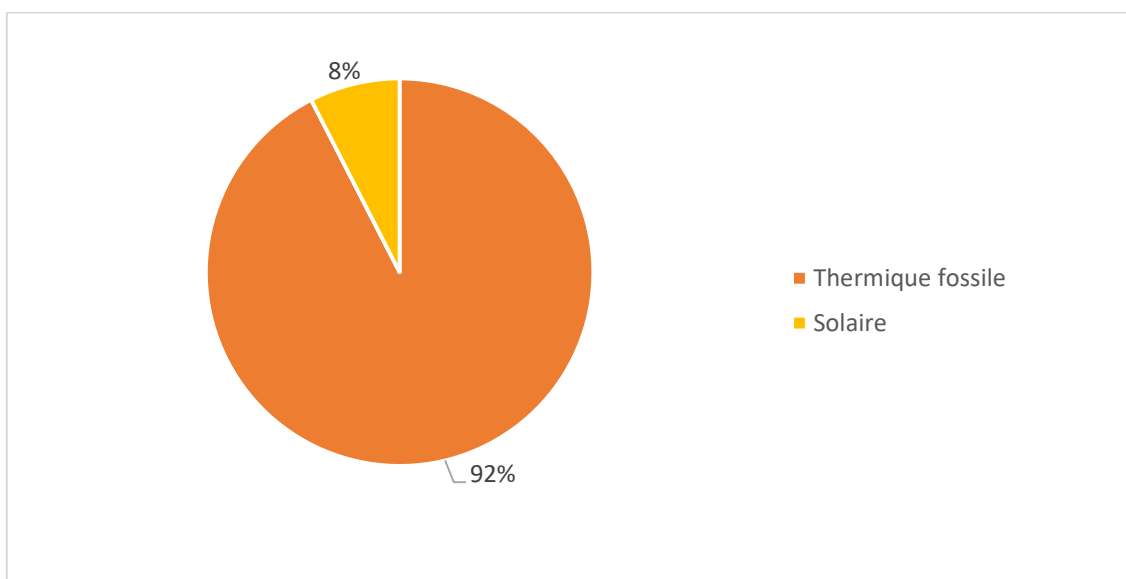
Le secteur de l'électricité en Somalie est confronté à des défis importants, notamment le manque de main-d'œuvre suffisamment formée, un environnement réglementaire faible, des coûts d'investissement élevés, la rareté des approvisionnements en matière de production d'énergie et des infrastructures médiocres (dont le développement est très coûteux en raison notamment de la situation sécuritaire).

Malgré les progrès réalisés récemment par le secteur privé pour accroître la production et la distribution d'électricité, la consommation annuelle d'électricité par habitant reste parmi les plus faibles d'Afrique<sup>11</sup> et **les petits ménages paient l'un des tarifs les plus élevés au monde, entre 0,5 et 1 USD/kWh**, contre 0,2 USD/kWh au Kenya et 0,02 USD/kWh en Éthiopie.

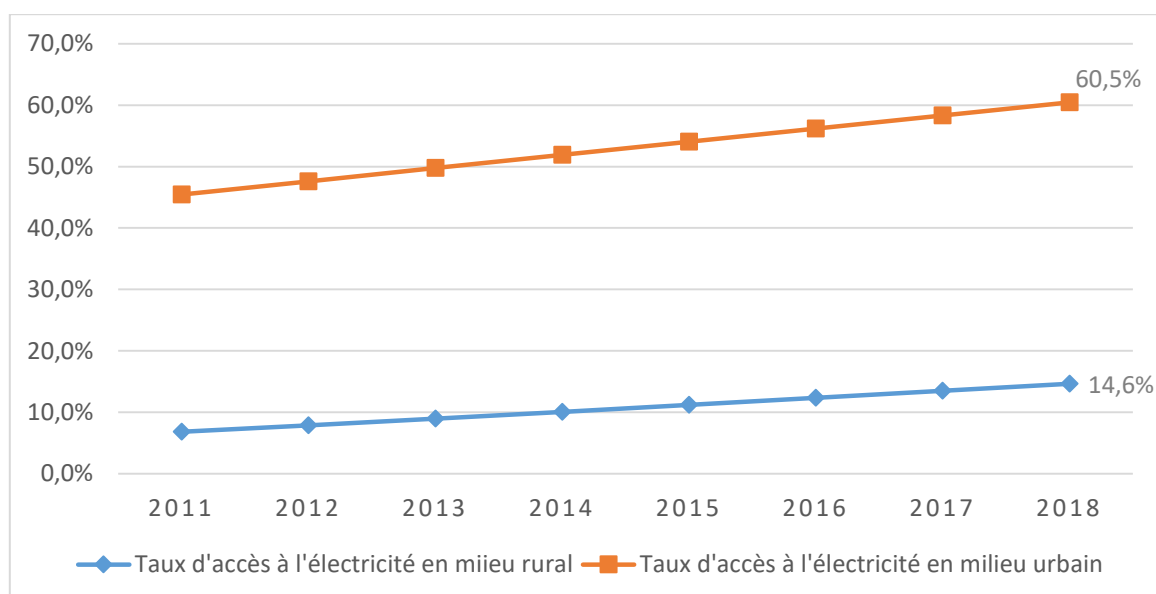
<sup>10</sup> Plus de 50 % du pays dispose de vitesses de vent supérieures à 6 m/s, selon RCREEE.

<sup>11</sup> En moyenne, 23 kWh/personne en Somalie, contre 222 kWh/personne au Kenya et 8 528 kWh/personne en France

### Structure de la production d'électricité en Somalie (Source : US Aid)



### Évolution du taux d'électrification en Somalie (Source : Banque Mondiale)





## Une situation du secteur électrique qui se détériore

*Avec une base installée stable de 3 GW mais produisant seulement 2,22 GW, le Soudan souffre actuellement d'un déficit électrique, surtout en été. Dès que le barrage du GERD sera opérationnel et sous réserve de la construction d'une ligne de 500 KVA avec son voisin éthiopien, le Soudan pourra progressivement faire face à ses besoins électriques sur les prochaines années, lui permettant d'augmenter son réseau national, qui ne couvre actuellement que 32 % de sa population.*

Une production électrique, d'origine principalement hydroélectrique, déficitaire

La capacité de production électrique installée (dont 57 % est d'origine hydroélectrique, le solde étant thermique) s'élève à 3200 MW. **Mais la capacité opérationnelle actuelle n'atteint que 2220 MW<sup>12</sup> couvrant 73,5 % du pic de consommation estimé à 3020 MW, d'où toute une série de délestages, notamment sur la région de Khartoum.** Plusieurs causes expliquent ce déficit de l'offre d'électricité face à la demande qui est surtout important entre la fin juin et début septembre et du, en grande partie, à la baisse de production hydroélectrique<sup>13</sup> mais aussi aux températures élevées, qui réduisent le taux d'efficacité des centrales thermiques, au manque de moyens financiers pour l'achat de diesel et de pièces de rechange et à l'impact de la Covid19. Cet impact est estimé à une perte de capacité de 476 MW, puisque cette pandémie a déclenché le départ des équipes étrangères chargées soit de la maintenance de certaines unités, soit de la construction de nouvelles unités.

En Janvier 2021, pour répondre aux besoins d'assainissement des finances publiques, le gouvernement a **décidé de significativement augmenté les prix de l'électricité payés par les consommateurs auparavant fortement subventionnés.** Ils atteignent désormais 0,12 USD/kWh un niveau proche de la moyenne de la zone.

Des projets ambitieux, notamment dans le domaine des énergies renouvelables et dans les importations en provenance du GERD éthiopien.

**Alors que seulement 32 % de la population a l'accès à l'électricité,** le ministère des mines et de l'énergie, dans son plan sur 15 ans, souhaite connecter l'ensemble de la population. Pour ce faire, il envisage à court et moyen terme l'augmentation d'une part de sa capacité installée d'environ 800 MW et d'autre part de ses importations d'électricité, notamment en provenance du barrage GERD éthiopien (3 000 MW) et dans une moindre mesure d'Egypte<sup>14</sup>(300 MW à terme).

**Parmi les projets d'augmentation de la capacité installée** figurent la construction des deux centrales thermiques de 356 MW à Garry 3 et de Port Soudan (2x175 MW) mais aussi de deux centrales solaires (5 MW à Alfachir et Aldaein) et d'un parc d'éoliennes expérimental de 1 MW à Dongola. Le ministère envisage également l'augmentation des capacités des barrages de Sinar et de Roseiris<sup>15</sup>. **Quant à l'importation de 3 000 MW d'Ethiopie, ils supposeront des investissements supérieurs à 500 M USD de la part des autorités soudanaises.** Les futurs projets dans le domaine des énergies renouvelables, estimés d'ici 2023

<sup>12</sup> dont 1906 MW produits localement, 236 MW fournis par l'Éthiopie et 78 MW par l'Égypte

<sup>13</sup> À partir du mois de juin et jusqu'à début septembre à peu près, la production hydroélectrique baisse considérablement à cause de la montée du niveau du Nil. Les ouvertures des barrages sont alors ouvertes pour laisser passer l'eau en excès, ce qui réduit la différence en hauteur entre les deux niveaux d'eau en amont et en aval. C'est la période idéale pour l'entretien et nettoyage des turbines.

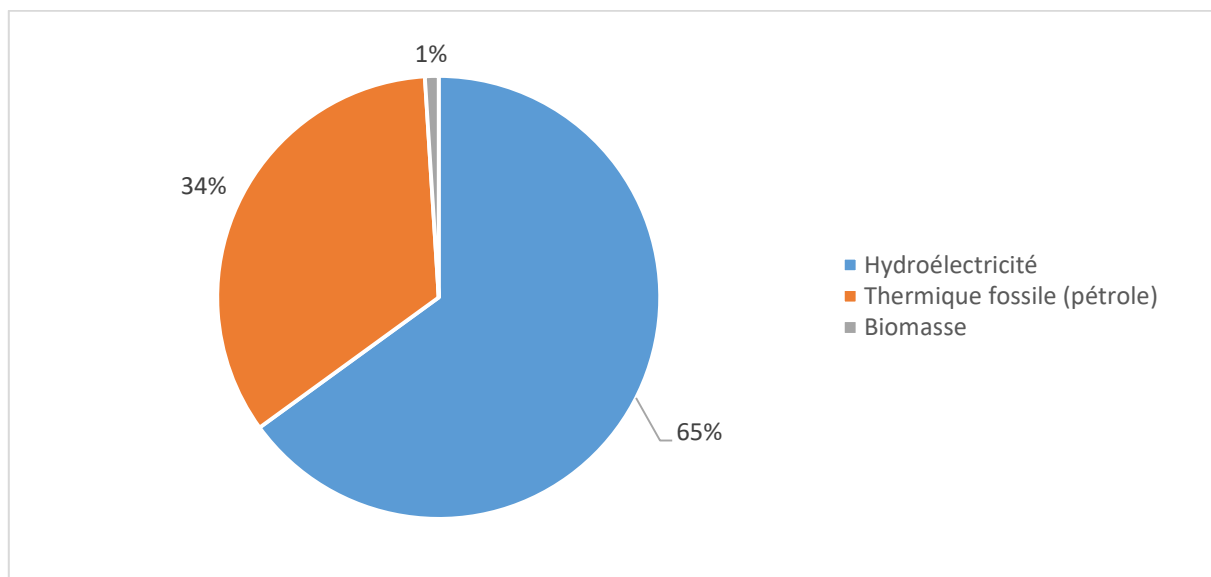
<sup>14</sup> Après les premiers tests réalisés mi-janvier 2020, le ministre de l'Énergie et des Mines du Soudan a annoncé l'inauguration prochaine de la première phase du projet d'interconnexion électrique entre les deux pays. Elle permettra l'acheminement vers le Soudan de 50 MW. À terme, ce montant devrait être porté à 300 MW. Le projet dont le coût s'élève à 56 MUSD, comprend la construction de 300 tours, toutes en territoire égyptien.

<sup>15</sup> pour les porter respectivement à 60 MW et 280 MW

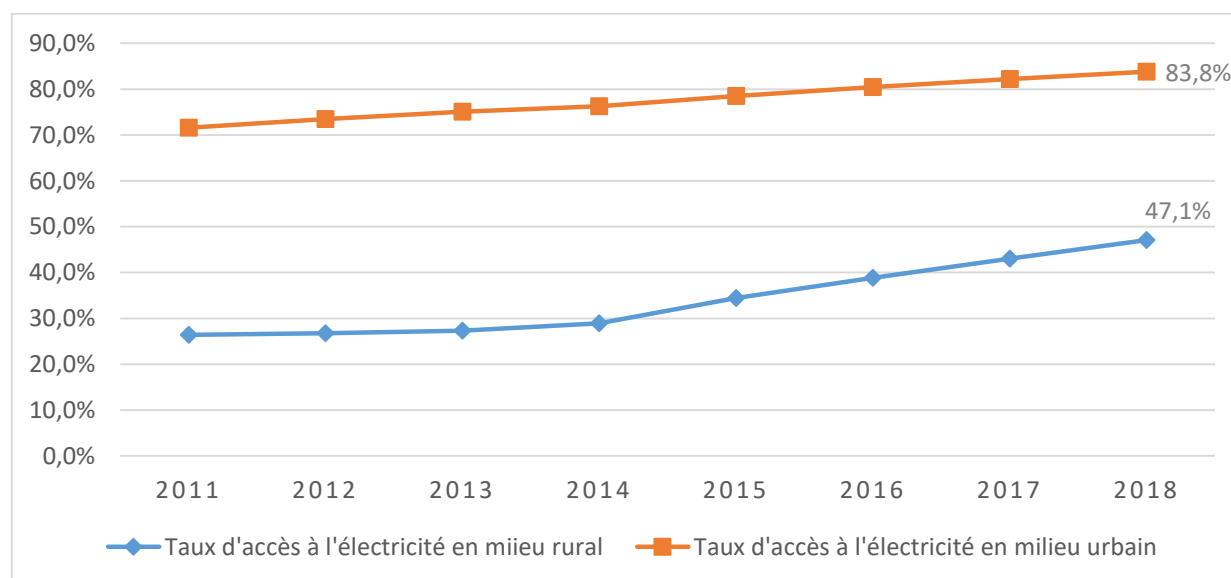
à 1235 MW, se situeraient principalement dans les États du Nord, de la Mer Rouge, du Kordofan et du Darfour :

Cependant, les experts s'interrogent sur la viabilité d'une grande partie de ces projets, aussi bien d'origine thermique que renouvelable, compte tenu de l'augmentation progressive des importations éthiopiennes, une fois le barrage du GERD et la ligne de haute tension opérationnels. Le tarif négocié (ou à négocier) entre les deux pays reste assez opaque, tout comme le tarif actuel des 236 MW importés.

### Structure de la production d'électricité en 2016 (Source AIE)



### Évolution du taux d'électrification au Soudan (Source : Banque Mondiale)



## Indicateurs régionaux : Corne de l'Afrique

Indicateurs Pays	Djibouti	Erythrée	Ethiopie	Soudan	Somalie
<i>Population (M hab.) ONU, 2020</i>	1,0	3,5	115,0	43,8	15,9
<i>Croissance démographique (%) ONU, 2015-2020</i>	1,6	1,2	2,6	2,4	2,8
<i>Doing Business (classement) 2020</i>	112	189	159	171	190
<i>Indice de corruption - Transparency international 2020</i>	142	160	94	174	180
<b>Macroéconomie</b>					
<i>PIB (Mds USD) FMI, 2020</i>	3,4	2,1	95,6	32,6	5,0
<i>PIB/hab (USD) FMI, 2020</i>	3 074	585	974	734	-
<i>Croissance du PIB réel (%) FMI, 2020</i>	-1,0	-0,6	1,9	-8,4	-1,5
<i>Taux d'inflation moyen annuel (%) FMI, 2020</i>	2,9	4,7	20,2	141,6	0,0
<b>Finances Publiques</b>					
<i>Solde budgétaire, dons compris (%PIB) FMI, 2020</i>	-1,5	-5,2	-3,5	-6,8	-
<i>Dette publique (%PIB) FMI, 2020</i>	40,6	185,8	56,1	259,4	-
<i>Dette publique extérieure (%PIB) FMI, 2020</i>	-	53,3	29,2	-	-
<b>Echanges</b>					
<i>Balance des biens (%PIB) CNUCED, 2019</i>	-10,6	-19,1	-12,9	-16,9	-15,5
<i>Exportation française vers (MEUR)*</i>	72,4	3,1	700,6	76,6	8,8
<i>Importation française depuis (MEUR)*</i>	1,5	0,1	39,1	47,1	5,6
<i>Balance courante (%PIB) FMI, 2020</i>	-3,2	10,1	-4,5	-12,7	-12,8
<i>Transferts de la diaspora (%PIB) FMI, 2019</i>	1,9	-	0,6	1,4	-
<i>Réserves de change (mois d'import) FMI, 2019</i>	0,0	2,2	2,1	0,0	0,0
<b>Développement</b>					
<i>IDH, BM, 2020</i>	0,52	0,46	0,4ç	0,51	-
<i>Espérance de vie à la naissance (2015-2020) ONU</i>	66,5	65,7	66,0	64,9	56,9
<i>Taux de pauvreté (&lt;1,90 USD/jours, %) BM</i>	17,1	-	30,8	12,7	-
<i>Emissions de CO2 par habitant (tonnes) BM 2014</i>	0,8	-	0,1	0,3	0,0
<b>Notation Dette Souveraine</b>					
S&P	-	-	B	-	-
Moody's	-	-	B2	-	-
Fitch	-	-	B	-	-
<b>Politique Monétaire</b>					
<i>Taux directeur **</i>	-	-	13,0	-	-

## Océan Indien – Comores

Par le SE de Tananarive

### L'accès à l'électricité comme enjeu de développement

*L'accès à l'électricité aux Comores varie entre les différentes îles de l'archipel : 65% pour Grande Comore, 50% pour Anjouan et 20% pour Mohéli pour une moyenne de 56 %. La consommation énergétique par habitant est faible à environ 50 kWh/hab/an. Le secteur de l'énergie comorien fait face à un manque d'infrastructures et de moyens. La production électrique est majoritairement assurée par des centrales thermiques fonctionnant au diesel. Il existe cependant plusieurs projets d'énergie renouvelables, portés notamment par des investisseurs français.*

#### [Le secteur énergétique comorien présente de fortes marges d'amélioration](#)

**Les capacités de production électrique du pays atteignent au total 31,5 MW, dont 19,4 à Grande Comore, 7,4 MW à Anjouan et 4,7 MW à Mohéli.** Elle est assurée par de petites centrales thermiques au diesel, la plupart ayant atteint une durée de fonctionnement avancée et présentant parfois des déficits d'entretien, entraînant des pannes fréquentes sur le réseau.

**Une grande partie de la demande en électricité reste à satisfaire :** en 2016, la capitale avait accès à l'électricité en moyenne de 12 à 20h par jour, et le reste de l'île de Grande Comore seulement 6h en moyenne. Certaines localités de l'île n'ont accès à l'électricité que quelques heures par semaine.

**En 2018, un décret a réformé le secteur de l'énergie, en créant la SONELEC** (Société Nationale de l'Électricité des Comores) qui fusionne les deux sociétés en charge du secteur de l'électricité : MAMWE (Gestion de l'eau et de l'électricité aux Comores) pour les îles de Grande Comore et de Mohéli, EDA (*Electricity of Anjouan*) pour Anjouan. Pour l'instant, cette fusion n'est pas encore réalisée dans les faits. Le décret organise aussi la séparation avec la gestion de l'eau en créant la SONEDE.

**Le prix de l'électricité est environ de 25 c€/KWh, l'un des plus élevés en Afrique.** Il s'appuie pourtant sur des subventions de l'État, estimées à 6,5 M USD par an, soit 8 % de l'ensemble des recettes fiscales du pays. En 2016, le coût de production de l'électricité était estimé à 50 c€/KWh. En 2018, le projet *Energy Sector Recovery Program* (ESRP) de la Banque mondiale a permis à la Sonelec d'améliorer ses performances : le taux d'électricité facturé est passé de 55 % à 65 % et la collecte du paiement de l'électricité facturée est passée de 55 % à 81 %.

#### [Différents projets sont en cours de réalisation pour développer les énergies renouvelables](#)

Plusieurs projets de soutien au secteur de l'énergie menés par la Banque Mondiale et la Banque Africaine de Développement soulignent le fort potentiel solaire de l'île, alors que le potentiel hydroélectrique et éolien est inexistant.

**La société Canadienne Tugliq s'est associée à la société comorienne Ecotec pour la mise en œuvre d'un grand projet solaire aux Comores constitué de plusieurs centrales.** Le projet était dimensionné pour fournir une capacité totale de 10 MW : deux centrales solaires de 2,75 MW seront installées à la grande Comores, et deux autres de 2,5 et 2 MW à Anjouan ; avec pour chaque centrale, un équipement en batteries pour pallier l'intermittence de l'énergie solaire. Ce projet reste toujours dans l'attente d'une concrétisation.

**Un projet de centrale thermique au fuel lourd de 18 MW, financé par un prêt de l'Exim Bank of India pour un montant de 41 MUSD** a vu le jour et est en construction depuis 2018. Néanmoins, le projet progresse peu étant remis en question par la partie comorienne en raison des risques de pollution et des graves conséquences sur la santé publique.

#### [Les entreprises françaises sont présentes, notamment sur le solaire](#)

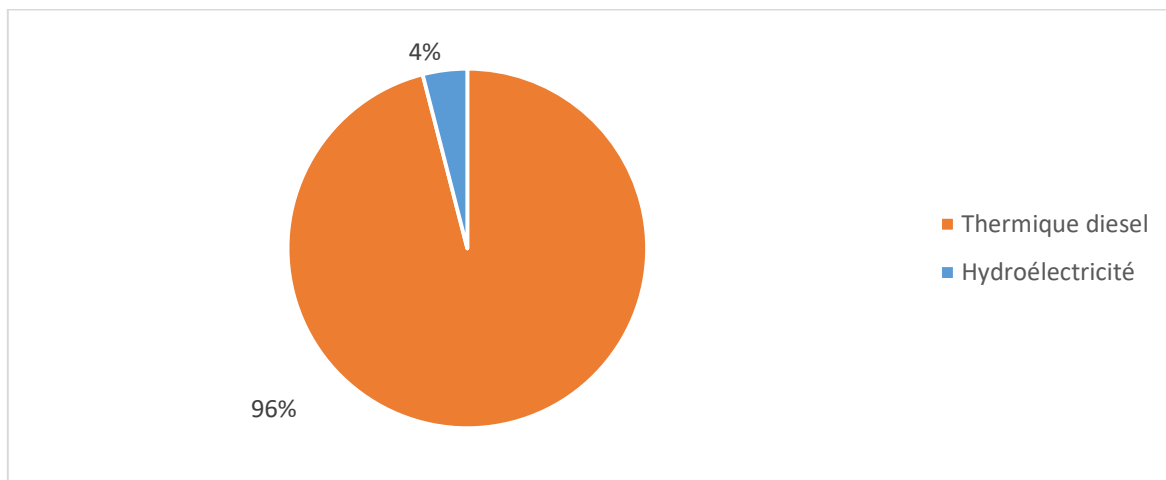
**Une première tranche (500 MW) de la centrale solaire hybride de 4 MW développée par Comores Énergies Nouvelles a été inaugurée fin 2020 sur l'île d'Anjouan.** Comores Énergies Nouvelles est une

joint-venture entre Engie Electro Power Systems (49% des parts, filiale du groupe Engie) et le groupe turc Vigor (51%).

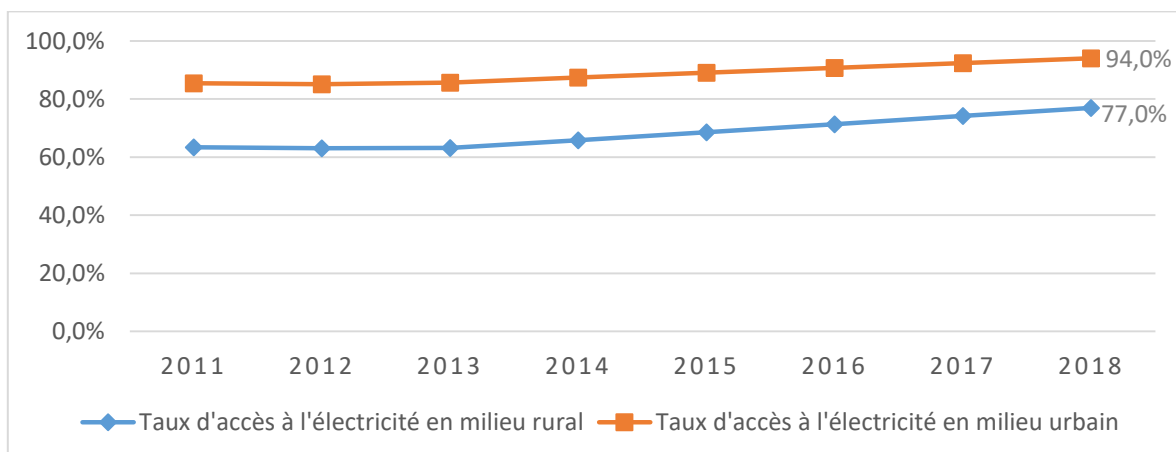
**La société française InnoVent a inauguré fin 2020 les premiers essais la première tranche de la centrale solaire photovoltaïque de Fombouni, située à Grande Comore** (panneaux installés sur des trackers suivant le mouvement du soleil). La société a injecté dans le réseau 500 kW sur une puissance totale prévue de 3 MW.. La centrale solaire de Fombouni, qui devrait atteindre sa pleine capacité fin mars 2021, est équipée de puissantes batteries Tesla lui permettant d'alimenter le réseau de nuit ou en cas de défaillance. Cette centrale pourrait être la première d'une longue série car de nouveaux projets sont actuellement à l'étude. Le gouvernement comorien envisage en effet de confier à l'entreprise française la construction et la mise en service de quatre centrales solaires supplémentaires. D'ici mi-2022, la Grande Comore serait ainsi alimentée en grande partie par de l'énergie propre, soit 15 MW (5x3MW) susceptibles de combler les besoins énergétiques de l'île. Un accord de principe pour la construction d'une deuxième centrale située au nord de l'île, à Mitsamiouli, vient d'être signé avec la Sonelec et les travaux pourraient débuter dans les prochaines semaines. Spécialisée dans le développement de parcs éoliens et solaires en Afrique, InnoVent avait signé un contrat de vente d'électricité avec la Sonelec début 2019 pour un investissement global de 3,4 M EUR.

**Le fournisseur français Hydro Power Plant (HPP) s'est associé avec le développeur belge IMM pour un projet de réhabilitation de trois centrales hydroélectriques aux Comores.** Le projet, financé par la Banque Africaine de Développement et la Banque Mondiale, s'inscrit dans le cadre du PASEC (Projet d'Appui au Secteur de l'Energie aux Comores, de 24 M€ au total). Ce projet reste dans l'attente d'une concrétisation.

#### Structure de la production d'électricité aux Comores en 2018 (Source : Figures)



#### Évolution du taux d'électrification aux Comores (Source : Banque Mondiale)



## Océan Indien – Madagascar

Par le SE de Tananarive

### Madagascar : vers un mix majoritairement renouvelable

*Madagascar a l'une des consommations d'énergie par habitant parmi les plus faibles au monde et un taux accès à l'électricité ne dépassant pas les 15 % de la population. Le secteur électrique fait face à plusieurs problématiques : production, transport, distribution... De nombreux projets financés par des bailleurs internationaux sont en cours pour améliorer les performances du secteur et répondre aux défis posés. Les entreprises françaises sont bien positionnées sur le secteur de l'énergie renouvelable.*

[Un mix électrique assuré par le thermique fossile et l'hydroélectricité](#)

**La capacité totale installée du secteur électrique est d'environ 750 MW. La production électrique est assurée à 48 % par l'hydroélectricité, puis à 37 % par le fuel.** Les centrales thermiques (fioul et gasoil) représentent néanmoins 77 % des capacités installées. Les centrales hydroélectriques sont utilisées en priorité, en raison de leur coût de production plus faible que les centrales thermiques.

**Le potentiel en énergie renouvelable est loin d'avoir atteint son potentiel.** La puissance installée pour l'hydroélectricité atteint 200 MW pour un potentiel estimé à 7800 MW. Avec 2800 heures d'ensoleillement par an et une irradiation solaire annuelle de 2200 kWh/m<sup>2</sup>, il existe un fort potentiel solaire sur le territoire, qui est aujourd'hui marginalement exploité (25 MW).

**La Jirama, compagnie nationale d'électricité et d'eau de Madagascar, est en charge d'une partie de la production de l'électricité, de l'intégralité du transport et de la distribution** de l'électricité sur les grands réseaux interconnectés. L'Agence d'Électrification Rurale (ADER) est en charge du développement des projets *off-grid* ou en *mini-grid* dans les zones rurales. La part de la production électrique réalisée par les producteurs privés est augmentation constate et atteint à ce jour environ un tiers de la production électrique nationale. Trois réseaux interconnectés (RI) desservent 86 % des consommateurs : le RI d'Antananarivo, le RI de Tamatave, le RI de Fianarantsoa. Des réseaux locaux existent pour alimenter les autres centres urbains du pays (Tuléar, Majunga, Fort-Dauphin...).

**La distribution, assurée par la JIRAMA, fait face à différentes problématiques, notamment dues à la vétusté et sous-dimensionnement du réseau.** Les consommateurs raccordés aux grands réseaux subissent en moyenne 6 à 7 coupures de 1h30 par mois. **Différents tarifs existent selon la zone géographique des consommateurs, pour une moyenne de 0,15 €/KWh.** Cependant, le coût de production et d'acheminement de la JIRAMA se situe entre 0,25 et 0,30 €/KWh, rendant nécessaires les subventions du tarif par l'Etat. Par ailleurs, 37 % de l'énergie produite n'est pas facturée, d'une part en raison de pertes sur le réseau, des vols d'électricité ou encore des problématiques de gestion et de management présentes au sein de la JIRAMA.

**Par conséquent, la JIRAMA affiche une volonté de restructuration pour faire face à sa situation financière problématique** (elle a enregistré un déficit de 60 M€ en 2019).

[De nombreux projets d'augmentation des capacités énergétiques existent](#)

**Au moins une quarantaine de projets privés sont à l'étude ou en construction en ce qui concerne la génération.** L'envergure des projets varie, avec des grands projets hydroélectriques (Sahofika : 205 MW, Antetazambato : 142 MW, Volobe : 120 MW), mais aussi de plus petits projets solaires et hydroélectriques, dans le cadre de l'électrification rurale. Si les petits projets se développent rapidement, les négociations relatives aux centrales hydrauliques se poursuivent. Les développeurs sont majoritairement malgaches, français, américains, italiens .... Ces projets représentent une opportunité pour stabiliser, développer l'accès à l'électricité et améliorer la situation financière de la JIRAMA. En effet, leurs coûts de production sont bien inférieurs à ceux des centrales thermiques actuellement présentes sur le territoire.



**Le Projet de Renforcement et d'Interconnexion des Réseaux de Transport d'Énergie Électrique à Madagascar (PRIRTEM)** est notamment cofinancé par la BAfD, la BEI, KOEXIM et le gouvernement Malgache, pour un montant de 200 M€. Il vise à relier le RI d'Antananarivo à celui de Tamatave, ainsi que d'autres raccordements entre des réseaux pour l'instant indépendants. La seconde phase du PRIRTEM prévoit de relier Tananarive et Antsirabe.

**Le projet PAGOSE (Projet d'Amélioration de la Gouvernance et des Opérations dans le Secteur de l'Énergie)** est financé par un prêt de la Banque Mondiale à hauteur de 105 M USD. L'objectif est d'améliorer les performances de la JIRAMA, ainsi que la qualité du service de distribution. Il vise également à normaliser les tarifs à travers le pays, ainsi qu'à moderniser les équipements.

[Les entreprises françaises sont très bien positionnées sur le secteur de l'énergie renouvelable](#)

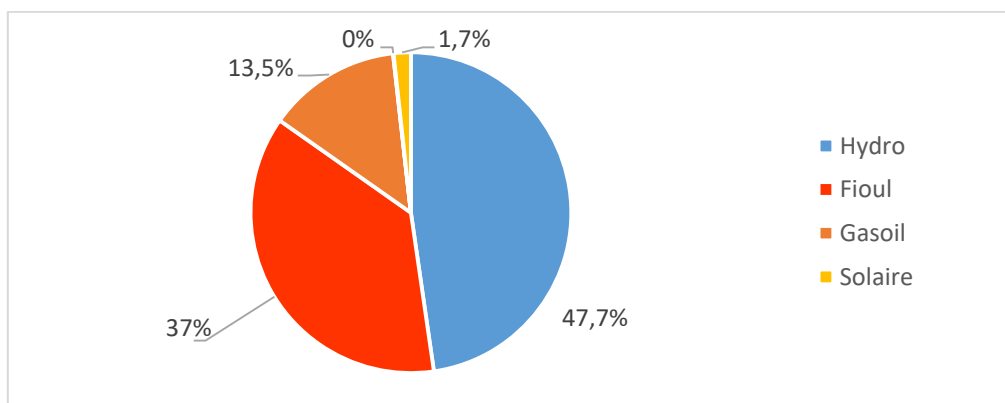
**Eiffage fait partie du consortium Nouvelle Énergie Hydroélectrique de l'Onive (NEHO**, regroupant également Eranove, Themis et HIER), qui développe le projet de construction du barrage hydroélectrique de Sahofika (205 MW), pour un investissement dépassant 1 Md€. Les études de faisabilité ont été réalisées et le permis environnemental obtenu en juin 2020. Les négociations portent actuellement sur le contrat de concession et d'achat d'électricité.

**Colas est membre du consortium Compagnie Générale d'Hydroélectricité de Volobe (CGHV) porteur du projet de barrage hydroélectrique Volobe II d'une puissance 120 MW.** Le projet, dont le coût est estimé à 420 M€, devrait être financé par la Banque mondiale, Norfund et Africa 50, et prend en compte le raccordement de la centrale au RI d'Antananarivo et de Tamatave. Les négociations sont actuellement en cours entre l'État et le consortium.

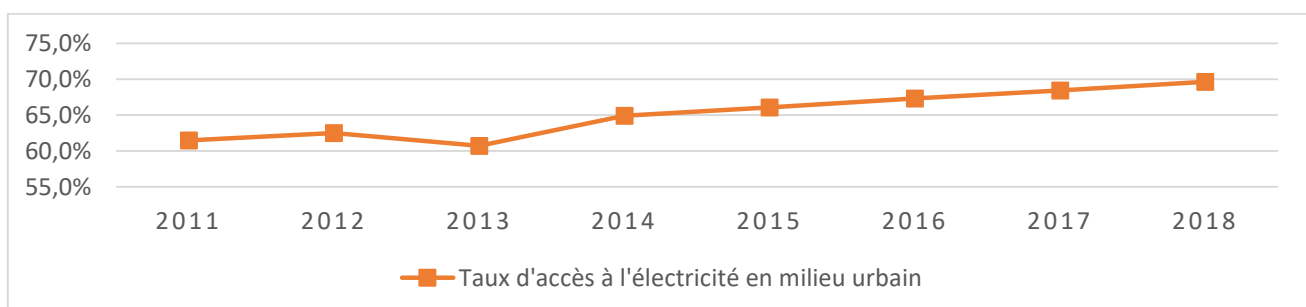
**Green Yellow (filiale du groupe Casino) est présent à Madagascar**, en joint-venture avec le groupe Axian, via sa centrale solaire d'Ambatolampy de 20 MW. Un projet d'extension de la centrale est prévu pour atteindre 40 MW (coût total de 16,5 M€).

**Sagemcom développe un projet d'électrification de vingt villages en mini-hydraulique**, en JV avec Axian, projet qui fait suite à une étude financée par le Fasep.

**Structure de la production d'électricité**



**Évolution du taux d'électrification en milieu urbain à Madagascar (Source : Banque Mondiale)**



## Océan Indien – Maurice

Par le SE de Tananarive

### Un secteur électrique efficace, mais dépendant du thermique

*Maurice assure un accès à l'électricité à 97,5% de sa population. En 2018, la consommation d'électricité était de 3,1 TWh soit 1,9 MWh/hab/an. Afin d'assurer l'approvisionnement national en électricité, le pays se repose majoritairement sur les énergies fossiles, notamment le charbon et le fuel. Les énergies renouvelables ont cependant une place non négligeable dans le mix électrique, notamment grâce à l'utilisation de la biomasse de l'industrie sucrière. Le gouvernement vise 35% de production électrique d'origine renouvelable en 2025, en développant les projets solaires et éoliens, le potentiel de la biomasse et de l'hydroélectricité étant saturé.*

[Le secteur électrique Mauricien est dominé par le charbon et le fuel](#)

**La consommation électrique de l'île n'a cessé de croître au cours des dernières années, doublant entre 2000 et 2018. La capacité installée atteint en 2020 830 MW.**

Les centrales thermiques représentent la majeure partie des capacités du pays, avec environ 700 MW installés. Elles fonctionnent majoritairement au charbon et au fuel, et dans une moindre mesure à la biomasse. Le principal fournisseur en charbon de l'île Maurice est l'Afrique du Sud, devant la Chine, le Mozambique et l'Inde.

**La première source d'électricité renouvelable est la biomasse (140 MW).** Le principal combustible utilisé est la bagasse (11% de la production totale d'électricité) : il s'agit d'un co-produit de l'industrie sucrière, le reste de la canne à sucre une fois le suc retiré. Les centrales thermiques à charbon sont équipées pour utiliser la bagasse comme combustible. La biomasse comprend aussi le gaz généré par les centres de traitement des déchets, récupérés puis brûlés pour produire de l'électricité, qui représentent environ 4% de la production électrique totale.

**Les autres énergies renouvelables restent marginales :** l'hydroélectricité (4% de la production) avec environ 60 MW de capacité, le solaire photovoltaïque (2% de la production) avec environ 42 MW et l'éolien (0,2%) avec 9 MW. Si le potentiel de biomasse et hydroélectrique est à saturation, les énergies solaires et éoliennes présentent un plus grand potentiel de développement.

**La production d'électricité est assurée à 45% par la compagnie nationale d'électricité *Central Electricity Board (CEB)*,** détenue par l'Etat. Depuis 2007, la majeure partie de la production électrique est assurée par le secteur privé (*Independent Power Producers*) qui représentent actuellement 55% de la production électrique.

CEB est également chargée du transport et de la distribution de l'électricité. Les tarifs de l'électricité à Maurice avoisinent les 22 c€/KWh.

[Le gouvernement souhaite verdir le mix énergétique](#)

**Les objectifs du gouvernement sont d'atteindre une part de 35% d'énergies renouvelables dans le mix électrique à l'horizon 2025, contre 20% actuellement.** En juin 2019, le Premier ministre a annoncé différentes mesures concernant le secteur énergétique, notamment la mise en place d'un plan pour le développement des énergies renouvelables.

**Plusieurs appels d'offre et projets ont été lancés.** Par exemple, le *Home Solar Project*, financé à hauteur de 10 M USD par l'IRENA (Agence internationale des énergies renouvelables) et l'*Abu Dhabi Fund For Development*, vise à implanter un total de 10 000 panneaux photovoltaïques en toiture. Des projets d'installation de stockage d'électricité par batteries ont aussi vu le jour : 2 MW sont installés et 14 MW supplémentaires sont prévus pour les prochaines années. L'entreprise australienne Carnegie Wave Energy s'est également positionnée sur une étude du potentiel de l'énergie marémotrice de l'île.

[Les entreprises françaises sont présentes dans les énergies renouvelables](#)

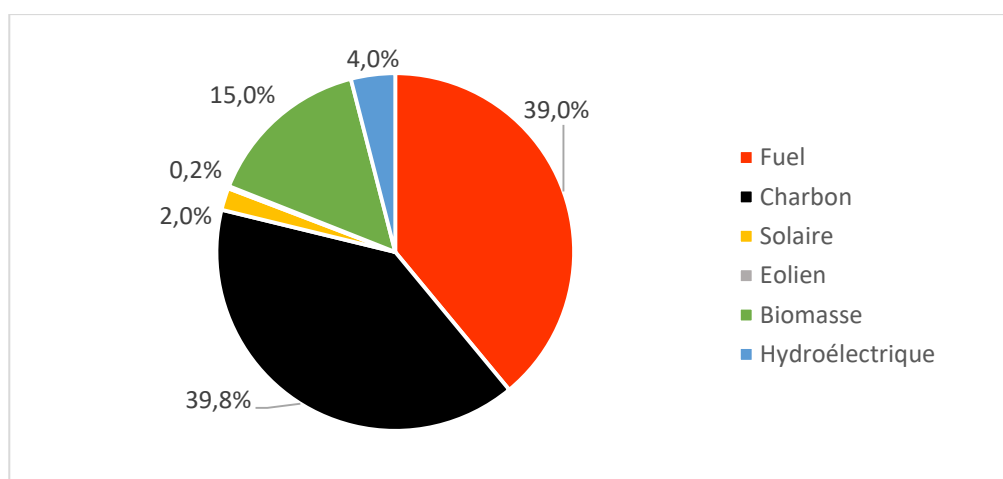
**La société Albioma est présente à Maurice depuis les années 2000.** Elle a participé, avec les partenaires locaux Terra et Omnicane à la construction de trois centrales thermiques (Terragen, Saint Aubin, La Baraque, qui fonctionnent au charbon et à la bagasse) et en gère aujourd'hui l'exploitation.

**En 2016 la joint venture entre l'entreprise française Quadran** et la société mauricienne Sugar Investment trust a inauguré le premier parc éolien de l'île, d'une capacité de 9 MW.

**Akuo a également développé une centrale solaire photovoltaïque** de 17,5 MW en partenariat avec le groupe mauricien Medine Limited.

**La société Green Yellow, filiale de groupe Casino, a inauguré en février 2019 une centrale solaire de 16 MW** en partenariat avec le groupe mauricien Joonas & Co.

#### Structure de la production d'électricité à Maurice en 2018 (Source :AIE)



## Océan Indien – Seychelles

Par le SE de Tananarive

### Seychelles : en quête de diversification

*Les Seychelles assurent l'accès à l'électricité à la totalité de sa population. La puissance totale installée avoisine les 100 MW. Sa production électrique, assurée par la société parapublique Public Utilities Corporation (PUC) repose à 97% sur le fuel lourd, ce qui rend le pays très dépendant aux variations du prix du pétrole. Mais le pays compte diversifier son mix électrique, notamment avec des projets d'énergie renouvelable ou de gaz naturel.*

[Le mix électrique des Seychelles repose dans sa quasi-totalité sur des centrales thermiques au fuel lourd](#)

**La production électrique est assurée à 97% par quatre centrales thermiques au fuel lourd.** Les énergies renouvelables ne représentent qu'une petite fraction du mix électrique, via une centrale éolienne de 6 MW ainsi qu'une centrale solaire de 3,5 MW.

**Le secteur de la production électrique reste ainsi dépendant des importations de fuel lourd.** Le coût des carburants représente plus de 90% des coûts de production de l'électricité aux Seychelles. Le secteur est donc extrêmement vulnérable à la variation des prix du pétrole, d'autant que la production ne repose que sur un seul type de carburant.

**Le premier parc éolien de l'archipel situé dans la baie de Victoria, d'une capacité totale de 6 MW a été inauguré en 2013,** réalisé par la société émirati Masdar, sur un financement de l'Abu Dhabi Fund for Development.

**La production, la transmission et la distribution sont assurées par la société para-publique Public Utilities Corporation (PUC),** qui possède les grandes centrales thermiques du pays. De petites centrales thermiques détenues par des IPP assurent l'approvisionnement des îles peu peuplées de l'archipel.

**Le réseau de transport électrique est composé de deux systèmes,** un de 77 MW sur l'île de Mahé, et un de 16 MW couvrant l'île de Praslin et de la Digue.

**Les tarifs de l'électricité sont élevés : le kWh est entre 35 et 40 centimes de dollars.** Différents facteurs expliquent ces prix : marché isolé et de petite taille, donc peu d'économie d'échelle pour les centres de production ; prix du fuel et coût d'acheminement élevé.

[Différents projets renouvelables et utilisant le gaz naturel voient le jour](#)

**Un projet de parc solaire de 5MW sur l'île de Romainville a été signé en août 2018 avec la société égyptienne Complete Energy Solution,** financé par un prêt de 11,2 M USD de l'IRENA et de l'Abu Dhabi Fund for Development. Le projet comprend aussi l'installation de batteries de 2,5MWh afin de stabiliser le réseau.

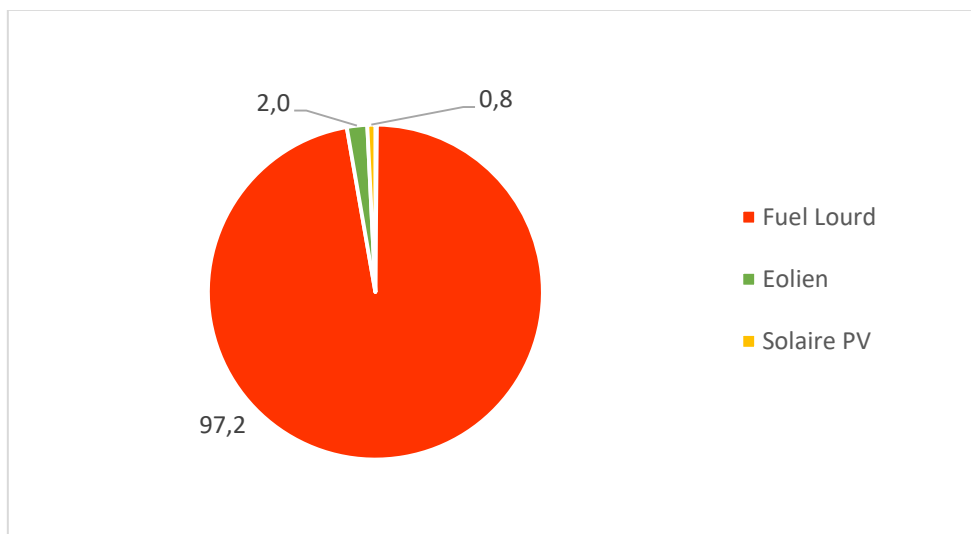
**En 2018, le gouvernement seychellois s'est déclaré intéressé par l'opportunité de construire, au nom de la PUC, une centrale thermique fonctionnant au gaz naturel,** pour un projet qui est pour l'instant estimé à 216 M USD. Il envisage de solliciter la Société Financière Internationale (SFI) pour financer une étude de faisabilité. Cette annonce a été faite dans le cadre de la découverte d'importants gisements de gaz naturel dans la partie nord du Mozambique.

[Les entreprises françaises sont encore peu présentes.](#)

**En janvier 2020, la société française Quadran a remporté l'appel d'offres pour la construction d'une centrale photovoltaïque flottante de 4 MW.** La centrale sera localisée dans la lagune Providence, à proximité de l'île de Mahé.

**Les sociétés Eiffage et Atoll Energy** réalisent un FASEP visant à la construction d'un démonstrateur de récupération de chaleur fatale et de valorisation thermique pour la production de froid.

**Structure de la production d'électricité aux Seychelles en 2018 (Source : Seychelles in Figures)**



## Indicateurs régionaux : Océan Indien

Indicateurs Pays	Comores	Madagascar	Maurice	Seychelles
<i>Population (M hab.) ONU, 2020</i>	0,9	27,7	1,3	0,1
<i>Croissance démographique (%) ONU, 2015-2020</i>	2,2	2,7	0,2	0,7
<i>Doing Business (classement) 2020</i>	160	161	13	100
<i>Indice de corruption - Transparency international 2020</i>	160	149	52	27
<b>Macroéconomie</b>				
<i>PIB (Mds USD) FMI, 2020</i>	1,2	14,2	11,3	1,2
<i>PIB/hab (USD) FMI, 2020</i>	1 336	515	8 950	12 323
<i>Croissance du PIB réel (%) FMI, 2020</i>	-1,8	-3,2	-14,2	-13,8
<i>Taux d'inflation moyen annuel (%) FMI, 2020</i>	3,0	4,3	2,6	3,9
<b>Finances Publiques</b>				
<i>Solde budgétaire, dons compris (%PIB) FMI, 2020</i>	-3,9	-5,5	-11,7	-15,5
<i>Dette publique (%PIB) FMI, 2020</i>	30,4	45,0	85,7	88,6
<i>Dette publique extérieure (%PIB) FMI, 2020</i>	29,8	31,7	18,3	45,1
<b>Echanges</b>				
<i>Balance des biens (%PIB) CNUCED, 2019</i>	-14,8	-10,2	-23,5	-39,5
<i>Exportation française vers (MEUR)*</i>	35,6	378,0	554,8	56,2
<i>Importation française depuis (MEUR)*</i>	13,8	562,7	261,2	102,4
<i>Balance courante (%PIB) FMI, 2020</i>	-2,1	-4,2	-13,3	-28,3
<i>Transferts de la diaspora (%PIB) FMI, 2019</i>	11,5	3,5	1,2	1,4
<i>Réserves de change (mois d'import) FMI, 2019</i>	5,9	3,5	7,9	2,0
<b>Développement</b>				
<i>IDH, BM, 2020</i>	0,55	0,53	0,80	0,80
<i>Espérance de vie à la naissance (2015-2020) ONU</i>	64,0	66,5	74,8	73,3
<i>Taux de pauvreté (&lt;1,90 USD/jours, %) BM</i>	17,6	77,6	0,2	1,1
<i>Emissions de CO2 par habitant (tonnes) BM 2014</i>	0,20	0,13	3,35	5,42
<b>Notation Dette Souveraine</b>				
S&P	-	-	-	-
Moody's	-	-	Baa1	-
Fitch	-	-	-	B
<b>Politique Monétaire</b>				
<i>Taux directeur **</i>	1,04	-	1,85	4,94

## Contacts

### SER de Nairobi

**Kenya, Somalie, Burundi**

**Page pays :** [Kenya](#)

**Twitter :** [DG Trésor Kenya](#)

**Contact :** Jérôme BACONIN [jerome.baconin@dgtresor.gouv.fr](mailto:jerome.baconin@dgtresor.gouv.fr)



### SE de Tananarive

**Madagascar, Comores, Maurice, Seychelles**

**Page pays :** [Madagascar / Comores](#)

**Twitter :** [DG Trésor Madagascar](#)

**Contact :** Frédéric CHOBLET [frederic.choblet@dgtresor.gouv.fr](mailto:frederic.choblet@dgtresor.gouv.fr)



### SE d'Addis Abeba

**Ethiopie, Erythrée, Djibouti**

**Page pays :** [Ethiopie](#)

**Contact :** Anne-Brigitte MASSON [anne-brigitte.masson@dgtresor.gouv.fr](mailto:anne-brigitte.masson@dgtresor.gouv.fr)



### SE de Kampala

**Ouganda, Soudan du Sud**

**Page pays :** [Ouganda](#)

**Contact :** Suzanne KOUKOUÏ PRADA [suzanne.koukouiprada@dgtresor.gouv.fr](mailto:suzanne.koukouiprada@dgtresor.gouv.fr)



### SE de Dar Es Salam

**Tanzanie**

**Page pays :** [Tanzanie](#)

**Contact :** Philippe GALLI [philippe.galli@dgtresor.gouv.fr](mailto:philippe.galli@dgtresor.gouv.fr)



### SE de Khartoum

**Soudan**

**Page pays :** [Soudan](#)

**Contact :** Rafael SANTOS [rafael.santos@dgtresor.gouv.fr](mailto:rafael.santos@dgtresor.gouv.fr)



### Ambassade de France au Rwanda

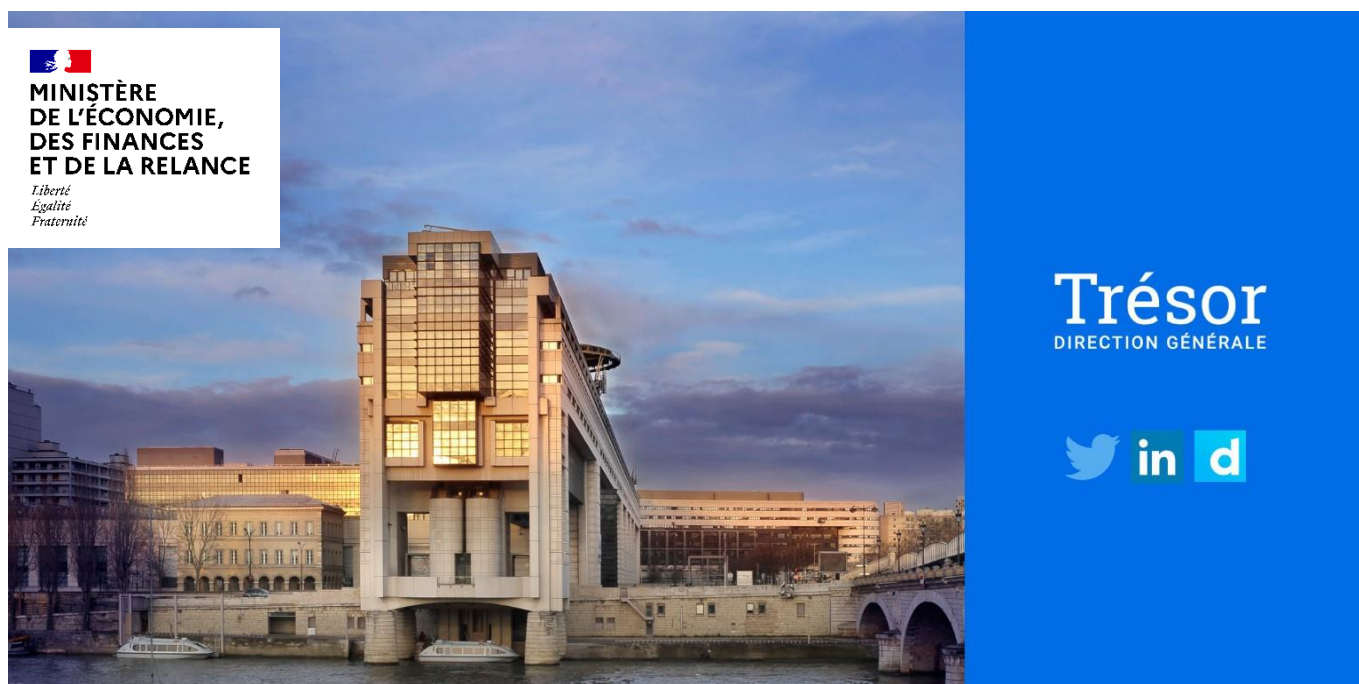
**Rwanda**

**Ambassade de France au Rwanda :** <https://rw.ambafrance.org/>

**Contact :** Lina BEN HAMIDA [lina.ben-hamida@diplomatie.gouv.fr](mailto:lina.ben-hamida@diplomatie.gouv.fr)







**Auteur :** Services économiques de l'Afrique de l'est et de l'Océan Indien

**Copyright :** Tous droits de reproduction réservés, sauf autorisation expresse du Service Économique du Nairobi (adresser les demandes à [sary.zoghely@dgtrésor.gouv.fr](mailto:sary.zoghely@dgtrésor.gouv.fr))

**Clause de non-responsabilité :** Le Service Économique s'efforce de diffuser des informations exactes et à jour, et corrigera, dans la mesure du possible, les erreurs qui lui seront signalées. Toutefois, il ne peut en aucun cas être tenu responsable de l'utilisation et de l'interprétation de l'information contenue dans cette publication

**Abonnement par email :** [sary.zoghely@dgtrésor.gouv.fr](mailto:sary.zoghely@dgtrésor.gouv.fr)

Merci d'indiquer votre nom, prénom, activité/entreprise, fonction, coordonnées téléphoniques et mail.