



**HAL**  
open science

# Enjeux spatiaux de l'électrification en Afrique australe et orientale. Les initiatives bottom-up face au défi de l'accès à l'électricité dans les territoires subsahariens

Melvil Bossé

► **To cite this version:**

Melvil Bossé. Enjeux spatiaux de l'électrification en Afrique australe et orientale. Les initiatives bottom-up face au défi de l'accès à l'électricité dans les territoires subsahariens. Géographie. 2020. dumas-03182477

**HAL Id: dumas-03182477**

**<https://dumas.ccsd.cnrs.fr/dumas-03182477v1>**

Submitted on 11 Jan 2022

**HAL** is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.



Université de Reims Champagne-Ardenne, UFR Lettres et Sciences humaines

---

MÉMOIRE

présenté en vue d'obtenir le diplôme de Master de Géopolitique

## **Enjeux spatiaux de l'électrification en Afrique australe et orientale**

Les initiatives *bottom-up* face au défi de l'accès à l'électricité dans les territoires subsahariens

**Melvil BOSSÉ**

Master 2 Géopolitique 2019/2020

---

Sous la direction de Céline VACCHIANI-MARCUZZO, Maître de conférences à l'URCA

Membres du jury : Céline Vacchiani-Marcuzzo et François Bost, Professeur des universités à l'URCA



## ***SOMMAIRE***

REMERCIEMENTS.....	2
LEXIQUE DES SIGLES.....	3
INTRODUCTION.....	4
MÉTHODOLOGIE.....	21
ÉTAT DE L'ART.....	22
1. Un service public facteur d'exclusion spatiale ? Des politiques d'électrification qui n'incluent pas l'ensemble de la population au réseau .....	27
1.1. Les compagnies nationales historiques aujourd'hui en crise. Le cas d'Eskom en Afrique du Sud.....	27
1.2. Opportunités et limites des projets de grandes infrastructures centralisées .....	48
1.3. L'électricité au cœur de conflits d'intérêt multiscalaires .....	71
CONCLUSION DE LA PREMIÈRE PARTIE.....	82
2. Le développement de l'électrification rurale décentralisée : vers un accès universel grâce au <i>bottom-up</i> ?.....	86
2.1. Satisfaire des besoins énergétiques croissants en limitant les risques environnementaux, le double enjeu africain.....	86
2.2. L'émergence de structures privées au service de l'électrification des marges .....	113
2.3. La complémentarité entre différentes techniques d'électrification peut-elle suffire à résoudre les difficultés de la diffusion du courant ? .....	143
CONCLUSION DE LA DEUXIÈME PARTIE.....	148
3. La sécurité énergétique, facteur de développement d'un des pays les plus attractifs du continent : le Rwanda.....	152
3.1. Un retard initial dans l'accès des rwandais... pallié par une centrale électrique unique au monde ?.....	152
3.2. Succès de l'électrification décentralisée, soutenue par le gouvernement .....	156
CONCLUSION GÉNÉRALE.....	157
ANNEXE.....	159
BIBLIOGRAPHIE.....	162
TABLE DES ILLUSTRATIONS.....	171
TABLE DES MATIÈRES.....	173

## ***REMERCIEMENTS***

Je tiens ici à remercier M. Sébastien Piantoni pour ses conseils précieux en matière de cartographie, qui m'ont beaucoup aidé dans la réalisation de certaines figures illustratives. Je remercie également ma directrice de mémoire, Mme Vacchiani-Marcuzzo, pour son appui, ses remarques et corrections, ainsi que ses suggestions avisées à propos de mes projets en Master et par la suite.

Pour Lili, qui n'attend que de pouvoir lire ces lignes.

## LEXIQUE DES SIGLES

ADEA : Association pour le Développement de l'Énergie en Afrique	Jirama : <i>Jiro sy Rano Malagasy</i>
ADER : Agence d'électrification rurale	KenGen : <i>Kenya Electricity Generating Company</i>
AFD : Agence Française de Développement	Ktep : kilotonne d'équivalent pétrole
AFREC : <i>African Energy Commission</i>	kW : kilowatt (kWh : kilowatt-heure)
AIE : Agence Internationale de l'Énergie (IEA: <i>International Energy Agency</i> )	M&G : <i>Mail &amp; Guardian</i> (Afrique du Sud)
AMDA : <i>Africa Minigrid Developers Association</i>	MW : mégawatt (MWh : mégawatt-heure)
ANC : <i>African National Congress</i> (Afrique du Sud)	NEPAD : Nouveau partenariat pour le développement de l'Afrique
APD : Aide publique au développement	OEC : <i>Observatory of Economic Complexity</i>
AREF : <i>Africa Renewable Energy Fund</i>	OIG : Organisation intergouvernementale
AREI : <i>Africa Renewable Energy Initiative</i>	ONG : Organisation non-gouvernementale
ASEA : Association des Sociétés d'Électricité d'Afrique	OPEP : Organisation des pays exportateurs de pétrole
ASI : Alliance Solaire Internationale	ORE : Office de régulation de l'électricité
ASS : Afrique subsaharienne	PEAC : Pool Énergétique de l'Afrique Centrale
BAD : Banque Africaine de Développement	PED : Pays en développement
BM : Banque mondiale	PIB : Produit intérieur brut
BRICS : Brésil, Russie, Inde, Chine, Afrique du Sud	PMA : Pays les moins avancés
CEDEAO : Communauté économique des États d'Afrique de l'Ouest	PNB : Produit national brut
CEMAC : Communauté économique et monétaire de l'Afrique centrale	PNUD : Programme des Nations Unies pour le Développement
CNUCED : Conférence des Nations Unies sur le Commerce et le Développement	PPA : <i>Power Purchase Agreement</i>
CO2 : dioxyde de carbone	PPP : Partenariat public-privé
COMESA : <i>Common Market for Eastern and Southern Africa</i>	PV : Photovoltaïque
COSATU : Congress of South African Trade Unions	PW : pétawatt (PWh : pétawatt-heure)
CSP : <i>Concentrated solar power</i> (solaire thermodynamique)	RDC : République Démocratique du Congo
EAPP : <i>Eastern Africa Power Pool</i>	RDP : <i>Reconstruction and Development Programme</i> (Afrique du Sud)
EARP : <i>Electricity Access Roll-Out Program</i> (Rwanda)	REG : <i>Rwanda Energy Group</i>
EARS : <i>East African Rift System</i>	SADC : <i>Southern African Development Community</i>
EDF : Électricité de France	SAPP : <i>Southern African Power Pool</i>
EEPCo : <i>Ethiopian Electric Power Corporation</i>	SE4ALL : <i>Sustainable Energy For All</i>
EnR : Énergies renouvelables	SHS : <i>solar home system</i> (système solaire individuel/domestique)
ERD : Électrification rurale décentralisée	SPP : <i>Small Power Producer</i>
ESF : Électriciens sans frontières	SSD : Société de service décentralisé
Eskom : <i>Electricity Supply Commission</i> (Afrique du Sud)	TanESCO : <i>Tanzania Electric Supply Company Limited</i>
FIT : <i>feed-in-tariff</i> (tarifs de rachat garantis)	TW : terawatt (TWh : terawatt-heure)
Fondem : Fondation Énergies pour le Monde	UA : Union Africaine
GEC : Groupe d'Étude sur le Congo	WAPP : <i>Western African Power Pool</i>
GES : Gaz à effet de serre	Wh : Watt-heure
Gret : Groupe de recherche et de développement technologique	
GW : gigawatt (GWh : gigawatt-heure)	
HVDC : <i>High Voltage Direct Current</i> (courant continu haute tension)	
IDH : Indice de développement humain	
IGA : <i>International Geothermal Association</i>	
IPP : <i>Independent Power Producer</i>	
IRD : Institut de Recherche pour le Développement	
IRENA : <i>International Renewable Energy Agency</i>	

## ***INTRODUCTION***

Malgré l'amorce d'un développement économique depuis les années 2000, l'Afrique peine à répondre aux besoins énergétiques d'une population qui croît en moyenne de 2,5% par an<sup>1</sup>. Le continent reste aujourd'hui le moins électrifié au monde, ce qui se traduit par sa place dérisoire dans la consommation mondiale d'électricité : seulement 3% en 2017<sup>2</sup> pour 17% de la population de la planète, soit 1,3 milliards d'habitants. Loin encore de la prévision du « temps de l'Afrique » (Severino & Ray, 2010), ce début de 21<sup>ème</sup> siècle voit le sous-continent subsaharien, en particulier, concentrer près de 70% de la population vivant sans électricité à l'échelle mondiale<sup>3</sup>. Frein considérable à la croissance, le manque d'accès à ce service de base, indispensable aux modes de vie modernes, remet en cause l'élan annoncé de l'émergence africaine.

La crise énergétique, caractérisée par une électrification limitée et un faible approvisionnement général en énergie, touchait 25 des 54 pays d'Afrique en 2012 selon la Banque mondiale (Cantoni & Musso, 2017, p.10). En raison du lien étroit qui existe entre électrification et développement, « couple vertueux » pour Christine Heuraux (2010, p.203), les effets socioéconomiques d'une situation de pénurie énergétique peuvent être perçus grâce à des indicateurs tels que l'IDH et le PIB – le PIB/habitant étant notamment corrélé à l'accès à l'électricité. Cependant, les enjeux liés à l'espace, qu'ils soient purement géographiques ou bien géopolitiques, sont aussi conséquents que les enjeux économiques en terme d'électrification de territoire. En témoignent les multiples fractures spatiales qui marquent l'Afrique, formant des inégalités d'accès multiscalaires : continentales (échelle macroscopique), régionales (échelle mésoscopique) et locales (échelle microscopique).

D'abord, puisque le continent dans son ensemble est hétérogène, une échelle géographique plus fine est nécessaire pour appréhender pertinemment la diversité des situations énergétiques. Alors que les habitants des pays d'Afrique du Nord et de l'Afrique du Sud (dans une moindre mesure) sont pratiquement tous raccordés au réseau électrique, ce sont près de 600 millions de subsahariens<sup>3</sup> (hors sud-africains) qui n'ont pas accès à l'électricité, soit 55% de la population de la région. Dans quatre pays (Centrafrique, RD Congo, Soudan du Sud, Tchad), moins de 10% des habitants disposent de l'électricité. Ce constat, tout comme l'immensité de l'Afrique subsaharienne (ASS) – 48 États, 1,09 milliards d'habitants –, amènent à diviser le continent en aires régionales. L'ONU en dénombre cinq : Afrique du Nord, Afrique de l'Ouest, Afrique centrale, Afrique de l'Est, Afrique australe. Ces deux dernières régions, l'Afrique australe et orientale (Afrique du Sud, Botswana, Eswatini, Lesotho, Namibie ; Burundi, Comores, Djibouti, Érythrée, Éthiopie, Kenya, Madagascar, Malawi, Maurice, Mozambique, Ouganda, Rwanda, Seychelles, Somalie, Soudan du Sud, Tanzanie, Zambie, Zimbabwe), présentent en leur sein des disparités interétatiques parfois flagrantes et qui méritent une étude analytique par

---

<sup>1</sup> Nations Unies, « World Population Prospects 2019 »

<sup>2</sup> Site Internet de l'*International Energy Agency (IEA)*, « Data and statistics » (données de l'Agence Internationale de l'Énergie, AIE)

<sup>3</sup> Site Internet de l'AIE, « SDG7 : Data and projections », novembre 2019

le prisme de l'électrification. L'un des objets de ce mémoire, qui abordera précisément quelques études de cas, est de mettre en évidence les clivages entre économies émergentes attractives pour les investisseurs étrangers et pays les moins avancés (PMA) dont la grande majorité des habitants souffre de la pauvreté. Rappelons qu'en 2015, plus de la moitié des individus en situation de pauvreté dans le monde vivait en ASS<sup>1</sup> (environ 40% de la population de la région, soit près de 450 millions de personnes, était en-dessous du seuil de pauvreté<sup>2</sup>, avec un accès limité à l'eau potable, aux systèmes de santé et à l'hygiène, à l'éducation). Ainsi, dans le secteur de l'électricité, les possibilités d'investissement (que ce soit grâce aux énergies fossiles ou renouvelables) ne seront certainement pas les mêmes entre, d'un côté, l'Afrique du Sud (58% de la production d'électricité de l'ASS en 2012<sup>3</sup>) ou le Rwanda, qui se développe grandement depuis une quinzaine d'années, et, de l'autre, son voisin burundais ou l'île de Madagascar, dans laquelle près de 78% de la population vit sous le seuil d'extrême pauvreté<sup>4</sup>. À l'image de la majorité des États subsahariens, ces deux derniers pays utilisent encore massivement les biocombustibles, le bois en premier lieu, pour subvenir à leurs besoins en énergie. Or, comme l'a souligné l'économiste Phillipe Hugon, l'énergie à base de bois n'est que partiellement renouvelable, et son exploitation aggrave la déforestation et la destruction des sols, par exemple à Madagascar (2016, p.180). Au cœur des problématiques énergétiques africaines se trouve donc l'enjeu de la durabilité des écosystèmes, notamment forestiers, comme le démontrent les conséquences néfastes de l'exploitation du bois énergie, qui est souvent informelle.

Enfin et surtout, les inégalités d'accès sont intraétatiques, entre zones urbaines et zones rurales, ces dernières demeurant fortement marginalisées et hors du circuit des réseaux électriques. En effet, le taux d'électrification dans les campagnes de l'ASS était de seulement 26% contre 74% dans les villes en 2018. Or, en Afrique de l'Est, la population est encore majoritairement rurale, et les projections démographiques prévoient qu'elle le restera pendant des décennies dans cette région : selon l'*Association pour le Développement de l'Énergie en Afrique* (ADEA), le taux d'urbanisation ne sera que de 44% en 2050 en Afrique orientale, alors qu'il aura dépassé 50% dans le reste du continent (2015, p.76). Ce contexte sociodémographique, avec des habitants essentiellement ruraux dont un grand nombre sont privés d'électricité, conduit à la dépendance quotidienne à la biomasse en tant que source d'énergie primaire. Cela concerne 4 personnes sur 5 en ASS et près de 800 millions d'africains au total<sup>5</sup>. Avec une croissance démographique qui devrait voir la population africaine doubler en trente ans et gagner ainsi plus d'un milliard d'habitants d'ici 2050, il paraît légitime de croire en une aggravation de cette dépendance envers une ressource non pas inépuisable mais abondante dans un certain nombre de pays de la région.

Toutefois, à l'ombre de l'Afrique australe et du géant sud-africain, premier fournisseur d'électricité du continent, l'Afrique de l'Est est devenue depuis une décennie un terreau fertile pour l'expérimentation de systèmes électriques décentralisés qui permettent de croire en un accroissement du nombre de foyers électrifiés. Apparaissent ainsi à l'échelle locale, en plus de

---

<sup>1</sup> Banque mondiale, « Rapport 2018 sur la pauvreté et la prospérité partagée »

<sup>2</sup> Moins de 1,90\$ par jour.

<sup>3</sup> ADEA, 2015, p.80

<sup>4</sup> Girac-Marinier (dir.), 2019, p.204

<sup>5</sup> His & de Gromard, 2017, pp.135-136



nouveaux projets d'exploitation d'énergie fossile aux niveaux nationaux, des formes plus novatrices d'accès à l'électricité, profitant de « l'absence d'héritage en équipements électriques trop rigides » sur le continent qui « ouvre la voie à la flexibilité des options » (Jacquemot & Reboulet, 2017, p.165). Ces innovations, souvent regroupées derrière l'étiquette d'électrification rurale décentralisée (ERD), comprennent les mini, micro ou nano réseaux, les pico-dispositifs, ou encore les systèmes solaires individuels hors réseau (*off-grid*). Ayant pour but de faciliter l'universalisation de l'accès à des services électriques modernes face à l'incapacité des pouvoirs publics nationaux à raccorder l'ensemble des habitants aux réseaux, de nouveaux acteurs développent leurs technologies à contre-pied des vieillissantes compagnies d'État. Cependant, historiquement, celles-ci ont joué un rôle central dans l'électrification des pôles métropolitains et, malgré un affaiblissement certain dont les difficultés de la société sud-africaine Eskom sont le grand symbole, les entités privées ne renversent pas encore totalement leur monopole. C'est pourquoi le désengagement de ces compagnies nationales des géographies rurales pose des questions (Shanker, 2012, p.10), soulignées par la vague de renationalisation dans les années 2000 après des expériences de privatisation encouragées par les institutions internationales la décennie précédente (Maigne & alli., 2019, p.78). D'autant plus qu'aujourd'hui, des projets de grandes infrastructures, dont l'ambition est la production centralisée d'électricité, sont également portés en Afrique australe et orientale, justifiés par les besoins croissants des différents pays : exploitation d'hydrocarbures (gaz au Mozambique, au Kenya et en Tanzanie ; pétrole en Ouganda et au Kenya ; méthane au Rwanda ; charbon en Afrique du Sud), barrages hydroélectriques (Renaissance et Gilgel Gibe III en Éthiopie ; Muzizi en Ouganda ; mais aussi Grand Inga en République Démocratique du Congo), centrales géothermiques (principalement au Kenya), parcs solaires et éoliens à grande échelle (en Afrique du Sud, notamment le projet Jasper, ainsi qu'au Kenya, au Rwanda et en Éthiopie). Les financements émanent tantôt d'institutions internationales conduisant des programmes de développement (Banque mondiale, Banque africaine de développement), tantôt des ressources budgétaires des États concernés<sup>1</sup> et des sociétés publiques qui ont encore la main, mais les projets sont devenus principalement tributaires de capitaux privés issus de firmes originaires des pays occidentaux, arabes ou asiatiques, bien plus rarement africains eux-mêmes. Au centre des velléités de partenariats économiques que développe la Chine avec l'Afrique, le domaine de l'électricité dans le continent a perçu 16 milliards de dollars d'investissements chinois rien qu'entre 2010 et 2012, dont 3,8 milliards pour l'Éthiopie (calculs d'*AidData*, cités par L. Taccoen dans ADEA, 2015, p.150).

La palette d'offres ne semble donc pas réduite, mais l'inclusion spatiale des populations dans les zones électrifiées dépend avant tout d'une volonté politique forte, au-delà d'une seule vision de rentabilité économique. Tant à l'échelle nationale qu'à l'échelle régionale – celle des organisations intergouvernementales (OIG) comme l'Union africaine (UA) –, les premiers acteurs qui ont l'électrification entre leurs mains sont les décideurs politiques. Par conséquent, une problématique plus géopolitique émane du « défi électrique » subsaharien : celle de l'intégration régionale, voire continentale, à l'heure où les centrales en construction, notamment

---

<sup>1</sup> Pour l'édification du Barrage de la Renaissance, le Premier ministre éthiopien a décidé qu'une souscription nationale, qui s'appuie aussi sur les envois de fonds de la diaspora du pays, réunirait les 4,8 milliards de dollars nécessaires (Gascon, 2015a, p.44).

hydrauliques, disposent de capacités de production qui se comptent en centaines ou en milliers de mégawatts (MW), pouvant potentiellement alimenter plusieurs pays en électricité. Ces infrastructures auront à terme la lourde tâche de satisfaire 2,4 milliards d'africains en énergie d'ici trente ans, soit 25% de la population mondiale en 2050 contre 15% en 2010<sup>1</sup>. Pour garantir qu'elles puissent profiter à l'ensemble de ces individus, l'entente interétatique (partenariats économiques, accords politiques) sera sûrement primordiale, alors que le manque de coordination entre pays est souvent pointé du doigt en ASS. La réussite et la viabilité des barrages de la Renaissance ou de Grand Inga, pour ne citer que les plus importants, dépendent de la diffusion de l'électricité, et notamment du caractère *inclusif* des réseaux quadrillant les territoires vis-à-vis des populations aujourd'hui laissées-pour-compte. En somme, les câbles et les lignes qui achemineront la production à différentes échelles peuvent contribuer à inclure spatialement les espaces traversés par ces flux : en effet, « l'électricité fait certainement partie des facteurs de désenclavement et d'inclusion » (Heuraux, 2010, p.182).

En géographie, un **flux** désigne « au sens premier, l'expression d'une circulation entre lieux sur une infrastructure » et « par extension, un déplacement de toute nature qui se caractérise par une origine, une destination et un trajet » (Lévy & Lussault, 2013, p.398). Quant au concept de **réseau**, il se définit par un « espace à métrique topologique » (*Ibid*, p.870), mais c'est davantage la notion de réseau technique qui est mobilisée pour l'électrification, c'est-à-dire un « réseau régulé de lignes matérielles (canalisations, voies, tuyaux) servant au transport d'une réalité quelconque » – la distribution de l'électricité dans notre cas. Les flux circulent donc à travers les réseaux et, point important qui caractérise cet élément géographique, « selon la densité du maillage, le réseau va plutôt favoriser l'homogénéisation ou la différenciation spatiale » (*Ibid*, p.872). Or, si la production centralisée est censée avoir des retombées positives sur les lieux situés à proximité, il s'avère en réalité que les lignes électriques – flux qui permettent la circulation de l'électricité – excluent souvent les régions traversées en allant d'un point A (l'offre) à un point B (la demande). L'enjeu, qui sera précisé dans ce travail, est ici d'éviter de renforcer la marginalisation des ruraux face à l'électrification en réseau. Comme le souligne la *Fondation Énergies pour le Monde* (Fondem), « accéder à un service électrique est devenu un enjeu politique national et local majeur, car les communautés rurales n'acceptent plus l'absence de l'électricité et réclament l'égalité de traitement entre villes et campagnes » (Maigne & alli., *op.cit.* , p.122).

Si des marchés et organisations interétatiques – les *pools* énergétiques, au nombre de quatre en ASS – existent déjà, leur fonctionnement est encore au stade de démarrage (hormis pour l'Afrique australe) et leur efficacité reste à prouver. Souhaitant développer des échanges au sein de différents blocs régionaux en fonction de leur position géographique, certains États font partie de plusieurs *pools*, comme la République Démocratique du Congo (RDC), membre du *Pool Énergétique de l'Afrique Centrale* (PEAC) et du *Southern African Power Pool* (SAPP)<sup>2</sup>. C'est notamment pour cela que ce pays, bien que situé *stricto sensu* hors de l'Afrique australe et orientale, sera pris en compte dans ce mémoire, sachant qu'il dispose d'un énorme potentiel

---

<sup>1</sup> Prévisions des Nations Unies (ADEA, 2015, pp.65-76)

<sup>2</sup> Tout comme elle est également membre de plusieurs organisations économiques régionales dont la *Southern African Development Community* (SADC) (Communauté de développement d'Afrique australe) et du *Common Market for Eastern and Southern Africa* (COMESA) (Marché commun de l'Afrique orientale et australe).

de production électrique (100 gigawatts, soit 37% du potentiel africain<sup>1</sup>) grâce à son vaste réseau hydraulique, le deuxième bassin hydrographique du continent. La mutualisation des compétences au sein des pools, qui ont pour but une politique électrique commune ainsi que le développement d'infrastructures favorisant les échanges (ADEA, 2015, p.20), peut toutefois paraître contradictoire avec les objectifs d'indépendance énergétique affichés au niveau national par certains gouvernements (Rwanda, Éthiopie par exemple). Ce paradoxe interroge sur d'éventuelles rivalités entre acteurs politiques et économiques multiscalaires dont les intérêts seraient en confrontation : marchés communs transfrontaliers, compagnies nationales d'électricité, opérateurs et investisseurs étrangers, autoproducteurs et grands groupes industriels, collectivités locales et ONG, etc.

Alors que l'Afrique subsaharienne recèle de ressources, notamment renouvelables, pouvant garantir à terme son développement énergétique, l'étude de leur exploitation et des retombées sur l'amélioration des conditions de vie locales constitue pour les géographes et les économistes un travail indispensable pour mesurer l'impact des nouvelles installations mais également des dispositifs électriques décentralisés, sans négliger la dimension spatiale dans une perspective de **désenclavement** – « action par laquelle est rompu l'isolement matériel, économique, moral, de zones vouées à la stagnation » (George & Verger, 2009, p.125). Bien qu'ils ne bénéficient pas tous des mêmes capacités, en raison de conditions hydrographiques, géologiques et climatiques diverses, les pays d'Afrique de l'Est et d'Afrique australe détiennent globalement d'importantes réserves d'énergie hydraulique (Éthiopie, Madagascar, Ouganda), géothermique (Rift est-africain, surtout Kenya), solaire (désert du Kalahari entre autres) et éolienne (Corne de l'Afrique, littoraux, Afrique du Sud, Kenya). Encore sous-exploitées actuellement, leur exploitation décentralisée dans les campagnes exclues ou les marges urbaines, mettant en œuvre des systèmes de gestion alternatifs (tarification, mécanismes de financement et de régulation, maintenance) de concert avec les acteurs locaux, pourrait assurer une production autosuffisante. Cela ne nécessiterait pas, du moins à court terme, un raccordement des ménages aux réseaux nationaux, et permettrait de répondre efficacement : d'une part, aux exigences impératives du changement climatique puisque les énergies renouvelables (EnR) sont privilégiées dans ce schéma ; d'autre part, aux très fréquents problèmes de délestage, les coupures de courant étant devenues « une caractéristique de la plupart des économies africaines » (Blimpo & Cosgrove-Davies, 2020, p.20). Ainsi, les pays subsahariens ont connu près de 9 coupures d'électricité mensuelles en moyenne entre 2010 et 2017, qui durent en général presque six heures (Sokhna Seck & alli., 2019). Annoncés à l'avance selon une échelle de niveaux allant de 1 à 8 en Afrique du Sud, les délestages ont atteint depuis décembre 2019 et dans les premiers mois de 2020 des proportions jamais vues jusqu'alors, plongeant le pays dans le noir pendant de longues heures et accentuant par conséquent la crise économique de la deuxième puissance d'ASS (derrière le Nigéria). De nombreuses compagnies minières étant dépendantes de l'accès à l'électricité, tout comme l'ensemble des entreprises bien sûr, la fourniture si peu fiable de la part d'Eskom est décrite par la presse locale comme la plus grande menace pour l'économie sud-africaine. Avec les baisses de tension, également habituelles dans le sous-continent, ces pannes constituent le principal risque pour la **fiabilité**, terme qui qualifie « l'accès à une électricité stable, sans fluctuations de voltage, toujours disponible, et capable de soutenir l'utilisation d'appareils

---

<sup>1</sup> Saumet, 2018, p.4

compatibles avec la tension du réseau » (Blimpo & Cosgrove-Davies, *op. cit.*, p.100). Le cas de ce pays, ordinairement moteur de l'Afrique australe, faisant partie des BRICS, illustre parfaitement l'urgence de déployer une électrification décentralisée adaptée aux contextes socio-spatiaux et macroéconomiques.

Le rapport de la Banque mondiale *Quand la lumière vient d'en bas* définit l'**approche décentralisée de l'électrification** comme « une approche ascendante (*bottom-up*) de l'élargissement de l'accès à l'électricité selon laquelle l'électrification repose sur la création de mini-réseaux isolés ou interconnectés au réseau, exploités par des organisations privées, coopératives ou à base communautaire » (Tenenbaum & alli., 2014, p.125). Si les réseaux d'électricité ont façonné une géographie des inégalités, les initiatives novatrices peuvent permettre de se connecter loin des pôles centralisateurs et de leur dépendance. Néanmoins, bien que 26 millions de ménages africains (environ 100 millions de personnes) aient déjà accès à l'électricité grâce à des modes de production décentralisés<sup>1</sup>, l'électrification universelle via ces options relève encore de l'utopie car « l'Afrique est la seule région du monde où le nombre de personnes vivant sans électricité est en augmentation en raison de l'accroissement rapide de la population » (ADEA, 2015, pp.155-156). Ce n'est qu'en 2018 que, pour la première fois, le rythme de l'électrification a tout de même dépassé celui de la croissance démographique (Sokhna Seck & alli., *op. cit.*). Il s'agira désormais de confirmer ces récents progrès, parfois lents, mais qui ont été significatifs en Afrique de l'Est cette dernière décennie, notamment en Éthiopie, au Kenya et au Rwanda, soulignés par l'*Agence Internationale de l'Énergie* (AIE)<sup>2</sup>. Grâce aux mesures, notamment financières, d'un gouvernement qui, comme d'autres dans la région, a inscrit dans son programme énergétique le développement progressif de capacités décentralisées (Jacquemot & Reboulet, *op. cit.*, p.179), la population rwandaise ayant accès à l'électricité est passée de seulement 6% en 2008 à 17% en 2012<sup>3</sup>, pour atteindre 49% six ans plus tard. Ce rythme fulgurant constitue un exemple parlant de la demande croissante en électricité en ASS. C'est pourquoi, en étudiant de plus près le cas du Rwanda, c'est une vision de l'Afrique émergente qui sera esquissée dans ce travail : situé dans la région des Grands Lacs, le pays balance entre espoir d'indépendance énergétique grâce à l'exploitation du méthane dont recèle le lac Kivu en quantité, et projets d'équipements privés pour assurer la couverture de l'ensemble de sa population en **pico-dispositifs**, systèmes électriques limités à l'approvisionnement d'un ménage ou d'une petite entité collective pour des usages simples (éclairage domestique, alimentation d'infrastructures publiques). Le programme *Ignite Power* est ainsi l'un des plus importants en termes d'électrification décentralisée en Afrique de l'Est (*Ibid*, p.157). Plusieurs alternatives sont donc engagées au Rwanda, illustrant les multiples potentialités qui impliquent différents types d'acteurs pour électrifier ce petit pays (26 338 km<sup>2</sup> pour 12,6 millions d'habitants) aujourd'hui décrit comme un îlot de prospérité au cœur du continent.

Le Rwanda a mis en service en 2016 la première centrale électrique au monde fonctionnant grâce à un gaz – le méthane – pompé dans les profondeurs d'un lac. KivuWatt disposant pour

---

<sup>1</sup> Jacquemot & Reboulet, 2017, pp.155-156

<sup>2</sup> Site Internet de l'AIE, « SDG7 : Data and projections », novembre 2019

<sup>3</sup> ADEA, 2015, p.19

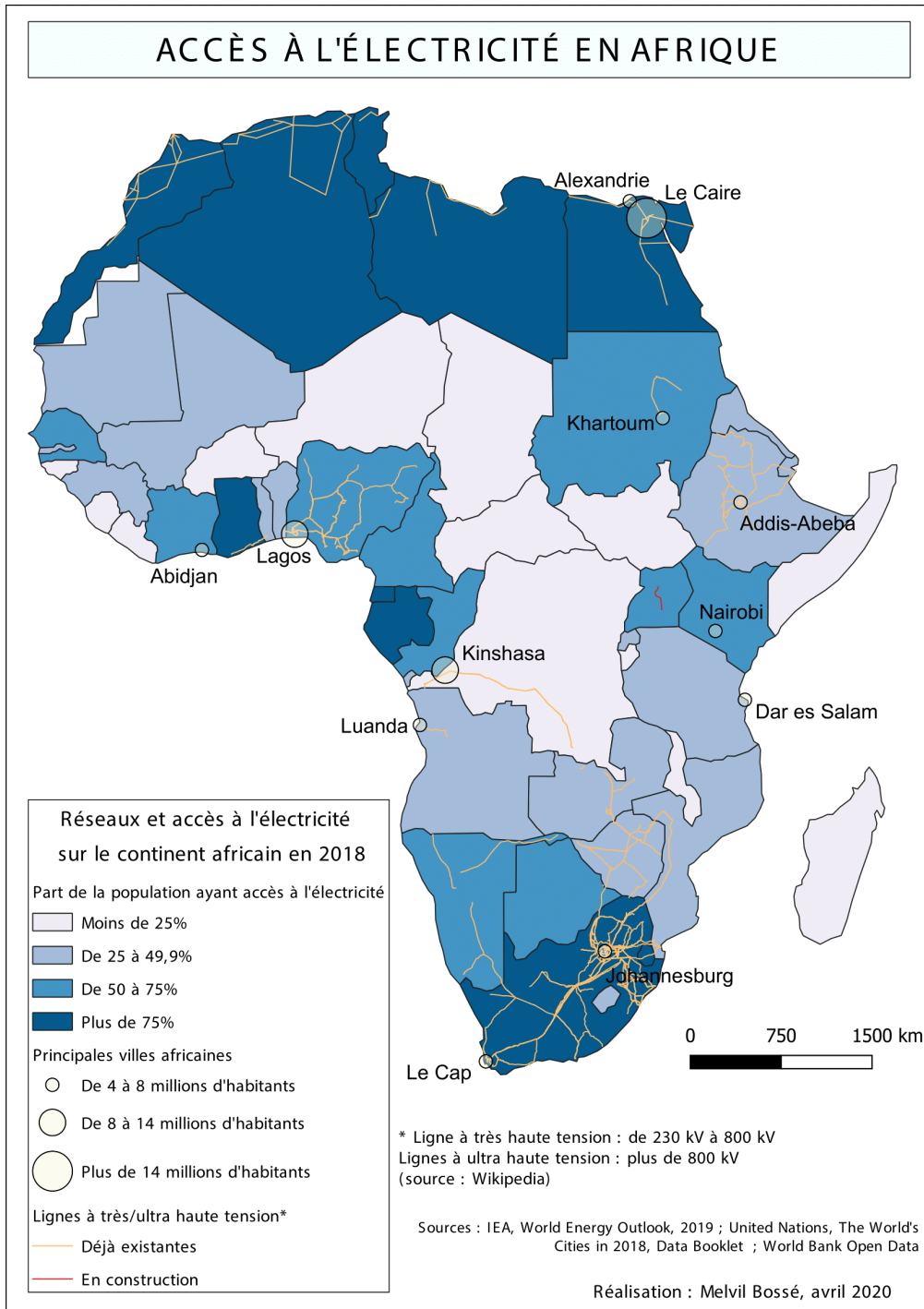
l'instant d'une capacité de production de 26MW, cette prouesse technologique fait partie des facteurs de progrès énergétiques du pays. Mais celui-ci devrait sans doute tirer les leçons de l'expérience sud-africaine : l'électrification atteint un taux de 95% en Afrique du Sud, record subsaharien, mais elle repose massivement sur l'exploitation d'une autre énergie fossile, le charbon. Or, cette dépendance envers une ressource non renouvelable et polluante contribue à l'aggravation du changement climatique, sans que les centrales à charbon thermoélectriques ne résolvent les problèmes actuels de l'Afrique du Sud. Le méthane étant un gaz à effet de serre (GES) fortement polluant, le Rwanda n'a d'autre choix que d'encourager des solutions plus durables dans une perspective de transition énergétique.

Marquée par la « révolution des 3D » (décarbonation, décentralisation, digitalisation), la profonde et rapide mutation que connaît le secteur de l'énergie au niveau mondial (His & de Gromard, 2017, p.125) devrait offrir aux États d'Afrique australe et orientale l'opportunité de s'électrifier grâce aux énergies renouvelables, « ouvrant ainsi la voie à un monde décarboné, condition de survie de l'humanité » pour le président de la Fondem Jean-Louis Borloo (Maigne & alli., *op. cit.*, p.8). Alors que les combustibles fossiles représentaient 80% de la production totale d'électricité dans l'ensemble de l'Afrique en 2016<sup>1</sup>, l'enjeu est de taille pour le continent, qui doit relever le double défi de la diffusion de l'électricité à toute sa population et de la limitation des impacts environnementaux. Pourtant l'Afrique, qui présente à la fois la plus faible production d'électricité parmi tous les continents (3,2%) et la plus faible consommation d'énergie (5% de la consommation mondiale), n'est que peu responsable des émissions de GES planétaires mais est très vulnérable au dérèglement climatique (sécheresses, inondations) en raison de sa situation géographique et de sa faible capacité d'adaptation (His & de Gromard, *op. cit.*, pp.130-131). Cette situation contradictoire, semblant quelque peu injuste, s'ajoute au cadre subsaharien, dont les enjeux géopolitiques et socio-spatiaux forment un « chantier » dans lequel les ouvriers (publics ou privés, locaux, nationaux ou internationaux) s'attellent à fournir une énergie moderne aux habitants. De la disponibilité et de la qualité du service électrique dépendent le recul des inégalités et de la pauvreté ainsi que l'amélioration de l'IDH, qui est corrélée à la consommation électrique par habitant (voir Heuraux, *op. cit.*, p.35). L'objectif communément admis est l'accès universel à l'énergie en ASS d'ici 2030, ce qui passe inévitablement par le ralliement des campagnes ; en sachant que « l'avenir de l'électrification rurale sur le continent est sans doute moins à envisager dans une production centralisée que dans des solutions locales, adaptables et innovantes » (Imbernon, 2016, p.41).

---

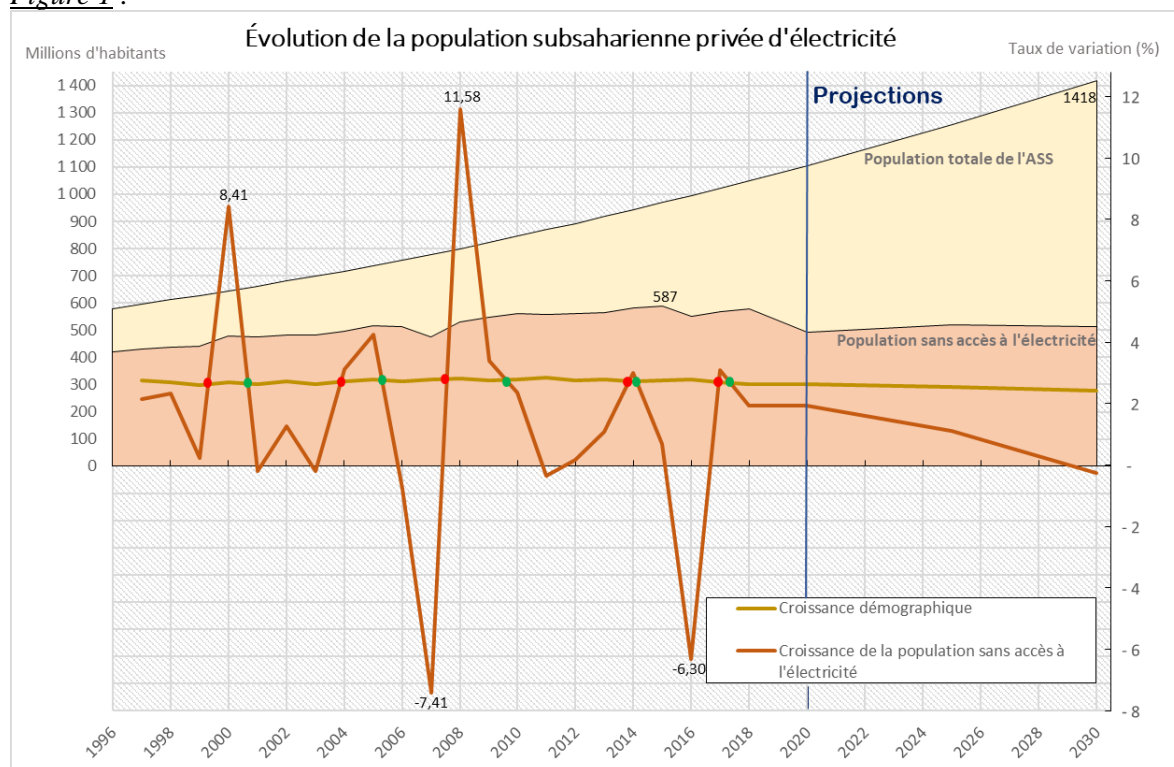
<sup>1</sup> Maigne & alli., 2019, p.58

Carte 1 :



Inspirée de celle de l'*Atlas de l'Afrique* de Magrin & alli. (2016), dont elle est une version actualisée, cette carte représente les taux d'électrification africains par pays. L'expert de l'*Agence Française de Développement* (AFD) Christian de Gromard définit au niveau local le **taux d'électrification** comme le nombre de villages électrifiés par rapport au nombre total de villages dans un espace considéré (de Gromard, in Maigne & alli., 2019, p.116). Ici à l'échelle continentale, les inégalités d'accès sont flagrantes entre d'un côté l'Afrique du Nord et l'Afrique australe, et de l'autre l'immense territoire subsaharien qui sépare ces deux pôles géographiques. Une très faible électrification caractérise surtout l'Afrique centrale (Centrafrique, RDC, Tchad ainsi que Niger), alors que les progrès effectués en Afrique de l'Est sont visibles par rapport à la carte de Magrin & alli. datant de 2016 (reproduite dans *Afrique contemporaine*, 2017/1, n°261-262, p.244). Les fractures sont aussi illustrées par les installations de lignes à très ou ultra haute tension, qui sont concentrées dans les principales puissances économiques du continent : Afrique du Sud, Nigéria, pays d'Afrique du Nord, voire Éthiopie.

Figure 1 :



Réalisation : auteur, mai 2020  
Sources : World Bank Data, IEA Data and Statistics ("World Energy Outlook 2019"), United Nations Database (Department of Economic and Social Affairs)

L'évolution annuelle du nombre d'habitants privés d'accès à l'électricité en ASS est bien plus fluctuante que le taux de croissance démographique, comme l'illustre ce graphique réalisé à partir des données de la Banque mondiale, de l'AIE et des Nations Unies (« Department of Economic and Social Affairs Populations »).

Ainsi, il peut y avoir des « pics » négatifs comme en 2007 (-7,41 %) ou positifs comme en 2008 (+11,58%) en termes de raccordement alors que la population globale augmente elle, de manière assez constante, de 2,5% par an en moyenne. Les ronds rouges et verts correspondent à un changement de dynamique, lorsque la croissance de « sans accès » dépasse la croissance démographique (rouge) ou au contraire devient moins importante (vert).

Si le nombre absolu de non-raccordés à l'électricité s'est accru ces vingt dernières années, cela s'explique par le fait que la région comptait toujours plus d'habitants, alors que les statistiques les plus récentes laissent entrevoir un réel progrès. Celui-ci devrait se confirmer à l'avenir avec la stabilisation du nombre de ménages privés d'accès par rapport à l'augmentation constante de la population totale. D'où un écart qui se renforcera entre les deux paramètres, ainsi qu'un taux de croissance des habitants non électrifiés en chute. Cette projection est celle du *Stated Policies Scenario* établi par l'AIE pour l'année 2030, c'est-à-dire le plus réaliste par rapport au *Sustainable Development Scenario*, qui considère lui que l'électrification universelle sera achevée cette même année (AIE, « Africa Energy Outlook 2019 »).

Figure 2 :

#### LES PROGRÈS DE L'ACCÈS À L'ÉLECTRICITÉ EN AFRIQUE DE L'EST

Afrique de l'Est	1995	2000	2005	2010	2015	2019
Taux d'accès à l'électricité en %	<b>23,2</b>	<b>15</b>	<b>30,1</b>	<b>32,5</b>	<b>38,3</b>	<b>41,9</b>

Prenant en compte les 18 pays d'Afrique de l'Est comptabilisés par l'ONU, ce tableau témoigne de l'augmentation crescendo du nombre d'habitants ayant accès à l'électricité en valeur relative entre 1995 et 2019. On observe ainsi une hausse progressive mais certaine.

## *Pertinence de l'étude*

*Pourquoi une géographie de l'électrification ? Pourquoi en Afrique de l'Est et Afrique australe ?*

Région la moins électrifiée au monde, l'Afrique subsaharienne se trouve dans l'obligation de combler ce retard si elle veut entériner les dynamiques économiques encourageantes observées çà et là depuis vingt ans. Tandis que l'Asie du Sud et du Sud-Est, dont les pays sont souvent pris en exemple pour impulser des progrès en Afrique, a connu un rythme d'électrification impressionnant depuis les années 1990 (Bangladesh, Cambodge, Inde, Laos), c'est désormais l'Afrique de l'Est qui, depuis 2010, est en marche dans le secteur électrique au sein du monde en développement, portée par l'Éthiopie, le Kenya et la Tanzanie.

Si cette aire régionale émerge comme un nouveau hub de production d'hydrocarbures fossiles (His & de Gromard, *op. cit.*, p.132), c'est surtout grâce à l'émergence de nombreuses start-up développant de nouvelles formes d'accès à l'électricité que les pays est-africains se distinguent aujourd'hui. Mais entre les grandes métropoles que sont Dar es Salam, Nairobi, Addis-Abeba ou Kampala, et les étendues rurales (savanes, montagnes, zones arides), les fractures énergétiques (ADEA, 2015) sont encore loin d'être consolidées. À titre d'exemple, la Tanzanie rurale n'est électrifiée qu'à 18% contre 73% pour la Tanzanie urbaine, et 84% des habitants du pays qui sont privés d'électricité vivent en campagne (voir carte ci-après). On retrouve le même « profil » en Éthiopie, alors que cet État, déjà parmi les plus peuplés d'Afrique, comptera 205 millions d'habitants en 2050<sup>1</sup>.

En tant que microcosme subsaharien devant répondre aux urgences démographiques et climatiques, ainsi que laboratoire d'innovations énergétiques, l'Afrique orientale mérite donc une attention particulière pour appréhender les enjeux de l'électricité dans le sous-continent. Quant à l'Afrique australe, cette région caractérisée par l'hégémonie de l'Afrique du Sud est aujourd'hui logiquement marquée par le contexte de crise subie par la première société d'électricité africaine, Eskom. Déjà mobilisé dans les travaux de géographes français (Jaglin & Dubresson en premier lieu<sup>2</sup>), l'exemple sud-africain est également pertinent pour une étude spatiale de l'électricité puisque les difficultés d'accès dans les zones pauvres (*townships* notamment) dessinent une géographie des inégalités face à la distribution réticulaire. Cela peut concerner aussi bien les systèmes électriques que d'autres services publics tels que l'eau courante. Comme l'explique la Fondem, « la problématique de l'électrification est aussi celle de tous les réseaux de distribution des services essentiels au développement de tous les territoires. Elle soulève la question fondamentale des « communs », et de la protection dont ils doivent bénéficier pour en garantir l'accès, même aux plus vulnérables » (Maigne & alli., *op. cit.*, p.29).

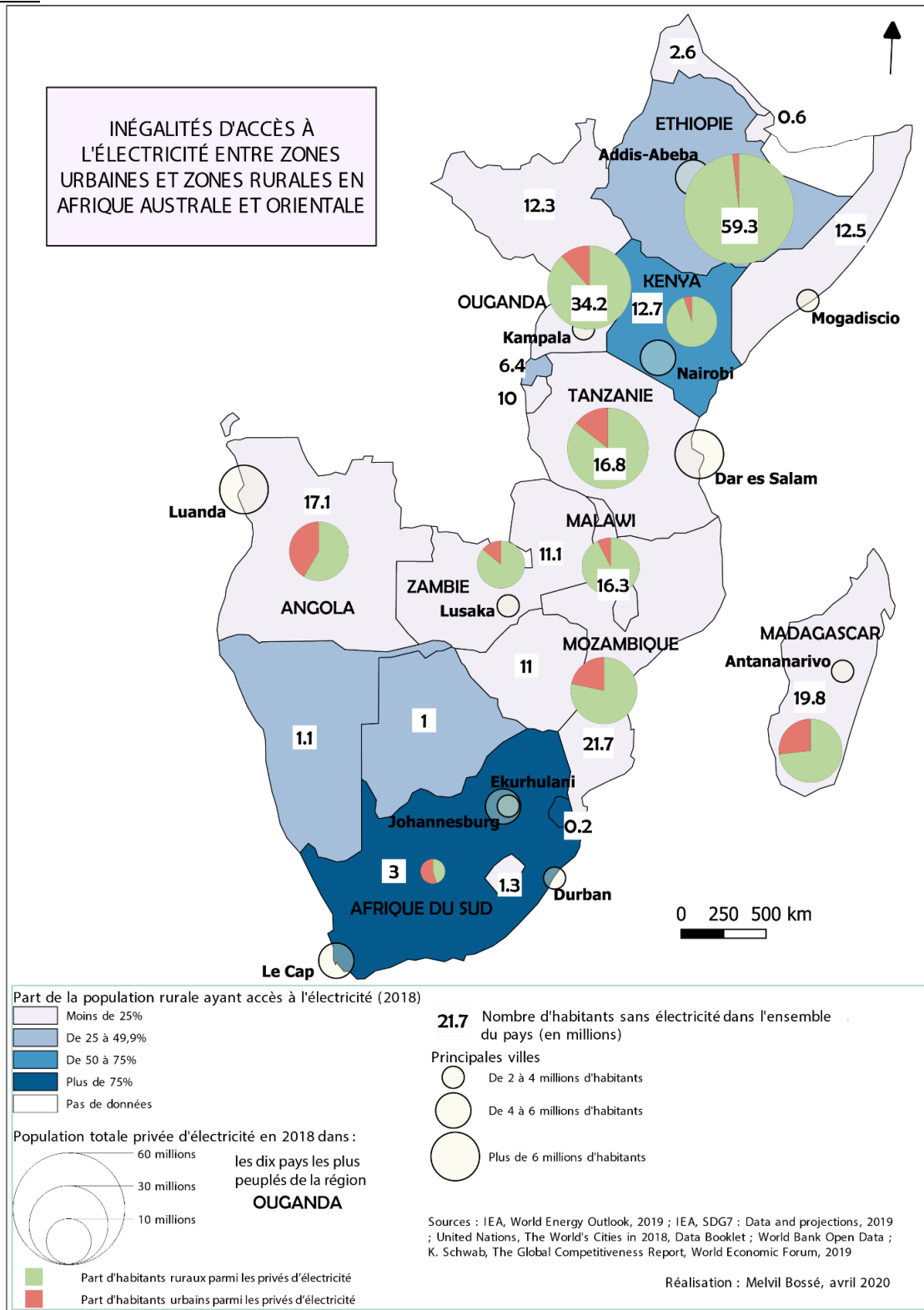
---

<sup>1</sup> Nations Unies, « World Population Prospects 2019 »

<sup>2</sup> Voir État de l'art, *infra*.



Carte 2 :



Apparaissent ici les pays de la zone Est et Sud du continent, étudiés dans ce mémoire. Cette carte a pour but de mettre en perspective le manque d'accès à l'électricité en milieu rural, en représentant notamment la part de ruraux parmi les habitants déconnectés dans les dix pays les plus peuplés de la région (diagrammes circulaires).

À noter que j'ai choisi de faire figurer l'Angola pour cette réalisation, bien que ce pays pétrolier de 32 millions d'habitants ne fasse pas partie de l'Afrique australe selon l'ONU. Il est pourtant souvent inclus dans cette région géographique, et pourra être mentionné tout au long de ce travail.

## *Notions et concepts*

Si certains concepts-clés ont d'ores et déjà été définis en introduction, quelques notions fondamentales, plus ou moins propres à la géographie, restent à présenter pour le sujet de cette étude. En premier lieu bien entendu, il importe de comprendre pleinement ce que le terme d'électrification désigne, en ayant conscience des enjeux, notamment politiques, que porte sa définition pour un territoire donné. Le modèle centre-périphéries-marges sera ensuite explicité avant d'appréhender le terme de décentralisation par le biais du déploiement de l'électricité.

### • ÉLECTRIFICATION

La définition de ce terme est moins évidente qu'il n'y paraît au premier abord. Elle fait l'objet de débats chez les spécialistes du développement, qui insistent sur le fait que bien expliciter ce que veut dire électrifier une zone géographique permet une mesure effective grâce aux statistiques mais aussi aux données qualitatives.

Depuis les premières expériences à grande échelle de la première moitié du 20<sup>ème</sup> siècle, il apparaît que les processus d'**électrification** ne sont pas figés ni partout uniformes : de Gromard ne manque pas de rappeler qu'ils « se déploient dans la durée et s'inscrivent dans des histoires spécifiques selon les États et la zone d'application des systèmes d'électrification rurale » (de Gromard, in Maigne & alli., *op. cit.*, p.116). L'exemple de l'Inde est utilisé par les économistes de la Banque mondiale Tenenbaum & alli. dans leur rapport de 2014, ce pays ayant revu dans les années 2000 sa définition de l'électrification, en adoptant une plus stricte et davantage en adéquation avec la réalité. En effet, le branchement physique à un réseau suffisait auparavant pour considérer un village comme électrifié, même si ce dernier ne disposait que d'une seule ampoule. En associant de manière systématique accès au réseau et électrification, ces principes succincts étaient erronés et flatteurs pour les politiques d'aménagement puisque les progrès de raccordement, aisément mesurables, paraissaient élevés aux yeux des autorités grâce aux statistiques officielles (Tenenbaum & alli., *op. cit.*, p.45). Or, Maigne & alli., rédacteurs de l'étude de la Fondem, appellent à la prudence vis-à-vis des taux chiffrés qui ne font « souvent aucune distinction entre les différents niveaux de service proposés par les systèmes de production et de distribution de l'électricité disponibles sur le territoire considéré » (*op. cit.*, p.114). Cette « vision lacunaire de la situation » n'est pas que le propre des zones rurales car la chercheuse Gabrielle Desarnaud illustre le manque de fiabilité des évaluations statistiques avec le cas de la capitale congolaise Kinshasa, où les taux diffèrent fortement selon les méthodes d'enquête, et notamment la prise en compte ou non des problèmes de maintenance sur le réseau (85% de la ville n'a accès qu'à de la très basse tension) (Desarnaud, in Maigne & alli., *op. cit.*, p.115).

Ces observations méfiantes envers les chiffres, qui se refusent à ignorer l'ampleur du chemin qu'il reste à parcourir dans les marges subsahariennes, viennent s'ajouter à un autre facteur de difficulté quant à la définition précise d'une électrification réussie. Celui-là est plus encourageant puisqu'il s'agit de l'étendue des options qui permettent aujourd'hui à un ménage africain d'avoir accès à un service électrique de base. En clair, « étant donné la dispersion et la

variété des solutions d'électrification rencontrées dans les zones rurales des pays en développement, il est difficile de distinguer de manière certaine celles qui seraient « électrifiées » de celles qui ne le sont pas » (Maigne & alli., *op. cit.*, p.114), comme l'expliquent les auteurs de la Fondem qui se sont posés la question de savoir ce que recouvre exactement un taux d'électrification : peut-on scrupuleusement considérer qu'un kit photovoltaïque individuel électrifie de la même manière qu'un mini-réseau de plusieurs centaines de kilowatts (kW) ?

Pour toutes ces raisons, la géographie de l'électrification dans les pays du Sud représente une tâche peut-être plus compliquée mais qui présente aussi davantage d'intérêt pour les chercheurs de cette discipline, dont la théorisation des concepts – pourtant relatifs à la pratique – doit être harmonisée. Celui de **frontière**, relevant de la géopolitique, est mobilisé par Maigne & alli. pour conclure sur ce point : « les frontières entre territoire « électrifié » et territoire « non électrifié » sont devenues floues » (*Ibid*, p.104).

Partant de ce constat, et du fait que les nouvelles habitudes énergétiques rendent difficiles de conclure de manière certaine à l'électrification effective d'une localité rurale africaine (*Ibid*), les auteurs de la Banque mondiale se démarquent de la majorité des autorités publiques et des bailleurs de fonds, et s'inspirent des travaux de Bhatia & al. (2013) pour établir leurs normes de référence. Celles-ci prennent plus en considération le facteur humain qu'économique en établissant six besoins spécifiques aux individus pris en charge : éclairage, divertissement et communications, conservation des aliments, énergie mécanique et économies de main d'œuvre, cuisson des aliments et eau chaude, climatisation et chauffage de l'espace (Tenenbaum & alli., *op. cit.*, p.46). La satisfaction de ces besoins dépend des niveaux d'électrification, et plus précisément des attributs de base, repris à Bhatia & al., qui déterminent la qualité ou la fonctionnalité de l'accès à l'électricité d'un ménage : quantité d'approvisionnement ; durée de l'approvisionnement ; approvisionnement en soirée ; accessibilité tarifaire ; conformité juridique du branchement ; qualité de l'alimentation ; fiabilité de l'offre. Tenant compte de ces critères, une échelle multi-niveaux (de 1 à 5) peut être établie, qui est pour Tenenbaum & alli. plus pertinente que celle qui va de l'absence d'électrification à la pré-électrification puis à la pleine électrification. Selon ces économistes, l'électrification doit être évaluée en analysant avant tout la quantité et la qualité de l'électricité, puisque ces deux éléments satisfont un plus grand nombre de besoins fondamentaux au fur et à mesure qu'ils augmentent. L'approche sociale est au cœur de ces préceptes : au final, Tenenbaum & alli. affirment que « dans sa forme la plus simple, l'électrification devrait être définie comme l'offre d'électricité permettant de répondre à un besoin humain plutôt que de ne prendre en compte que l'installation de raccordements physiques ou l'utilisation d'une technologie particulière » (*op. cit.*, p.51).

## • CENTRES, PÉRIPHÉRIES, MARGES

Nécessaires dans le cadre de ce mémoire, les notions de centre, périphérie et de marge sont au cœur des études des géographes, qui les ont naturellement beaucoup questionné. Le site internet spécialisé *Géococonfluences* cite notamment Alain Reynaud et Christian Grataloup, ce dernier rappelant dans *Hypergéogé* (2004) que le modèle classique centre-périphéries, qui attribue une position inégale (centrale, périphérique ou marginale) à chaque lieu au sein d'un territoire (Dunlop, 2019, p.47), trouve son origine dans la géographie radicale marxiste, et a été théorisé par Reynaud dans un article de 1980 puis dans son ouvrage *Société, espace et justice* (1981).

Lieux en opposition mais en interrelation, la **périphérie** correspond aux espaces dépendant d'un **centre**, c'est-à-dire un lieu de concentration ayant une capacité de commandement liée à des critères économiques et socioculturels (taille et niveau de vie de sa population, capacités de production, de recherche et d'innovation, etc.) (*Géococonfluences*). Dans le chapitre consacré aux structures et dynamiques spatiales, le dictionnaire *Les 100 mots de la géographie* de Jérôme Dunlop (2019) précise que « le centre est le lieu le plus accessible et celui depuis lequel on accède le plus vite à chacun des autres » (*op. cit.*, p.47), tandis que *Géococonfluences* distingue périphéries intégrées et périphéries délaissées, celles-ci étant entièrement dominées par le centre et recevant très peu en retour. Mais ce sont surtout ce que l'on appelle les **marges** qui sont les plus mal intégrées et « ne participent pas pleinement du système de lieux qu'est un territoire » (Dunlop, *op. cit.*). Bien que situées dans le périmètre théorique du territoire considéré, elles peuvent être « des zones de relégation d'objets et de population que l'on désire mettre « hors-champs », que l'on considère comme générateurs de nuisances » (*Ibid*), comme dans le cas où une société nationale d'électricité ne souhaite pas relier certains ruraux au réseau car, ces habitants n'étant pas solvables, elle ne rentabiliserait pas ce lourd investissement et y perdrait donc financièrement. Des géographes étudient ces marges rurales ainsi que périurbaines, note *Géococonfluences*, « soucieux d'en discuter les limites et de saisir leurs dynamiques de production, parfois en écho aux travaux sur les discontinuités et processus de différenciations spatiales ».

Ainsi, centre et périphérie correspondent le plus souvent au rapport d'inégalité et de domination entre deux espaces, à n'importe quelle échelle : le processus de territorialisation aboutit à la hiérarchisation quantitative et qualitative des lieux, et génère des inégalités territoriales car ce modèle, certes intégrateur puisque les lieux sont polarisés par le centre (qui ne se trouve pas nécessairement au milieu de l'espace qu'il contrôle), peut surtout entraîner la dépendance des périphéries (spécialisées dans les activités de production matérielle et d'exécution) et l'exclusion des marges (Dunlop, *op. cit.*). Pour Reynaud, deux évolutions seulement sont possibles dans une telle situation : le renforcement de l'inégalité (la richesse augmente là où elle est déjà concentrée) ou la correction de l'inégalité (via des mécanismes de compensation ou de redistribution) (*Géococonfluences*). Dans le cas de l'électrification, c'est parfois la première qui se vérifie sur le terrain lorsque de nouveaux projets portés par des acteurs privés se soucient d'abord de la rentabilité économique avant l'accès des plus modestes : en effet, la Fondem avertit que « l'électrification d'une zone rurale, quelle que soit la solution, souligne, parfois même renforce, les inégalités sociales existantes » (Maigne & alli., 2019, p.346).

## • DÉCENTRALISATION

« Fait de disséminer géographiquement des activités qui étaient auparavant groupées dans un même lieu » d'après l'encyclopédie *Universalis* en ligne, le terme de **décentralisation** nous intéresse davantage dans son sens économique que politico-administratif concernant l'accès aux services électriques, même si la délégation de pouvoirs de décision et de compétences à l'échelon local revêt une importance pour n'importe quelle stratégie d'aménagement de territoire.

Il s'agit pour l'électrification de s'appuyer sur d'autres moyens que l'élargissement du réseau centralisé qui, à partir de la principale ville du pays (capitale politique ou bien économique comme Johannesburg en Afrique du Sud), connecte les lieux les plus attractifs (financièrement, démographiquement)<sup>1</sup> mais ne raccorde pas les régions à faible densité où les populations sont éparpillées géographiquement. Les outils technologiques modernes permettant une électrification adaptée à la demande rurale modeste et peu énergivore mobilisent des acteurs au savoir-faire technique de moindre importance que pour l'approche centralisée de l'électrification (*top-down*, c'est-à-dire descendante) qui se traduit elle généralement « par le développement de réseaux électriques de moyenne et haute tension » (Tenenbaum & alli., 2014, p.125). Par conséquent, les inconvénients du maillage traditionnel qui se concentre autour d'un nœud et s'appuie sur les économies d'échelle, que ce soit un réseau radioconcentrique ou même en étoile *hub and spoke* (plusieurs centres hiérarchisés), sont limités par la décentralisation. En somme, « la décentralisation des activités consiste à réduire la concentration des activités sur un pôle » (*Géocofluences*) : Paris dans le cas français, ou encore les anciens comptoirs coloniaux qui se sont transformés en premières métropoles des pays d'Afrique de l'Ouest, etc.

Nous verrons par ailleurs que « décentralisation du service électrique et décentralisation politique ne sont pas sans lien » (Maigne & alli., *op. cit.*, p.120).

---

<sup>1</sup> Voir la répartition des lignes à très haute tension, carte 1.

## *Problématique et hypothèses de recherche*

Via la mise à jour de certaines informations inhérentes à l'électrification des pays en développement (PED) et l'approfondissement d'études récentes sur l'ASS pour sa partie Est et Sud, ce mémoire vise à exposer les enjeux spatiaux du « défi électrique » de la région ; c'est donc par une approche éminemment géographique que je me propose de m'aventurer sur un terrain plutôt exploré par les économistes d'ordinaire.

**En étudiant le cas des pays d'Afrique australe et orientale, il s'agira d'analyser si les grands projets centralisés de production d'électricité contribuent réellement à électrifier les territoires subsahariens jusqu'ici marginalisés. Par opposition, les initiatives *bottom-up*, c'est-à-dire décentralisées, ont-elles la capacité de s'inscrire durablement comme la solution majeure contre l'exclusion spatiale en termes d'accès à l'électricité ?**

Cette problématique sera le fil conducteur d'une recherche qui prend pour point de départ deux hypothèses :

- En garantissant l'accès à un service électrique à toutes les franges de la population, les systèmes décentralisés seraient plus enclins à désenclaver des zones géographiques que les projets *top-down* d'électrification par extension du réseau.
- L'Afrique subsaharienne détient des ressources naturelles en quantité significative qui peuvent lui permettre de sortir de la crise énergétique ; mais comme pour d'autres secteurs (agricole, minier), le manque ou la mauvaise qualité des infrastructures – les réseaux notamment dans le cas de la diffusion de l'électricité – fait défaut, alors que les pays sont souvent très dépendants des investissements étrangers et/ou de l'aide internationale. Par conséquent, bien que l'Afrique australe et orientale dispose d'un abondant potentiel en énergies renouvelables, la région n'est pas actuellement sur la voie de l'abandon des énergies fossiles pour produire son électricité.

## *Annonce du plan*

Les interrogations relatives à l'efficacité des systèmes électriques centralisés en Afrique subsaharienne, dans un contexte où les compagnies nationales d'électricité sont mises à mal financièrement (comme en Afrique du Sud), sont exposées dans la première partie de ce travail. Elles amènent à questionner l'impact des projets de grandes infrastructures dans un secteur en proie à des rivalités géopolitiques multiples ; avec comme résultat le constat d'essoufflement d'un modèle réclamant sans doute un renouveau, pour des besoins croissants d'accès à l'énergie.

Interviennent alors les solutions actuelles d'électrification, notamment en milieu rural, par le biais de l'approche décentralisée. Celle-ci pouvant s'appuyer sur des ressources renouvelables abondantes sur le continent, les acteurs privés, de plus en plus sollicités par les pays concernés, développent des programmes innovants, non sans difficultés en termes d'accès aux financements et de raccordement égalitaire pour toutes les populations. C'est en effet l'électrification des plus pauvres qui fait défaut lorsqu'une logique de rentabilisation économique est adoptée, faisant davantage de place à la concurrence entre options *bottom-up* qu'à la coordination multi-niveaux. L'enjeu est développé en deuxième partie, tandis que le cas rwandais conclut notre réflexion.

L'exemple du Rwanda, s'il n'est peut-être pas révélateur de l'ensemble de l'ASS, constitue un modèle pertinent de pays est-africain qui fait de l'accès à l'énergie l'un des leviers de son développement. Empli de certitudes mais aussi de risques et de difficultés à surmonter quant à l'inclusion de chaque strate sociale au décollage économique en cours, cet État compte aussi bien sur le réseau que sur l'ERD pour placer l'électricité au cœur de la dynamique entrepreneuriale qui gagne les rues de Kigali notamment depuis une décennie.

## **MÉTHODOLOGIE**

Ce document a été finalisé à l'été 2020, après plusieurs mois de travaux de recherche s'appuyant sur la littérature scientifique et journalistique, francophone ou anglophone, qui existe à propos de l'électrification en Afrique subsaharienne. Initialement, il était surtout censé constituer un mémoire fondé sur des analyses de terrain puisque je devais me rendre une dizaine de jours au Rwanda au mois de mai 2020, mais cela m'a été impossible en raison de la pandémie de Covid-19. Mon étude aurait alors dû tirer parti d'enquêtes qualitatives et quantitatives sur l'accès à l'électricité et à d'autres formes d'énergie des ménages rwandais, urbains et ruraux ; d'entretiens avec des membres du gouvernement, du ministère des Infrastructures ou du Rwanda Energy Group (compagnie nationale), ou encore avec des responsables de KivuWatt ; et d'évaluations géographiques, sociologiques, économiques dont le but eut été de produire des résultats pertinents vis-à-vis de mon postulat de départ, ma problématique de recherche et mes hypothèses. Celles-ci auraient pu se vérifier ou non grâce aux constatations qui seraient ressorties de la situation entrevue dans le « pays des mille collines », en tant qu'« échantillon » de mon vaste terrain de recherche qu'est l'Afrique australe et orientale. En somme, dans le cadre d'un travail rigoureux en Sciences Humaines et Sociales mené par un chercheur ayant côtoyé les habitants concernés et donc brièvement pris part à leurs habitudes de vie (discussions formelles et informelles, observation des mœurs énergétiques, réalisation de figures dont des schémas, graphiques et tableaux « sur le terrain » même, prise de photographies, visite de centrales électriques dont KivuWatt, souvenirs gardés et ressenti personnel, forcément subjectif, menant à une analyse critique...), ce séjour m'aurait été infiniment utile pour mieux appréhender les enjeux et les questions relatives au développement énergétique subsaharien aujourd'hui.

À la place de cette expérience, j'ai heureusement pu puiser dans quantité d'articles, livres, rapports et reportages documentaires pour étoffer mes connaissances et surtout pousser ma réflexion, qui est axée sur la place que revêtent désormais les systèmes d'électrification décentralisée par rapport aux « grands » réseaux dans les pays en développement. Je me suis servi des écrits émanant d'auteurs spécialisés (scientifiques et universitaires, politiques ou journalistes) qui seront présentés dans l'état de l'art, mais également de chiffres et statistiques issues d'institutions ou de centres de recherche mettant régulièrement à jour leurs bases de données : Agence Internationale de l'Énergie (AIE), *African Energy Commission* (AFREC), *Afrobarometer*, *African Energy*, Banque mondiale (BM), Banque africaine de développement (BAD), organes de l'ONU comme la Conférence des Nations Unies sur le Commerce et le Développement (CNUCED) ou le Programme des Nations Unies pour le Développement (PNUD) (ainsi que le Département des Affaires économiques et sociales et la Division démographique des Nations Unies), *Observatory of Economic Complexity* (OEC)... J'ai pu réaliser des cartes (grâce aux logiciels *QGIS* et *Adobe Illustrator*), tableaux ou graphiques, notamment à partir de ces données. Bien sûr, certaines figures déjà existantes ont également été mobilisées dans ce mémoire.



Mon étude a ainsi été réalisée grâce à une méthodologie à la fois qualitative et quantitative, mais principalement orientée vers la lecture de nombreux textes et la collecte d'informations venant de cet important corpus documentaire, sur lequel je me suis fondé mais que j'ai aussi pu commenter, corriger ou même critiquer, parfois mettre à jour ou comparer avec d'autres sources en cas de non-analogie. Le regret vient de l'absence de mise en contact direct avec le terrain d'étude, qui explique que ma troisième partie sur le cas rwandais est moins étoffée que les deux premières, mais j'estime avoir tout de même réussi à fournir un travail à la croisée de la géographie, l'économie du développement et la géopolitique, notamment celle des ressources faisant l'objet de rivalités (potentielles ou non). Il s'agissait bien de l'objectif initial, puisque la pluridisciplinarité permet dans ce cas de saisir tous les enjeux d'une thématique sur laquelle assez peu de chercheurs en sciences sociales ont travaillé par le passé. Avec comme ambition, en toute modestie, de contribuer à l'apport des géographes sur les questions énergétiques globales.

## ***ÉTAT DE L'ART***

L'état de l'art présenté ici tend à aller du général au particulier, que ce soit à propos :

- de l'objet traité : d'abord l'énergie dans son ensemble avant de se consacrer précisément à l'électrification ;
- de l'aire géographique étudiée : d'abord l'Afrique subsaharienne avant de passer à une échelle plus spécifique, celle de l'Afrique de l'Est et de l'Afrique australe ;
- de la discipline des chercheurs : d'abord les spécialistes de divers horizons académiques ayant travaillé sur l'électricité avant de s'attarder sur les géographes, qui ne sont finalement pas légion à avoir fait de même.

Cette revue des études antérieures sur l'électrification subsaharienne commence donc par les écrits de non-géographes qui ont contribué aux rapports d'institutions internationales et autres organisations ou centres de recherche sur le développement, avant de se pencher plus en détail sur les travaux en Sciences Humaines et Sociales (géographie mais pas uniquement) ayant précédé ce mémoire.

Le défi ou plutôt l'urgence d'électrifier l'Afrique (Furfari, 2019) s'inscrit dans le cadre du septième objectif de développement durable (ODD) des Nations unies : garantir l'accès de tous à des services énergétiques fiables, durables et modernes, à un coût abordable. Les experts travaillant pour des institutions, agences de développement, ONG, associations et autres fondations, ont par conséquent publié de nombreux rapports sur l'accès des subsahariens à l'électricité, et de manière plus générale sur l'énergie en Afrique – mais aussi dans les autres

régions en développement. Ainsi, des études réalisées par l'Agence Française de Développement (AFD), l'Association pour le Développement de l'Énergie en Afrique (ADEA), la BAD, la BM, le Nouveau partenariat pour le développement de l'Afrique (NEPAD), le PNUD, ou encore par la Fondation Énergies pour le Monde (Fondem), Électriciens sans frontières (ESF) ou le Groupe de recherche et de développement technologique (Gret) en France, ont tous contribué aux avancées de la recherche en matière d'enjeux énergétiques en ASS.

Les ouvrages du professeur Samuele Furfari (2019), spécialiste de la géopolitique de l'énergie, et celui de Maigne & alli.<sup>1</sup> pour la Fondem (2019), parlent respectivement d'urgence et d'impératif humanitaire à propos de l'électrification de l'Afrique, le premier affirmant que le continent « mérite mieux que l'énergie informelle » dans une tribune publiée en 2020 (*La Tribune Afrique*, 08/05/20). Furfari plaide donc pour la production énergétique massive à partir de sources fossiles pour répondre à des besoins croissants, et critique les ONG occidentales voulant imposer leur vision de la nécessité d'énergies vertes, qui ne suffiront pas pour électrifier un continent aussi vaste que celui-ci. Comme nous le verrons, il n'est pas le seul à prendre ce parti en raison des intérêts qu'il y a encore à utiliser le gaz ou le charbon, même si aujourd'hui les avantages que procurent les EnR font l'unanimité en termes de gains d'efficacité énergétique (c'est-à-dire de consommation « écoresponsable »). De son côté en effet, l'ADEA (sous la direction de son président Jean-Pierre Favennec) publiait à quelques mois de la COP 21, tenue à Paris en décembre 2015, une étude se projetant à l'horizon 2050 afin d'analyser les perspectives d'évolution énergétique de la région à partir d'un état des lieux actuel. Le document présente donc différents scénarios possibles à l'avenir, avec une préface signée Jean-Louis Borloo, ancien ministre français de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement Durable et de la Mer entre 2007 et 2010, et aujourd'hui président de la Fondem. Fortement impliqué pour l'électrification africaine, Borloo a ainsi contribué aux publications *L'énergie en Afrique à l'horizon 2050* et *Électrifier l'Afrique rurale*. En plaidant pour un accès à l'électricité via les sources non conventionnelles<sup>2</sup>, il s'oppose à Furfari dans la mesure où celles-ci seraient selon lui compétitives aujourd'hui, notamment grâce aux progrès technologiques. Son point de vue se rapproche davantage de celui des auteurs de *Développement durable et émergence de l'Afrique* (2015). Ce livre parrainé par le PNUD détient des chapitres rédigés par Kandeh K. Yumkella, représentant spécial du Secrétaire général des Nations Unies à *Sustainable Energy for All*<sup>3</sup> (SE4ALL), Madiana Pognon-Azoumé, experte en énergie, et Benoit Lebot, chef au Partenariat international pour la coopération sur l'efficacité énergétique, qui présentent l'initiative SE4ALL, lancée par l'ONU en 2011 et à laquelle 43 pays africains ont adhéré : en plus de l'accès universel à des services modernes dans le secteur, ses objectifs sont de doubler le taux mondial d'amélioration de l'efficacité énergétique ainsi que la part des EnR dans la panoplie énergétique mondiale. Les auteurs dressent également un bilan des initiatives pour les sources renouvelables en Afrique et encouragent un changement de regard qui commence par la diversification des énergies.

---

<sup>1</sup> Yves Maigne, Gérard Madon, Etienne Sauvage, Sarah Vignoles

<sup>2</sup> Par opposition aux EnR, les énergies conventionnelles désignent le fossile ainsi que le nucléaire.

<sup>3</sup> « Énergie durable pour tous »

L'un des ouvrages phares ayant eu pour thème principal l'électrification du continent, et l'une des sources les plus mobilisées pour ce mémoire, est le manuel de Christine Heuraux *L'électricité au cœur des défis africains* (2010) : après une préface de l'économiste béninois Lionel Zinsou, très attaché au développement énergétique, la spécialiste s'attache, dans ce livre fondateur pour appréhender la question, à détailler les enjeux, risques et opportunités de l'accès à l'électricité en Afrique de manière exhaustive. S'il a maintenant dix ans, le manuel reste d'une grande utilité pour connaître les grandes tendances du secteur et a notamment servi de point de repère pour de nombreuses études postérieures.

Du côté des études de la Banque mondiale, deux rapports en particulier, réalisés ces dernières années, s'avèrent pertinents pour ce mémoire. Publié en 2014, *From the bottom up* (Tenenbaum & alli.)<sup>1</sup> traite de la production d'électricité décentralisée en milieu rural subsaharien. La deuxième publication en question, *Accès à l'électricité en Afrique subsaharienne* (mars 2020), qui fait partie de la collection « L'Afrique en développement » de l'AFD, a été écrite par Moussa P. Blimpo, économiste, et Malcolm Cosgrove-Davies, expert de l'énergie dans les PED. Ces deux collaborateurs à la BM y développent le concept d'adoption de l'électricité et s'intéressent par là à la demande des populations en alimentation électrique. Ils prônent une utilisation productive de l'électrification, c'est-à-dire un investissement dans l'électricité pour que celle-ci contribue à la génération de revenus et la création d'emplois ; qu'elle permette, en somme, de réduire la pauvreté en amorçant un réel développement économique local.

Dans la seconde édition de l'Atlas du NEPAD sur les transformations rurales africaines (*Une nouvelle ruralité émergente*, 2016), parrainé par la BAD, Jacques Imbernon, chercheur au Centre de coopération internationale en recherche agronomique pour le développement (Cirad), consacre la situation de l'électrification du continent et opte pour la diffusion de solutions solaires dans les campagnes. Concernant les travaux des ONG françaises Gret et ESF, le rapport du projet hydroélectrique Rhyvière à Madagascar (2019) d'un côté et la publication du Secrétaire général d'ESF Jean-Pierre Cerdan de l'autre (*L'électrification rurale en Afrique*, 2016), se sont avérés utiles. J'en profite ici pour remercier M. Cerdan, que j'ai contacté et qui m'a fourni le document en question. Tout comme celles du Gret, les publications de l'AFD sont particulièrement importantes dans la mesure où elles apportent un point de vue expérimental sur des initiatives d'électrification lancées en Afrique à travers le retour sur ces programmes ; c'est le cas, entre autres, du document de travail d'Anjali Shanker (avril 2012).

Les géographes, du moins en France, n'ont de leur côté que peu traité l'objet « électricité » et les enjeux spatiaux qui l'entourent – notamment dans les PED – au sein de leurs recherches, le laissant principalement aux économistes et professionnels du développement. Pourtant, les notables exceptions que sont Alain Dubresson et Sylvie Jaglin, en premier lieu, soulignaient dans les *Annales de Géographie* (2017/3) le caractère éminemment géographique, la « spatialité » qui peut ressortir d'études sur les ressources énergétiques et sur les réseaux d'électricité. Ces deux auteurs tirent ce constat de leurs travaux de terrain en Afrique du Sud

---

<sup>1</sup> Le rapport *From the bottom up. How small power producers and mini-grids can deliver electrification and renewable energy in Africa* (Banque mondiale, 2014) a été publié l'année suivante en version française sous le titre *Quand la lumière vient d'en bas. Comment les petits producteurs d'électricité et les mini-réseaux peuvent promouvoir l'électrification rurale et les énergies renouvelables en Afrique* (Banque mondiale, 2015).

sur Eskom (2015). Dans ce sens, des revues comme les *Annales de Géographie*, le *Bulletin de l'Association des Géographes Français*, *L'espace géographique*, *L'espace politique* et surtout *Flux*<sup>1</sup> peuvent encourager la recherche vers l'électrification, tout comme la *Revue internationale des études du développement* (anciennement *Revue Tiers Monde*), *Géoéconomie* et *Mondes en développement*. Le numéro 176 de cette dernière, consacré à l'énergie et au développement (2016/4), contient trois articles mobilisables pour toute étude telle que ce mémoire : le premier présente les opportunités et les défis pour l'ASS en termes d'accès à l'énergie et face au changement climatique ; il est rédigé par les économistes Arman Avadikyan et Claire Mainguy. Le second fait le lien entre « consommation d'énergie et croissance en Afrique subsaharienne » (Florian Grosset & Phu Nguyen Van). Enfin, le troisième se pose la question de l'évaluation des projets d'accès à l'électricité, après avoir constaté le peu de suivi mis en place à moyen et long terme dans les pays africains : comment en mesurer les bénéfices ? (Clara Kayser-Bril & Pascal Augareils). Dans *Géoéconomie* (2016/5), ce sont les spécialistes des questions énergétiques mondiale, Rodolphe Greggio, professeur d'histoire économique, et Benoît Mafféi, géopolitologue, qui se demandent si la pénurie énergétique constitue un obstacle insurmontable pour la croissance économique en Afrique.

Mais c'est avant tout dans les numéros d'*Afrique contemporaine*, revue pluridisciplinaire dont les articles peuvent aussi bien mobiliser des économistes que des géographes ou sociologues, que l'on trouvera des textes scientifiques centrés précisément sur l'électrification de l'Afrique subsaharienne (2017/1) d'un côté, et sur l'émergence de l'Afrique de l'Est (2015/1) de l'autre. Dans le premier numéro cité, alors que Roberto Cantoni, sociologue spécialiste de l'énergie, et Marta Musso, historienne de l'économie, reviennent en introduction sur les faits et les chiffres de l'énergie en Afrique de manière générale, Charles Debeugny, Christian de Gromard et Grégoire Jacquot se demandent si, conformément aux ambitions de l'ONU, l'électrification complète du continent africain est réellement envisageable pour l'année 2030. Leurs conclusions amènent à promouvoir davantage de coordination et une gouvernance plus adaptée pour les initiatives décentralisées et durables, ainsi qu'à développer des usages économiques (commerciaux et artisanaux) de l'électricité en ASS, comme le préconisent les chercheurs de la Banque mondiale déjà mentionnés (2020). De Gromard, en collaboration avec Stéphane His, tous deux en poste à l'AFD, contribue également à un article sur les évolutions et les révolutions du secteur énergétique au niveau mondial, en questionnant les impacts sur le continent le moins électrifié du monde. Chargé de recherches à l'Institut de l'environnement de Stockholm, Oliver Johnson consacre lui son étude aux réformes du secteur de l'électricité en Tanzanie. Le président du Gret Pierre Jacquemot, grand spécialiste de l'Afrique, ancien diplomate aujourd'hui maître de conférences à l'Institut d'Études Politiques de Paris, après avoir analysé dans la revue le projet du barrage de Grand Inga en RDC, développe avec Marie-Noëlle Reboulet et d'autres experts de l'AFD quelques retours d'expérience sur des options technologiques modernes pour l'électrification rurale, tandis que l'expert Gérard Madon, qui a contribué au rapport de la Fondem, s'intéresse aussi au bois en tant qu' « énergie de première

---

<sup>1</sup> La revue *Flux*, éditée à l'Université Paris-Est, est spécialisée sur les interrelations spatiales entre réseaux et territoires. Mobilisant des géographes, urbanistes et aménageurs mais également des économistes, sociologues ou historiens, *Flux* s'intéresse aussi bien aux réseaux de transports urbains collectifs qu'aux services d'eau, d'électricité, aux autres accès à l'énergie, ou aux télécommunications.

nécessité en Afrique ». Tous ces écrits ont permis un état des lieux actualisé et plus que nécessaire sur les moyens d'accéder à l'énergie en Afrique et les enjeux modernes qui entourent l'électrification des pays du Sud, par le prisme de la transition énergétique, des options décentralisées ou de l'implication des start-up privées. Ils encouragent une nouvelle forme de réflexion, qui mérite certes d'être approfondie mais qui laisse augurer un foisonnement d'études dans la lignée de celles d'Heuraux ou de Shanker, ayant pour but de guider des scientifiques et ingénieurs, notamment locaux, dont le travail sera de parachever le développement énergétique de l'Afrique.

Dans le numéro de 2015 consacré à l'Afrique de l'Est, c'est surtout l'article d'Alain Gascon, spécialiste de l'Éthiopie, qui a été mobilisé, tout comme celui qu'il avait écrit dans le *Bulletin de l'Association des Géographes Français* (2015, 92-2) sur l'hydroélectricité dans ce même pays – bien que l'introduction thématique dans *Afrique contemporaine* à propos d'une « nouvelle Afrique de l'Est » ne soit pas dénuée d'intérêt pour ce mémoire. La consultation des numéros d'*Afrique contemporaine* a donc fait partie de ma méthodologie de travail pour trouver des sources fiables et adéquates.

Chez les géographes, en plus de Jaglin et Dubresson, qui ont écrit dans *Flux* sur la transition énergétique dans les villes des pays émergents, notamment Le Cap (2013/3), et dans *L'espace géographique* sur les services en réseau des villes africaines en général (2012/1), Marie Plancq-Tournadre a travaillé sur l'électrification en Afrique du Sud (*Flux*, 2004).

Les revues spécialisées *Energy for Africa* (de l'ADEA) et l'anglophone *African Energy* sont également précieuses pour une telle étude, tout comme l'hebdomadaire *Jeune Afrique* ainsi que la presse locale des pays étudiés : *Mail & Guardian*, *Business Insider South Africa*, *Engineering News*, *Daily Maverick* (Afrique du Sud) ou *Daily Nation* (Kenya) entre autres. Ils contribuent au travers de leurs articles à éclairer le sujet, et leurs journalistes s'inscrivent donc dans la lignée des chercheurs ayant apporté leur connaissance pour les enjeux de l'électrification subsaharienne.

# 1. Un service public facteur d'exclusion spatiale ? Des politiques d'électrification qui n'incluent pas l'ensemble de la population au réseau

## 1.1. Les compagnies nationales historiques aujourd'hui en crise. Le cas d'Eskom en Afrique du Sud

### 1.1.1. Des réseaux verticaux comme héritage des entreprises d'État monopolistiques

Le secteur de l'électricité dans les pays subsahariens se caractérise, depuis la période des indépendances (années 1950-1960), par un modèle de monopole public verticalement intégré dans lequel une entreprise d'État se voit confier à la fois la production, le transport et la distribution (Heuraux, 2010, pp.160-162) – et ce quelle que soit la nature politico-économique du régime en place. Cette « forme d'organisation typique de la plupart des PED et de bon nombre d'économies développées » (Johnson, 2017, p.29) a résisté à un processus de libéralisation entrepris dans les années 1990 sous l'égide de la Banque mondiale<sup>1</sup>, qui a connu « des résultats très mitigés » (Heuraux, *op. cit.*). Par conséquent, la plupart des sociétés nationales sont encore majoritairement détenues par des entités publiques (Maigne & alli., 2019, p.78), et elles restent en position dominante, en demeurant souvent unique acheteuses de l'électricité et détentrices de leurs propres centrales de production. Pourtant, tandis que les frais de branchement des sociétés de services d'électricité africaines sont parmi les plus élevés au monde (Tenenbaum & alli., 2014, p.15), il est difficile d'écarter totalement le principe de la mise en concurrence en raison des difficultés majeures d'ordre financier, technique et opérationnel, et/ou de maintenance, que connaissent bon nombre des compagnies en question. O. Johnson (2017) dépeint la situation critique de la *Tanzania Electric Supply Company* (Tanesco), que l'on peut retrouver avec la *Jiro sy Rano Malagasy*<sup>2</sup> (Jirama), *Kenya Electricity Generating Company* (KenGen) ou *Rwanda Energy Group* (REG), mais surtout avec *Electricity Supply Commission* (Eskom, devenue Eskom) en Afrique du Sud, qui fournit environ 90% de l'électricité du pays grâce à un réseau de presque 390 000 km de câbles électriques.

En Afrique du Sud, État engagé dès 1992 dans le programme « Energy For All » et leader continental de l'électricité, celle-ci est produite à 95% par Eskom<sup>3</sup>, grâce à un total de trente centrales opérationnelles pour une capacité de génération de 44 172 MW dont 36 479 (environ 83%) au charbon<sup>4</sup>. Pour Jaglin & Dubresson, la compagnie se trouve au cœur d'un triangle

---

<sup>1</sup> « La réforme du secteur de l'électricité a été l'une des conditions cardinales de l'aide au développement des bailleurs de fonds internationaux, essentielle pour le financement du secteur de l'énergie en Afrique » (Johnson, *Ibid*, p.25)

<sup>2</sup> « Électricité et eau malgaches »

<sup>3</sup> Charpentier, in ADEA, 2015, p.109

<sup>4</sup> Site Internet d'Eskom (chiffres datant de mars 2019)

pouvoir d'État - entreprises publiques - firmes charbonnières, « élément vital du complexe minéralo-énergétique sud-africain » (2017, p.364) ; d'autant plus que l'électricité est une ressource politique dont la maîtrise centralisée a toujours contribué à l'édification et au contrôle du pouvoir étatique dans le pays (Dubresson, 2013, p.54). Grâce à l'exploitation du charbon<sup>1</sup>, qui représente une exception sur le continent, les besoins énergétiques des sud-africains ont pu être – partiellement – satisfaits bien avant ceux des autres populations subsahariennes. Le taux d'électrification y est en effet le plus élevé d'ASS : 95% en 2018 selon l'AIE, alors qu'Eskom raccordait 73% de la population du pays en 2010 selon Heuraux et comptait 6,2 millions de clients directs en 2019. Cependant, derrière ces chiffres pas toujours fiables pour discerner les populations effectivement électrifiées se cachent de fortes disparités sociospatiales. Ainsi, « le poids des sud-africains « non-branchés », pour l'essentiel ruraux et *squatters* urbains, reste considérable » (Plancq-Tournadre, 2004, p.15) ; une situation héritée de l'apartheid, qui nécessite donc un bref retour historique.

Comme l'explique un récent article du *Mail & Guardian*, dans l'Afrique du Sud nouvellement démocratique, le niveau honteusement bas d'électrification des ménages noirs était vu comme une erreur de l'apartheid qu'il fallait corriger<sup>2</sup>. Beaucoup de logements informels des quartiers pauvres périurbains avaient été exclus des différentes entreprises d'électrification tandis qu'un boycott du paiement des services (dont l'électricité) avait été organisé par les *Black Local Authorities* dans les années 1980. Relevant le grand nombre de foyers débranchés dans un « contexte de pauvreté massive post-apartheid », M. Plancq-Tournadre soulignait par exemple que « pour la plupart des ménages pauvres du Cap, l'électricité est un service nouveau auquel ils n'ont eu accès qu'après la chute de l'apartheid » (*op. cit.*, p.21).

À l'aube des premières élections démocratiques et non raciales d'avril 1994, la société Eskom, créée dans l'Union sud-africaine en 1923, entreprend une campagne auprès des *townships* visant à changer son image accolée au régime ségrégationniste, nommée « Electricity For All ». Celle-ci intègre le *Reconstruction and development program* (RDP) de l'*African National Congress* (ANC), Eskom souhaitant être vue comme instigatrice de la lutte contre la pauvreté énergétique qui fait alors partie des objectifs de transformation du pays. Les années 1990 représentent un certain espoir pour les communautés noires et *coloured* (métisses) dans un pays connaissant un surplus d'électricité, bon marché qui plus est. Aux yeux des populations jusqu'ici marginalisées, le raccordement électrique stimulerait le développement économique local et moderniserait leurs habitats ; mais si les branchements ont rapidement augmenté jusqu'en 2000, aucun plan de recouvrement des coûts ne fut prévu car l'électrification, considérée comme vitale sur le chemin du développement, n'aspirait pas à être viable économiquement. Or, cette position a changé lorsqu'Eskom s'est de nouveau « commercialisée » dans les années 2000 et a procédé à des coupures de courant dans une optique de rentabilité vue par les habitants de Soweto, notamment, comme un changement radical de la politique de redistribution sud-africaine. En conséquence, les connexions informelles se sont multipliées, renforcées par la pression démographique dans les grandes

---

<sup>1</sup> Plus de 90% de la production africaine de charbon et 80% de sa consommation (Martin-Amouroux, 2017, p.185)

<sup>2</sup> « In the newly democratic South Africa, the shamefully low level of electrification of black households was seen as an apartheid wrong that needed to be righted » (A. Bahadur, *Mail & Guardian*, 08/03/20)

métropoles, et s'est développée ce qui est qualifié de « culture du non-paiement », l'une des sources des problèmes financiers d'Eskom jusqu'à aujourd'hui (Bahadur, 08/03/20).

Unique en ASS puisqu'elle porte le lourd héritage de l'apartheid (Planq-Tournadre, *op. cit.*, p.14), la conjoncture de l'électrification en Afrique du Sud n'en est pas moins comparable aux intempéries traversées par des sociétés nationales d'autres États qui « sont pour la grande majorité « sous perfusion » de leur gouvernement et des bailleurs de fonds pour couvrir les pertes d'exploitation » (Maigne & alli., *op. cit.*, p.80). C'est lors des pénuries de 2008 puis de 2015 que la fragilisation d'Eskom, incapable de répondre à la forte demande pour la climatisation en plein été austral, est apparue au grand jour (ADEA, 2015, p.43), alors que l'hypothèse d'une privatisation de l'entreprise débattue à la fin des années 1990 n'avait pas aboutie en raison de conflits d'intérêts au centre des enjeux de pouvoir développés par Dubresson (2015 ; 2017 ; 2019). Ce dernier applique le concept de « technopolitique » à la question électrique sud-africaine, terme qui désigne « les pratiques stratégiques qui consistent à concevoir ou à utiliser la technique afin de mettre en place des objectifs politiques, de leur donner forme et de les réaliser » ; un régime technopolitique se caractérise par « les relations étroites qui existent entre les institutions, les individus qui les gouvernent, les mythes et les idéologies qui guident ces derniers, les objets qu'ils produisent et les technopolitiques qu'ils poursuivent » (Hecht, 2016, pp.24-27). Dubresson explique que « toute transformation d'Eskom ne peut qu'avoir des conséquences en chaîne sur l'ensemble du complexe politico-économique du pays » (2019, p.19). Ceci n'est absolument pas souhaité par le parti au pouvoir, l'ANC, tout comme ses deux partenaires que sont le *Congress of South Africa Trade Unions* (COSATU) et le Parti communiste sud-africain désapprouvent toute tentative de privatisation (Dubresson, 2017, p.362). Toutefois, Eskom possède un quasi-monopole (qui, comme nous le verrons, touche à sa fin) puisqu'elle n'est pas le seul prestataire de service ; les 5% de fourniture d'électricité restants sont répartis entre municipalités, mines ou industries possédant leurs propres centrales, et producteurs indépendants (Charpentier, in ADEA, 2015, p.109).

À l'échelle locale, comme le rappelait Planq-Tournadre, les municipalités<sup>1</sup> sont en charge des services dans la plupart des villes, à commencer par Le Cap mais la capitale législative, éloignée de presque 1500 km du Gauteng, cœur économique du pays, dépend de cette province pour son approvisionnement en énergie électrique (Dubresson, 2013, p.44). Ainsi, en plus de négliger les quartiers périphériques paupérisés durant l'apartheid pour privilégier les centres-villes blancs et leurs quartiers d'affaires, l'électrification a répondu à une planification spatiale de rentabilisation, dans laquelle la priorité fut accordée aux agglomérations de Johannesburg et Pretoria (aujourd'hui conurbation de Tshwane), noyaux de l'industrie minière, c'est-à-dire le pilier économique sur lequel repose le pays. On retrouve ce schéma historiquement avec l'organisation géographique sud-africaine dont le centre de gravité a basculé des littoraux au Nord-Est (chaîne du Witwatersrand) suite à la découverte de mines d'or et de diamants à la fin du 19<sup>ème</sup> siècle. Cette région, devenue celle des deux métropoles dominantes économiquement et démographiquement, a été et est encore le moteur du dynamisme du pays grâce aux ressources minières dont dépend la province de plus de 12 millions d'habitants. Le *Gauteng*,

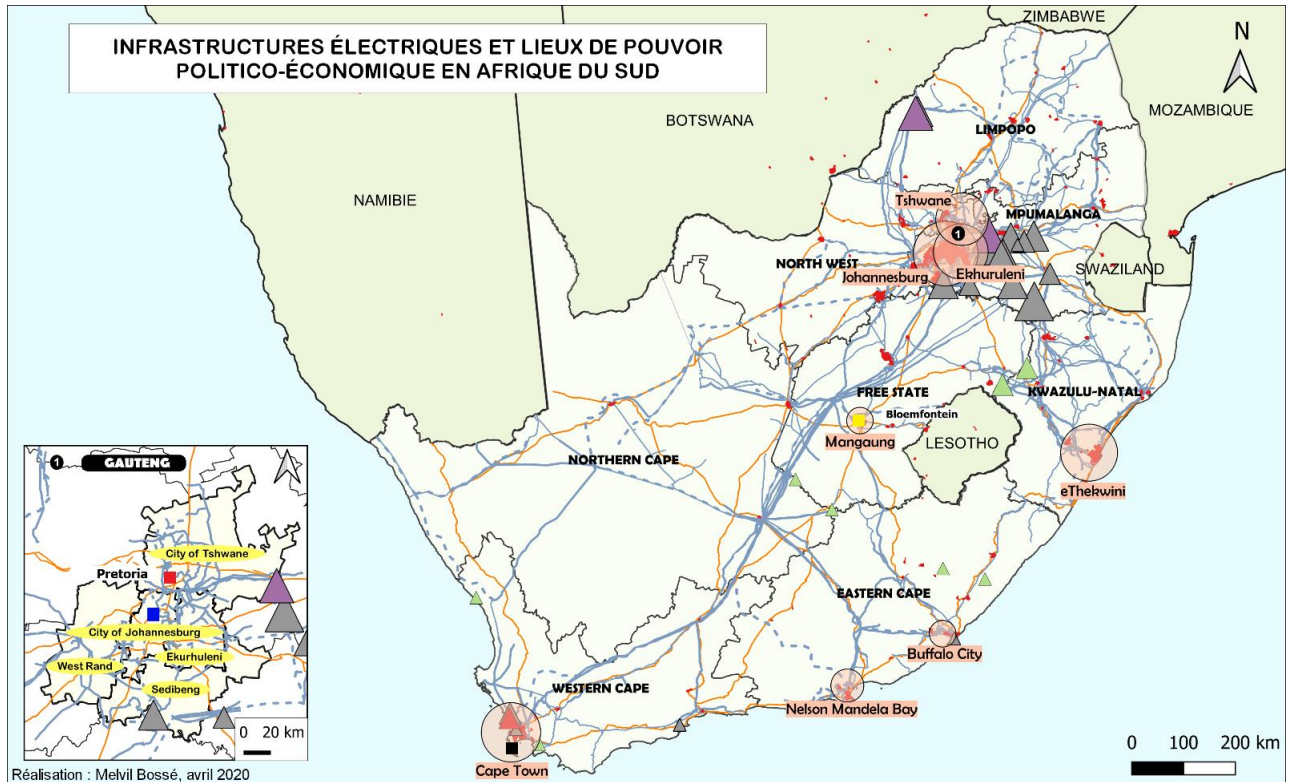
---

<sup>1</sup> Elles constituent les gouvernements locaux du pays depuis 2000. On distingue huit municipalités métropolitaines (type A), 44 municipalités de district (type C) et 226 municipalités locales (type B). (*Wikipédia*)

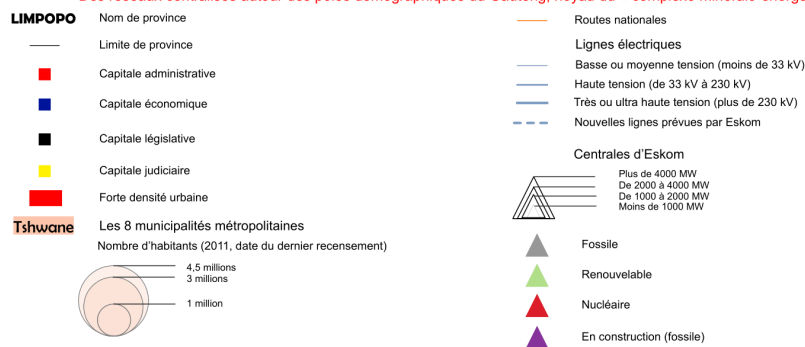


« lieu de l'or » en sesotho, concentre les réseaux depuis plus d'un siècle, notamment avec le développement du chemin de fer (fin 19<sup>ème</sup>-début 20<sup>ème</sup> siècle), lorsque son poids pris une importance telle que l'Afrique du Sud se hissa au rang de première puissance industrielle du continent.

Carte 3 :



Des réseaux centralisés autour des pôles démographiques du Gauteng, noyau du « complexe minéralo-énergétique »



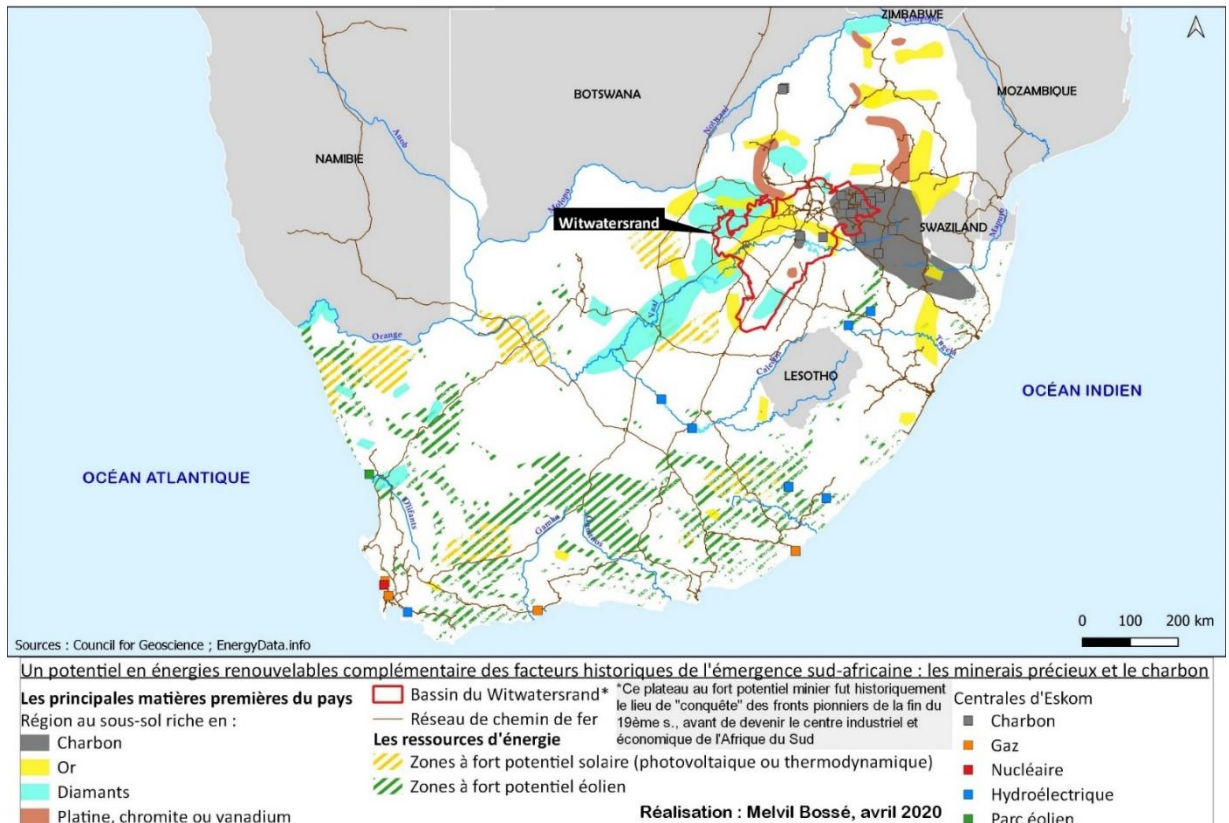
SOURCES : World Bank Open Data ; Site Internet d'Eskom ; Page Wikipedia d'Eskom (anglais) ; Igis Map ; Natural Earth Data

La forte attractivité de la province du Gauteng et la dépendance des autres territoires envers celle-ci ressortent de cette carte, qui démontre une concentration démographique, économique et industrielle dans le Nord-Est du pays. La majorité des centrales à charbon se trouve dans la province de Mpumalanga, limitrophe du Gauteng, et le réseau électrique se déploie à partir de ces zones de production.

La territorialisation de l'électrification est ainsi étroitement liée à celle du pouvoir en Afrique du Sud (Pretoria étant la capitale administrative et Johannesburg considérée comme la capitale économique).

Carte 4 :

RESSOURCES MINIÈRES ET ÉNERGÉTIQUES DE L'AFRIQUE DU SUD : DES ATTRIBUTS DE PUISSANCE GÉOÉCONOMIQUE



Cette deuxième carte juxtapose les ressources naturelles ayant contribué à l'essor industriel sud-africain des 19<sup>e</sup> -20<sup>e</sup> siècles, soutenu par le développement du chemin de fer, et les ressources (exploitées et potentielles) contribuant à l'approvisionnement actuel en énergie, notamment celles renouvelables pouvant s'inscrire dans l'avenir. En tant que substituts prenant une place de plus en plus importante dans le mix électrique, celles-ci pourraient-elles apporter à Eskom un second souffle ? Le Witwatersrand représente historiquement le centre du pays mais le secteur énergétique pourrait se tourner vers le fort potentiel solaire et éolien du Sud et de l'Ouest afin de mettre un terme à la crise économique entraînée par les pénuries.

Malgré des statistiques officielles flatteuses, le tableau de l'électrification sud-africaine est donc semblable à celui du reste du continent, et est même l'effigie archétypale du secteur électrique subsaharien. En effet, « les pays africains se caractérisent par une électricité centralisée et diffusée dans les grands centres, distincte de l'électricité rurale [...]. Dans de très nombreux pays, le développement et l'installation de l'électricité se sont faits à partir des grandes villes puis se sont dirigés vers les campagnes, soutenus et subventionnés par l'État » (ADEA, *op. cit.*, p.14). Si l'exploitation des matières premières n'est pas singulière à l'Afrique du Sud, s'ajoute dans ce pays la seule grande industrie charbonnière africaine, contrôlée de très près par l'autorité publique. Pour Alain Dubresson, « le binôme Eskom-charbon est au cœur d'un système néopatrimonial très lucratif dont ont profité des élites politiques proches du pouvoir central, voire au sein de ce dernier, et a été l'un des outils d'une capture de l'État ayant marqué la présidence de Jacob Zuma<sup>1</sup> » (2019, p.18). Un régime néopatrimonial comprend : une extrême personnification du pouvoir ; un clientélisme et patronage forts ; une mauvaise utilisation et répartition des ressources de l'État<sup>2</sup>. Ce contrôle étatique de l'électricité empêche dès lors la décentralisation quemandée par les grandes entreprises privées et les municipalités en quête « d'un relatif affranchissement de la dépendance du réseau national, dont la gestion trop centralisée et bureaucratique entraverait les innovations locales » (Jaglin, 2013, citée dans Dubresson, 2013, p.44).

Les acteurs souhaitant voir les compagnies nationales ébranlées plaident pour une séparation des activités relevant d'un monopole naturel (le transport et la distribution à travers les réseaux) de celles pouvant s'ouvrir à la concurrence (la production et commercialisation) (Heuraux, *op. cit.*), arguant – à raison – que les sociétés n'ont pas la capacité de raccorder les zones rurales. Le résultat de longues décennies d'encadrement politique centralisé des services marchands n'est qu'un accès à l'électricité rare, cher et de mauvaise qualité pour les consommateurs africains (Adedjoumon & al., in ADEA, 2015, p.118). Certes, les pays africains ayant conservé leur société historique présentent aujourd'hui les taux d'accès les plus élevés (Shanker, 2012, p.35), mais force est de constater que les investissements publics ont davantage contribué à l'endettement des pays qu'à l'électrification des foyers. C'est pourquoi aujourd'hui, la production tend à sortir progressivement du domaine public par le biais de contrats signés entre des opérateurs privés voulant vendre leur propre électricité sur le réseau et l'entreprise d'État (Maigne & alli., *op. cit.*, p.78) ; au vu de sa santé financière, celle-ci n'a que peu le choix, à l'image d'Eskom dont le modèle est selon Dubresson en phase terminale. En raison de la grave crise qu'elle traverse, la première société d'électricité africaine devrait voir son activité concurrencée par de nombreux producteurs indépendants mais également sa place de tête prochainement raflée par l'*Ethiopian Electric Power Corporation* (EEPCo), le « bras armé de l'État fédéral » éthiopien (Coillot, 2009, cité dans Gascon, 2015a, p.44).

---

<sup>1</sup> 2009-2018

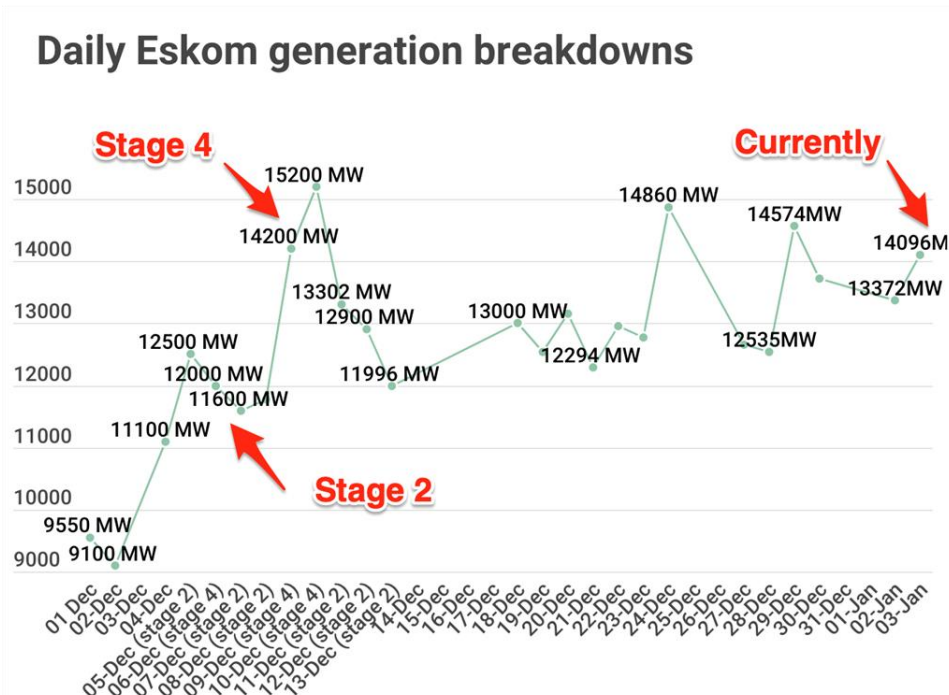
<sup>2</sup> Le néo-patrimonialisme caractérise la majorité des régimes africains des années 1960 aux années 1980 (*Wikipédia*).

### 1.1.2. Eskom, « géant malade de l'électricité » : cause et conséquence de la récession sud-africaine

L'Afrique du Sud produisait 254 836 gigawatt-heures (GWh) d'électricité en 2017, soit 31% de la production de l'ensemble du continent africain. L'essentiel était généré grâce aux centrales à charbon d'Eskom même si l'hydroélectrique et le nucléaire, grâce au site de Koeberg près du Cap – seule centrale nucléaire africaine –, constituaient une part non négligeable<sup>1</sup> : respectivement 5350 et 14 193 GWh (contre 226 710 pour le charbon)<sup>2</sup>.

Le constat est pourtant alarmant pour une société nationale, qualifiée de « géant malade de l'électricité » par l'hebdomadaire *Jeune Afrique* (19/11/19), qui est en faillite depuis 2018 et qui représente à elle seule les problèmes structurels et financiers des producteurs subsahariens. En raison d'un dysfonctionnement à Koeberg, les pannes de courant d'Eskom ont dépassé les 18 000 MW en mars 2020, un record battant celles de décembre 2019-janvier 2020 qui avaient déjà privé les sud-africains d'électricité comme jamais auparavant (figure 3), alors que des pannes supérieures à 9 500 MW signifient généralement un délestage (De Villiers, 03/01/20 et 12/03/20). Ce terme désigne le « procédé consistant à arrêter volontairement l'approvisionnement d'un ou plusieurs usagers ou d'un ou plusieurs quartiers afin de rétablir l'équilibre entre la production et la consommation du réseau » (Cerqueira & alli., 2019, p.19).

Figure 3 :



Source : « Load shedding now looks inevitable next week, with Eskom's breakdowns worse than in early December », James de Villiers, *Business Insider SA*, 03/01/20

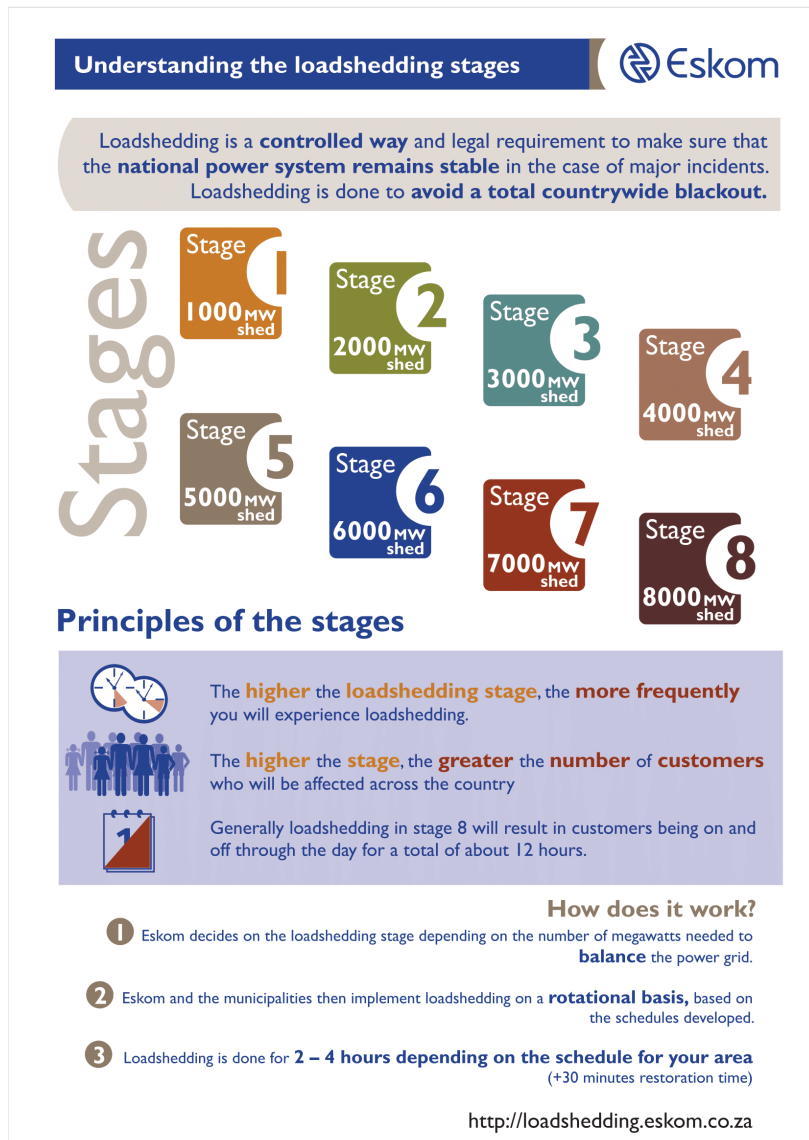
Ce graphique nous montre l'intensité en mégawatts des pannes de courant d'Eskom entre le 1<sup>er</sup> décembre 2019 et le 3 janvier 2020. Elles ont atteint le pic de 15 200 MW le 11 décembre (niveau 4) puis sont restées au-dessus de 10 000 MW tout au long du mois, avant d'atteindre par la suite un record de plus de 18 000 MW en mars.

<sup>1</sup> Cf. cartes 3 et 4

<sup>2</sup> Site Internet de l'AIE, « Data and statistics »

La crise énergétique en Tanzanie, où la population colère contre les très fréquentes coupures de courant lors des périodes de faible précipitation notamment (Johnson, *op. cit.*), prouve que l’Afrique du Sud n’est bien sûr qu’un cas parmi d’autres, mais les délestages y atteignent de telles proportions qu’Eskom les planifie en informant les usagers via les moyens de communication modernes (site Internet, réseaux sociaux), et justifie ces « *load shedding* » grâce à des schémas explicatifs (figures 4 et 5).

Figure 4 :



Il est ici expliqué que le processus de délestage (*loadshedding*), moyen contrôlé et légitime nécessaire à la stabilité du système électrique national, permet d’éviter un blackout total dans l’ensemble du pays. Plus l’on monte en niveau, de 1 à 8, plus les délestages seront fréquents et toucheront davantage de ménages.

Dès 2008, Eskom introduisait le concept de délestage par roulement de 4h<sup>1</sup>, mentionné au bas de cette figure. Ce processus résulte de la décision de l’entreprise qui, après avoir décidé quel niveau serait nécessaire pour équilibrer le réseau, met en place avec les municipalités les délestages qui « tournent » dans chaque région. Sur le site Internet, les sud-africains peuvent télécharger, en fonction de leur zone d’habitation, les calendriers des délestages sous la forme d’un tableur.

<sup>1</sup> S. Rantrua, *Le Point*, 18/12/19

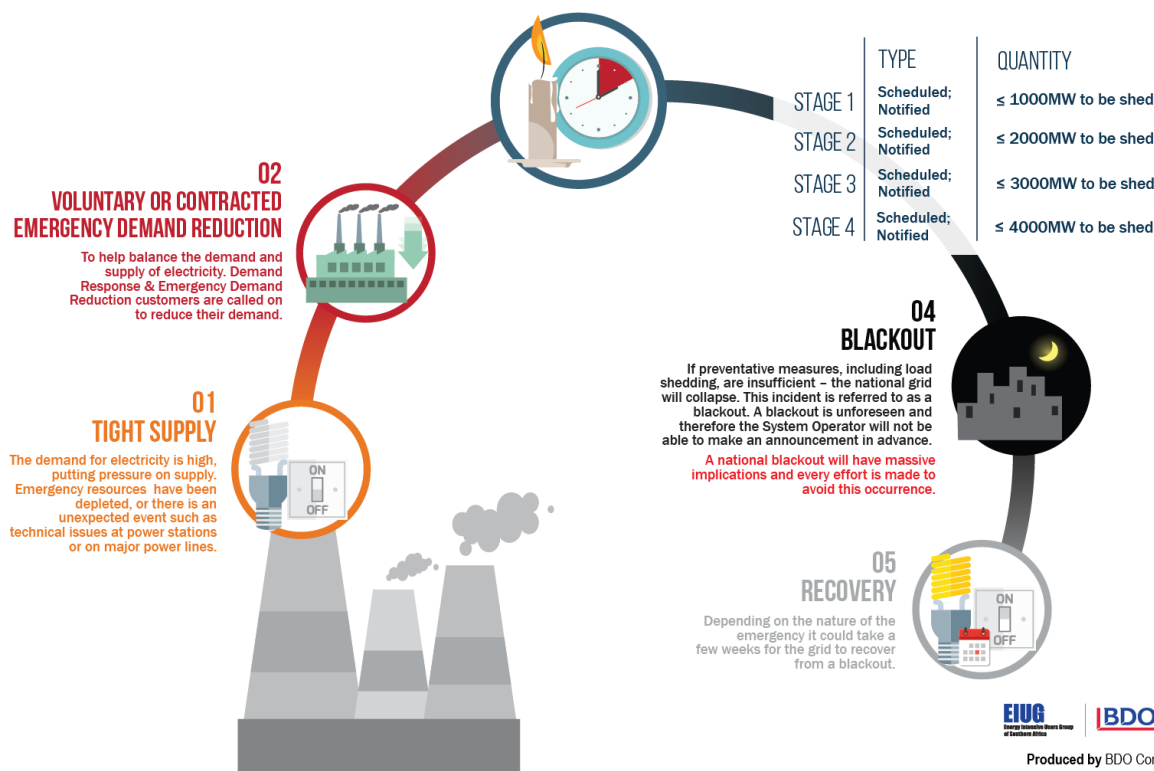


Figure 5 :

## THE LOAD SHEDDING PROCESS

### 03 LOAD SHEDDING

As a last resort and preventative measure, consumers are cut off on a rotational basis for 2-4 hours to protect the electricity grid from collapse. Depending on the stage, the National System Operator instructs the Regional Distribution Centers, 126 Municipalities and Key Industrial Customers to implement load shedding according to their schedules.







Produced by BDO Consulting, South Africa  
www.eiug.org.za

Le processus de *load shedding* est représenté sur ce schéma, du « *tight supply* » (approvisionnement restreint) au blackout, qui peut se produire dans le pire des cas, c'est-à-dire l'effondrement du réseau. Entre ces deux extrêmes se trouvent la demande de réduction de la consommation électrique des entreprises et industries puis les délestages de 2 à 4 heures. À noter que « suivant la nature de l'urgence, cela pourrait prendre quelques semaines au réseau pour se remettre d'un blackout ». Chaque niveau, ici affiché de 1 à 4, correspond à 1000 MW de plus de « coupé ».

Déjà impressionnant, le chiffre de la dette d'Eskom, 450 milliards de Rands<sup>1</sup> (presque 1/10<sup>ème</sup> de l'économie du pays), « pourrait rapidement s'élever à 600 milliards si des mesures draconiennes ne sont pas prises » (Dubresson, 2019, p.8) ; certains spécialistes cités par le site web *Business Insider South Africa* estiment toutefois que les problèmes opérationnels sont aussi importants et urgents à résoudre que la dette, tandis qu'une restructuration de l'entreprise ainsi qu'une baisse de ses coûts de production s'avèrent vitales (Wasserman, 11/02/20). L'état actuel de la société d'électricité n°1 en Afrique devenue un poids lourd à porter pour son pays révèle le symbole du déclin des producteurs monocéphales des PED et de leurs grands réseaux centralisés, bien que les contraintes liées à la demande peuvent être un obstacle aussi conséquent que l'insuffisance de l'offre pour l'extension de l'électrification.

<sup>1</sup> Environ 22 milliards d'euros.

Les principaux facteurs négatifs pour Eskom sont résumés dans un article du *Mail & Guardian* (22/01/20) dont l'auteur préconise les solutions solaires pour ne pas réitérer les erreurs de l'Australie, pays très dépendant du charbon également. Il cite des problèmes « nombreux et profonds » dont les plus évidents sont : une incapacité à se diversifier en utilisant d'autres ressources que le charbon ; une énorme crise de la dette venant des municipalités sud-africaines ; une masse salariale insoutenable ; et une incapacité à gérer les grands projets de production. En effet, malgré une politique énergétique plus verte proclamée par le *Renewable Energy Independent Power Producer Procurement Programme* (2011), l'Afrique du Sud fait face à des contradictions puisqu'Eskom construit deux nouvelles centrales à charbon, Kusile et Medupi<sup>1</sup>, tout en ayant prévu le démantèlement de trois autres. P. Machanick, auteur de l'article du *M&G*, parle de « pire moment possible » pour investir dans de tels projets, le président Cyril Ramaphosa ayant avoué en octobre 2019 que la situation financière de la compagnie est intenable quelques mois après avoir annoncé la dé-intégration du monopole public en trois entités distinctes, séparant production, transport et distribution – s'inspirant par-là du modèle hollandais qui autorise les producteurs d'électricité indépendants (IPP<sup>2</sup>) à entrer sur le marché (De Villiers, 04/02/20). Ce premier pas vers la mise en concurrence d'Eskom, même si les trois nouvelles entreprises resteront a priori entièrement publiques et rassemblées dans *Eskom Holdings* (Dubresson, *op. cit.*, p.13), est censé réduire significativement les coupures de courant, dont les conséquences économiques et sociales sont catastrophiques pour le pays.

D'une part, les délestages ont évidemment été aussitôt mis en cause lorsque la croissance économique attendue est passée de 1,7% à 0,7% en 2019 et que le chômage a atteint le taux le plus élevé depuis onze ans : 29,1% soit 6,7 millions de chômeurs (De Villiers, 03/01/20). Dès 2013, lorsque le pic de demande atteignait quasiment la capacité maximale installée, Eskom s'était vu contraint de demander à ses plus gros clients industriels de réduire leur consommation électrique de 10% pour éviter le blackout (étape 2 de la figure 5) (Charpentier, *op. cit.*, p.111). On comprend dès lors que les *load shedding* pénalisent l'économie tout entière, dans un État où l'industrie est certes en forte baisse depuis les années 1980 mais représentait encore près de 26% du PIB en 2018 (contre 22,3% pour les pays du Nord membres de l'OCDE)<sup>3</sup>. Par conséquent, cette dernière décennie, les aléas électriques ont coûté à l'Afrique du Sud sa place de leader économique continental au profit du Nigéria.

D'autre part, les pannes affectent avant tout les habitants des *townships*, souvent privés de lumière électrique pendant des mois, qui n'ont alors d'autre choix que de se tourner vers des solutions plus dangereuses pour la santé ou bien illégales (cf. sous-partie suivante). Les retombées sociospatiales des carences d'Eskom sont donc flagrantes à l'échelle infra-urbaine. Or, la société publique clame pour sa défense que ses maigres recettes sont la conséquence des faibles capacités de paiement des populations noires pauvres (Rouaud, 05//04/15), alors que celles-ci, durement touchées par le chômage, revendiquent leur « culture du non-paiement » lorsqu'Eskom déclare la dette de Soweto à son égard à 16,4 milliards de Rands et celle des municipalités du pays à 27 milliards fin 2019 (Davie, 30/01/20). Ainsi, de rudes conflits

---

<sup>1</sup> Cf. carte 3

<sup>2</sup> *Independent Power Producers*

<sup>3</sup> Données de la Banque mondiale

d'intérêt ressortent de cette crise, largement couverte par la presse sud-africaine, dont l'un des fondamentaux est le non-paiement, problème majeur pour le fournisseur. Ce dernier a déclaré au *M&G* que plus de 90% des dettes devant lui être remboursées émanent des municipalités et de Soweto, alors que les rédacteurs de ce journal, qui soutiennent que l'histoire de la dette va causer encore plus de défiance chez les non-payeurs, prennent plutôt le parti des ménages à bas revenu visés par Eskom : « cette dette devrait être considérée comme une subvention, un coût externe que le gouvernement doit prendre en charge pour un service inefficace »<sup>1</sup>. Dans l'article intitulé « 'Why we don't pay for power' » (Mathe, 18/10/19), le non-paiement est attribué, entre autres, à une résistance ancrée de longue date chez les sud-africains à rémunérer des services dont ils attendent la gratuité. Au final, une sorte de cercle vicieux situationnel apparaît clairement, impliquant des acteurs en opposition, et dans lequel la paralysie de l'économie empêche la solvabilité de chacun, y compris d'Eskom. En effet, « pour pallier le manque de liquidités, Eskom a recours à l'emprunt, souvent utilisé pour régler la charge de la dette, mais la dégradation de sa note par les agences de notation rend les taux d'emprunt plus élevés, ce qui a pour conséquence d'accroître le service annuel de la dette [ce qui fait partie du « cercle vicieux »]. Ajoutons que [...] les municipalités débitrices sont dans l'incapacité financière de payer leurs arriérés de facture, à quoi s'ajoute la dette des consommateurs de Soweto, [...] politiquement irrécupérable, les dirigeants d'Eskom ne voulant pas provoquer des émeutes de l'électricité. » (Dubresson, 2019, p.7). Par conséquent, la société, prise en tenaille par son faible budget, ne peut optimiser ses capacités de production et donc satisfaire les besoins en électricité.

Du point de vue des gouvernements urbains locaux, qui l'achètent à Eskom avant de la revendre (d'où les dettes), l'électricité est une ressource stratégique, notamment parce que les excédents servent à financer des mesures sociales pour les plus pauvres (Dubresson, 2013, p.43). Cependant, Eskom vend aujourd'hui de moins en moins et ne dispose réellement que de 70% de sa capacité théorique de production – qui est elle au plus haut. Le déficit productif de la compagnie est accentué par quatre facteurs, détaillés par Dubresson, qui viennent compléter les problèmes décrits dans le *M&G* : une maintenance des centrales imprévisible, compliquée et coûteuse ; des retards considérables dans les nouvelles constructions qui pèsent sur la productivité ; un approvisionnement en charbon de plus en plus compliqué ; enfin, « mobiliser les centrales de pointe (*peak stations*) comme substituts aux centrales de base défaillantes nécessite une anticipation des stocks de carburant » qui n'a pas été effectuée (Dubresson, 2019, p.5). Par conséquent, Eskom constitue un « fardeau économique et financier » non seulement pour l'État sud-africain mais aussi pour l'ensemble de l'Afrique australe, ses dysfonctionnements étant légitimement considérés par la Banque africaine de développement (BAD) comme un risque majeur pour le SAPP (*Ibid*, p.2).

Les impacts de la crise se répercutent en effet, pour finir, à l'échelle régionale voire sous-continentale, les lignes électriques transfrontalières dans le sud du continent (cf. carte 1) faisant de l'Afrique du Sud un exportateur net d'électricité vers les pays limitrophes : Mozambique, Botswana, Namibie, Eswatini, Lesotho (Charpentier, in ADEA, 2015, p.109). Si le pays a

---

<sup>1</sup> « This R18-billion debt – if it is R18-billion – should be deemed a subsidy, an external cost that the government must bear for inadequate service delivery » (A. Bahadur, *Mail & Guardian*, 08/03/20)



exporté en 2017 un total de 1307 kilotonnes d'équivalent pétrole (ktep)<sup>1</sup>, la situation actuelle remet en question le statut de « compagnie traditionnellement exportatrice » d'Eskom. C. Heuraux expliquait dès 2010 que la pénurie sud-africaine est critique pour l'équilibre de toute la région puisque son potentiel électrique, en plus d'influer sur le secteur minier et sur la stabilité sociale, contribuait au développement des États voisins « solidaires de cette « locomotive » ». Elle affirmait par conséquent que la récession obligeait désormais le pays à « renforcer ses approvisionnements auprès de ses voisins », dans un pool énergétique qui reste grâce à ses interconnexions « une référence pour l'intégration des réseaux de la sous-région » (2010, pp.308-311). Lors de l'année 2017/2018, l'électricité échangée au sein du SAPP a atteint 2124 GWh, soit 99% du total de l'énergie électrique mise en commun (pour 106,6 millions de dollars US), contre 1023 GWh (34%) l'année précédente<sup>2</sup>.

Longtemps réticent à l'idée d'une transition énergétique, Eskom doit accepter, au vu de ses problèmes actuels, le nouveau schéma établi par l'État sud-africain pour surmonter la crise. Ce dernier a planifié l'installation de 18 GW de capacités de production renouvelables d'ici 2030, dont 9 GW de panneaux photovoltaïques<sup>3</sup>, et suite à l'inauguration du plus grand parc PV d'Afrique en 2014 (95 MW pour le *Jasper Photovoltaic Power Plant* dans le Northern Cape, entièrement vendus à Eskom), le pays figurait en troisième position du classement Bloomberg des plus gros investisseurs mondiaux en EnR après deux autres pays des BRICS, le Brésil et la Chine (*l'EnerGeek*, 25/11/14). Selon l'ADEA, le gouvernement sud-africain souhaiterait également augmenter sa production nucléaire à 9,6 GW d'ici 2030, ce qui représenterait une augmentation de presque 500% par rapport à 2017. Néanmoins, même si la situation délicate a imposé une transition dont l'objectif est 26% d'EnR dans le bouquet énergétique sud-africain en 2030 (Dubresson, 2013, p.43), la diversification du mix électrique semble limitée et mène à des réserves chez certains spécialistes qui ne partagent pas forcément l'avis de K. Yumkella. Si celui-ci pense que l'Afrique du Sud a réussi sa transition énergétique (in Allah-Kouadio & alli., 2015, p.455), G. Malengé admettait en 2015 que « l'insertion des énergies renouvelables sera beaucoup plus difficile et coûteuse dans le système électrique de l'Afrique du Sud (8000 MW) que dans celui du système marocain (4000 MW) bien que proportionnellement plus important » (in ADEA, *op. cit.*, p.149).

Pour l'heure, Eskom finance – ou tente de le faire – ses deux nouvelles centrales à charbon, présentées comme les plus grandes du monde, pour renouveler un parc de production vieillissant afin de répondre à la forte demande : plus de la moitié des centrales actuelles ont dépassé 37 ans d'âge et 1/5<sup>ème</sup> du parc d'Eskom est désormais hors d'usage en permanence (Dubresson, 2019, pp.5-12). Le charbon devrait rester dominant dans la décennie à venir puisque les stratégies alternatives pèsent encore peu (Martin-Amouroux, 2017, p.198) dans un pays qui est pourtant le mieux équipé d'ASS mais où les délestages électriques sont l'illustration même de la faiblesse de l'offre et de son incapacité à répondre aux besoins des populations. Ainsi, « alors que dans certains pays, l'offre défaillante peut venir d'un sous-équipement structurel, dans ce cas précis, c'est la faible capacité d'Eskom [...] à assurer une adaptation

---

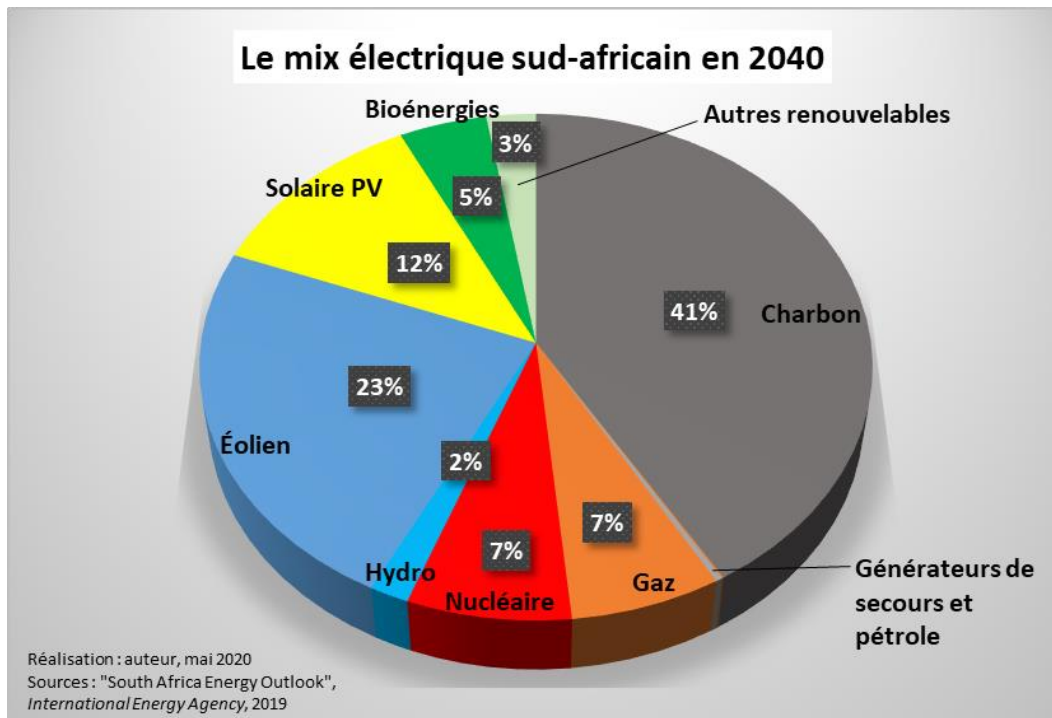
<sup>1</sup> Site Internet de l'AIE, « Data and statistics »

<sup>2</sup> *SAPP Annual Report 2018*, p.13

<sup>3</sup> ADEA, 2015, p.32

constante aux changements et à la croissance de la demande qui en est la cause » (Steck, 2018, p.52).

Figure 6 :



Le mix électrique représente la part des différentes sources d'énergie dans la production d'électricité d'un pays. Celui de l'Afrique du Sud à l'horizon 2040 restera dominé à plus de 40% par le charbon, bien qu'Alain Dubresson précise que le nouveau Plan doit atténuer cette dépendance, tandis que « 43% des nouvelles capacités à installer entre 2020 et 2050 devraient être fondées sur des énergies renouvelables » (2017, p.369). Ce diagramme est fondé sur le *Stated Policies Scenario* décrit par l'AIE, c'est-à-dire les ambitions affichées par les politiques sud-africains si elles se réalisent. On le voit, le solaire photovoltaïque (12%) et surtout l'éolien (23%) occuperont une place importante dans cette projection, passant respectivement de 4 térawatts-heures (TWh) à 41 TWh, et de 7 TWh à 81 TWh par rapport à 2020. Le gaz passera lui de 0,4 à 7%, rattrapant son retard dans la part des fossiles sur le charbon, qui représente 88% en 2020.

Diversifier le mix électrique n'est pas la seule voie pour contrer les difficultés opérationnelles et financières d'Eskom : depuis les années 2000 a été mis en place en Afrique du Sud un système de tarification empêchant le non-paiement du service électrique chez les populations les plus modestes. Mais celles-ci, bien souvent résignées, usent d'autres options pour accéder à l'énergie.

### 1.1.3. Entre modernité et informalité : les solutions alternatives d'accès à l'énergie pour une population pauvre

Dans un contexte paradoxal de politique stricte de recouvrement des coûts des services publics en même temps qu'une volonté de redistribution sociale de la part de l'ANC (Plancq-Tournadre, *op. cit.*), le système du prépaiement électrique s'est diffusé dans la plupart des villes sud-africaines suite à l'apartheid. S'inscrivant dans le plan national d'équipement « Electricity For All », cette diffusion visait à éviter les impayés, comme au Cap où le raccordement au réseau électrique passait uniquement par des compteurs à prépaiement (*Ibid*, p.15). Le prépaiement, mode de gestion commerciale très pratiqué dans la téléphonie mobile, consiste en une indemnisation avant utilisation (Shanker, 2012, p.69) ; dans le cas de l'électricité, cela permet au client d'acheter un crédit correspondant à un volume de kWh ou à une durée d'utilisation, et ainsi de payer sa consommation à venir « à la mesure de sa capacité financière » (Maigne & alli., *op. cit.*, p.160).

Ce système d'achat immatériel rentre dans le processus de digitalisation, l'un des trois piliers de la révolution énergétique moderne, et s'appuie sur l'évaluation préalable du pouvoir d'achat d'un utilisateur en termes d'énergie domestique en fonction des moyens qu'il utilisait avant. Le rapport d'A. Shanker de l'AFD (2012) expliquait que le principe de prépaiement est basé sur le précomptage de l'électricité : « le compteur à prépaiement mesure l'énergie consommée et la compare au niveau de crédit disponible acheté par le client. Ce compteur suspend l'alimentation en cas d'épuisement du crédit ou de dépassement de puissance souscrite » (*op. cit.*). Par conséquent, les fournisseurs peuvent l'utiliser en tant qu'« outil permettant l'amélioration du recouvrement, puisque l'énergie n'est dispensée qu'une fois payée » (*Ibid*). C'est pourquoi Eskom s'arme du prépaiement pour résoudre le problème majeur des non-paiements : l'entreprise aurait muni près de 55 000 habitants de Soweto de compteurs prépayés tandis que 15 000 usagers supplémentaires devraient y avoir droit sur l'année 2019/2020 (Mathe, 18/10/19). Pour Shanker, la réussite de ce modèle est due à son avantage bidirectionnel (on pourrait parler de *two-way opportunity*) puisqu'il représente une aubaine à la fois pour la compagnie de distribution et pour les clients. La première y gagne une limitation des défauts de recouvrement des coûts<sup>1</sup> ainsi que des fraudes, et une diminution des frais de relevé de compteur par rapport au système classique ; les seconds peuvent anticiper et ajuster leur consommation en évitant par-là des factures « imprévues » (*op. cit.*, p.70).

« Souvent vu comme un moyen de dispenser de l'énergie pour les plus pauvres » (*Ibid*), M. Plancq-Tournadre soulignait la dimension sociale d'un type de compteur qui « ne peut pas créer de débranchés », permettant à priori aux ménages pauvres « d'éviter la spirale vers l'exclusion plus ou moins définitive du service ». « Le compteur à prépaiement limite, en quelque sorte, pour les ménages défavorisés, les conséquences possibles du non-paiement » (notamment les saisies et débranchements) (Plancq-Tournadre, *op. cit.*, p.21). On comptait en 2012 plus de 4 millions de compteurs à prépaiement en Afrique du Sud, principalement dans les *townships*, mais aussi 40 000 en Namibie. Toutefois, ce succès, notamment auprès des zones

---

<sup>1</sup> « Suivant différents distributeurs électriques africains, le prépaiement permettait de couvrir les 15% de créances annuelles qui ne sont jamais payées » (Shanker, 2012, p.70)

périurbaines gangrénées par le chômage et la pauvreté, doit être nuancé lorsque l'on prend en compte le coût moyen trois fois supérieur à celui d'un compteur conventionnel (Shanker, *op. cit.*, p.72). L'étude de l'AFD ne manque pas de rappeler que les premières expériences sud-africaines de prépaiement électrique, au début des années 1990, « se sont révélées peu concluantes », Eskom ayant subi des pertes importantes en raison d'un taux de compteurs défectueux compris entre 40 et 60% (*Ibid*).

Les compagnies d'électricité, de plus en plus concurrencées par les acteurs privés porteurs de nouvelles ambitions, ont donc intérêt à adapter leurs diverses options de raccordement en fonction des caractéristiques socioéconomiques des populations ciblées en priorité. Shanker conclut ainsi que s'il veut réellement s'affirmer comme un moyen de faire reculer la pauvreté, le système du prépaiement doit appliquer un tarif social auprès des territoires difficiles d'accès, avant d'envisager un déploiement dans d'autres contextes géographiques (centres urbains, zones rurales). L'une des motivations originelles était bien de « rendre accessible l'électricité dans les zones où le comptage de l'énergie, la facturation et le recouvrement s'avéraient particulièrement difficiles » (*Ibid*).

Bien qu'utilisés par Eskom, les compteurs électriques innovants tels que les prépayés représentent surtout une opportunité pour ses concurrents, les IPP. Le *Department of Energy*, qui voudrait accroître la part des IPP dans la production nationale à 30%, a publié en octobre 2019 le nouveau programme énergétique du pays : grande première, il prévoit pour les entrepreneurs privés la possibilité d'exploiter des centrales électriques modulaires et plus petites, d'une puissance de 300 à 600 MW (De Villiers, 03/01/20). L'Afrique du Sud est déjà, de loin, le pays africain comptant le plus d'IPP avec un total de 95 en 2019, pour une capacité installée de 7675 MW<sup>1</sup> (3% de la production du pays). Il y a presque vingt ans, en 2001, Thabo Mbeki, le président de l'époque, avait en effet déjà déclaré que les producteurs indépendants seraient autorisés à « entrer dans [le] système énergétique » (GEC, 2020, p.8). Si des divergences d'opinion sont évidentes au sein des élites politico-économiques sud-africaines, entre un camp privilégiant la compétitivité du pays et le traitement de la dette, un autre qui considère le maintien d'Eskom en tant qu'entreprise publique comme principe fondamental (Dubresson, 2019, p.15)<sup>2</sup>, le ministre de l'énergie Gwede Mantashe semble déterminé à ouvrir la concurrence dans le secteur pour baisser les prix. Toujours attaché au modèle des Pays-Bas, qui a vu le prix de son électricité baisser de presque 10% en une décennie contre une augmentation de 300% en Afrique du Sud (De Villiers, 04/02/20), Mantashe déclarait en février 2020 : « nous espérons qu'à cette période l'an prochain, nous pourrions affirmer que la construction de sites capables de produire de l'électricité en-dehors d'Eskom est en cours ; quand ce sera le cas, il faudra redéfinir la commercialisation et les sources de production d'énergie » (Creamer, 03/02/20).

La mise en concurrence entreprise par le pouvoir d'État depuis quelques années conduit Dubresson à mentionner une « redéfinition du rôle d'Eskom [...] possible au sein d'une nouvelle architecture institutionnelle de l'énergie, qui modifierait la gestion de l'ensemble du

---

<sup>1</sup> BAD & ASEA, 2019, pp.80-81.

<sup>2</sup> « Cette opposition, la dette en moins, était déjà à l'origine des débats ayant conduit au rejet de la proposition de privatisation formulée en 1998 dans le Livre blanc sur l'énergie » (Dubresson, 2019, p.15)

réseau électrique » (2017, p.366). Le plus important pour le ministre Mantashe est d'accorder le droit, notamment aux compagnies minières, de produire leur propre électricité ; ou plutôt d'accélérer ce processus puisque dans les faits, la « *self-generation* » est déjà en vigueur dans le pays, certaines de ces compagnies ayant recours à des générateurs. Mais cette solution est décrite comme coûteuse et inenvisageable à long terme (Rantrua, 18/12/19), alors qu'elle est encouragée par les pénuries, les défaillances régulières et les tarifs élevés du réseau chez de plus en plus d'industriels (Heuraux, *op. cit.*, p.167). Pour le *Business Live* (03/03/20), qui relève les économies notables réalisées par les autoproducteurs d'énergie solaire, « *self-generation is the future of electricity* ». D'autant plus que ces exploitations locales d'EnR s'inscrivent dans la transition énergétique, à laquelle Eskom s'est longtemps opposé selon Jaglin & Dubresson – la ville du Cap, où existe une vraie coalition verte, en serait une nette illustration (2017, p.359). S. Jaglin émet en effet l'hypothèse que les lobbies environnementaux, qui exercent une pression forte à l'échelle locale, ont tiré parti de l'opportunité qu'a représenté l'introduction des EnR dans le pays en 2009, c'est-à-dire lorsqu'Eskom est entré en crise. Selon la géographe, pour qui « la diplomatie climatique est un outil de marketing national », les EnR ont réussi à se développer contre le gré d'Eskom, dont les dirigeants mais aussi le gouvernement sud-africain ont « cherché à maintenir le plus longtemps la porte fermée » (*Ibid*, p.363).

Ainsi, la concurrence du monopole public est plutôt mal vue pour une société qui a dominé le secteur électrique africain pendant près d'un siècle ; des acteurs tels que les syndicats, le COSATU principalement, ont assurément du mal à accepter son déclin. Si la situation n'est certes pas irréversible, le système réticulaire centralisé est plus que jamais mis à mal dans un pays où les inégalités d'accès aux services et aux *basic needs* (eau, électricité, système de gestion des déchets...) sont très fortes et croissantes. Comme l'explique Jaglin, « pendant très longtemps, Eskom a été un fleuron industriel sud-africain, et personne ne se posait de questions. La crise de la fin des années 2000 donne l'impression d'une chute brutale. Du coup, on a vu des citoyens s'équiper en chauffe-eau solaires pour réduire leur consommation, car ils ont perdu confiance dans le fonctionnement du réseau » (*Ibid*, p.366). En effet, la population, habituée aux coupures de courant de plusieurs heures affectant leurs activités à n'importe quel moment de la journée, est en grande partie résignée devant l'état de sa compagnie d'électricité. Ne croyant plus en un accès normalisé, ces habitants se tournent naturellement vers des moyens informels, polluants, dangereux et/ou illégaux. La paupérisation grandissante dans le pays ne fait qu'aggraver les risques d'exclusion, qui plus est dans le contexte particulier de cette année 2020.

« Parfois bénéficiaires de projets leur permettant d'accéder à l'électricité, mais le plus souvent éloignées de tout service fiable et durable, les populations rurales d'Afrique subsaharienne n'ont d'autre choix que de se procurer l'électricité par leurs propres moyens pour répondre à leurs besoins » (Maigne & alli., *op. cit.*, p.93). Cette absence de choix, la dimension « contrainte » qui ressort de cette analyse, fait partie de la définition de l'**informalité**, terme forgé en référence au cadre réglementaire et institutionnel selon *Géoconfluences*. Si la citation de l'étude de la Fondem se rapporte aux zones rurales subsahariennes, il en va de même pour les quartiers sud-africains délaissés socialement et marginalisés spatialement : l'informalité, qui désigne « des activités ou pratiques qui s'exercent hors des règles » (*Géoconfluences*), y couvre de larges pans de territoires. Comme dans le cas où des générateurs de secours sont utilisés par

manque d'accès électrique, ce « jeu transgressif » peut être contraint « lorsque le droit en vigueur réduit certains à y avoir recours ». *Géoconfluences* insiste sur le fait que l'informel, dont la spécificité est qu'il échappe à la mesure et aux statistiques officielles (notamment d'électrification), « se déploie selon une hiérarchie d'acteurs et [...] est structuré par des réseaux de relations sociales ». L'informalité n'est donc pas une réalité souterraine ou clandestine, au même titre que les moyens d'accès à l'électricité hors du réseau d'une compagnie publique ne sont bien sûr pas inévitablement illégaux.

Mais si l'informel est « loin d'être désorganisé et chronique » (*Ibid*), il concerne en grande majorité les plus pauvres d'une société ; or en Afrique du Sud, le taux de pauvreté était de presque 19% (soit 10,3 millions de personnes) en 2014/2015, et s'élevait à 55,5% (plus de 30 millions d'habitants) selon le critère national<sup>1</sup>. La Banque mondiale indiquait que la trajectoire de réduction de la pauvreté y a été inversée entre 2011 et 2015, remettant en cause les progrès qui étaient visibles depuis 1994 dans un des pays les plus inégalitaires au monde<sup>2</sup>. De plus, l'augmentation de la population en âge de travailler devrait exacerber le chômage, la pauvreté et les inégalités selon le Fonds monétaire international, alors que la tendance depuis six ans est une croissance économique inférieure à la croissance démographique (Rantrua, *op. cit.*). Surtout, la situation s'aggrave fortement actuellement puisque l'on s'attend à une augmentation de l'extrême pauvreté de 9% en 2020 en raison de l'épidémie du Covid-19. En croissance constante depuis près de trente ans, les inégalités sont donc loin de s'atténuer dans ce pays marqué par une polarisation des revenus vers une minorité, une pauvreté chronique chez une majorité d'habitants, et une immigration importante qui augmente les besoins en services élémentaires (Taccoen & Legrand, 2020, p.3).

Les ambitions élevées des deux précédents présidents sud-africains en termes d'électrification ne se sont pas concrétisées ces dernières années : ni la promesse d'accès universel en 2012 de Thabo Mbeki (en fonction de 1999 à 2008) ni l'objectif d'un taux de 90% en 2014 de Jacob Zuma (2009-2018). Au contraire, le réseau n'atteignant pas du tout l'ensemble des ménages, les logements informels restent exclus des statistiques et contraints de s'approvisionner par leurs propres moyens ou bien de rester dans leur situation de pauvreté énergétique (Bahadur, 08/03/20). Le caractère permanent de ces logements, dont l'électrification apparaît comme un « challenge insurmontable », a même fini par être reconnu par le gouvernement ; le *M&G* estimait qu'ils abritent entre 1 et 2 millions de ménages, au moins 10% de la population du pays (*Ibid*). Un exemple cité par le journal provient de la localité de Braamfischerville à Soweto, où seulement un résident sur dix paierait l'électricité selon l'un d'eux (Mathe, 18/10/19). Celui-ci pointait du doigt les falsifications de câbles d'Eskom par certains individus, un phénomène qui apparaît partout sur le continent d'après l'ADEA : « les branchements anarchiques sur le réseau électrique national constituent un danger permanent dans beaucoup de villes d'Afrique et un manque à gagner important pour les opérateurs. C'est le fait bien souvent de certains consommateurs qui se substituent à l'État en offrant illégalement aux populations un accès à l'électricité en tirant des lignes électriques de leurs propres compteurs vers un utilisateur en

---

<sup>1</sup> « Poverty & Equity Brief, South Africa, April 2020 », Banque mondiale

<sup>2</sup> Le coefficient de Gini, qui mesure les inégalités au sein d'une société, était de 63 sur 100 en Afrique du Sud en 2014/2015. À titre de comparaison, il était de 31,6 en France en 2017. (données de la Banque mondiale)

manque d'électricité moyennant une redevance financière » (2015, p.49). Plus de 90% des clients étant raccordés en basse tension en Afrique du Sud (Heuraux, *op. cit.*, p.324), la tension relative des raccordements – lorsqu'il y en a – accentue la possibilité de nombreux détournements de câbles illégaux, bien que le danger ne soit bien sûr pas éclipsé. Certes, les innovations dans le secteur essaient d'empêcher ces falsifications mais l'AFD pense que « le prépaiement n'est pas, à lui seul, un outil de lutte contre la fraude. Il aurait même tendance à l'encourager, dans la mesure où les contrôles physiques sont moins fréquents puisqu'il n'y a plus de relevés de compteurs. Certains clients peuvent dès lors être tentés de « shunter » le compteur (c'est-à-dire se connecter au réseau en mettant un câble avant le compteur) » (Shanker, *op. cit.*, p.70).

Enfin, l'usage illégal des moyens de distribution, lorsqu'il est pratiqué, vient compléter les substituts que sont les générateurs de secours pour l'industrie, et les solutions informelles d'électrification (recours aux batteries de voitures par exemple) ainsi que les combustibles traditionnels pour l'éclairage des foyers (pétrole, huile, bougies, bois). Dans leur « Lettre géopolitique de l'électricité » du 29/03/20, Taccoen & Legrand soulignent l'explosion du nombre de groupes électrogènes à pétrole en ASS, dont la production électrique équivaldrait à 20% de celle fournie aux réseaux, tandis que l'ADEA confirmait que le pétrole reste l'énergie commerciale la plus importante en Afrique, y compris pour la production d'électricité (*op. cit.*, p.31). Les conséquences des défaillances du réseau pour le portefeuille et pour la santé des individus sont graves puisqu'« en utilisant des grandes flottes de générateurs diesel ou à essence, l'Afrique subsaharienne paie cher, en argent et en pollution, ses difficultés à bâtir des réseaux d'électricité suffisants et solides » (Taccoen & Legrand, *op. cit.*). Pour la Fondem, réduire l'usage des combustibles traditionnels est vital puisque cela « améliore la qualité de l'air et les conditions de vie domestiques » : en effet, « chaque année, les effets secondaires des fumées émanant de solutions kérosènes causent plus de décès que le paludisme et le VIH combinés » (Maigne & alli., *op. cit.*, p.97).

Bien que la population n'y fonde plus vraiment d'espoir, l'amélioration de la qualité de distribution de l'électricité nationale est donc très importante pour les quartiers périurbains d'Afrique du Sud sur lesquels Eskom n'a plus d'emprise, tout comme pour l'ensemble des « zones grises de l'électricité » d'ASS. À bout de souffle, le modèle de monopole public doit forcément faire face à la concurrence du secteur privé qui cherche désormais à gagner de plus en plus de territoires qu'il pourra électrifier. Ainsi, « nécessaire à la fois à l'exercice du pouvoir économique et politique, [le] contrôle [de l'énergie électrique], disputé, met en jeu des relations de pouvoir entre acteurs publics et privés mais aussi nationaux et locaux » (Jaglin, 2013, p.9). Pourrait-on y rajouter « internationaux », dans la mesure où l'EEPCo, qui présente de grandes ambitions pour l'Éthiopie et concentre de gros investissements dans l'hydroélectricité, concurrence sérieusement Eskom pour le leadership électrique continental ?

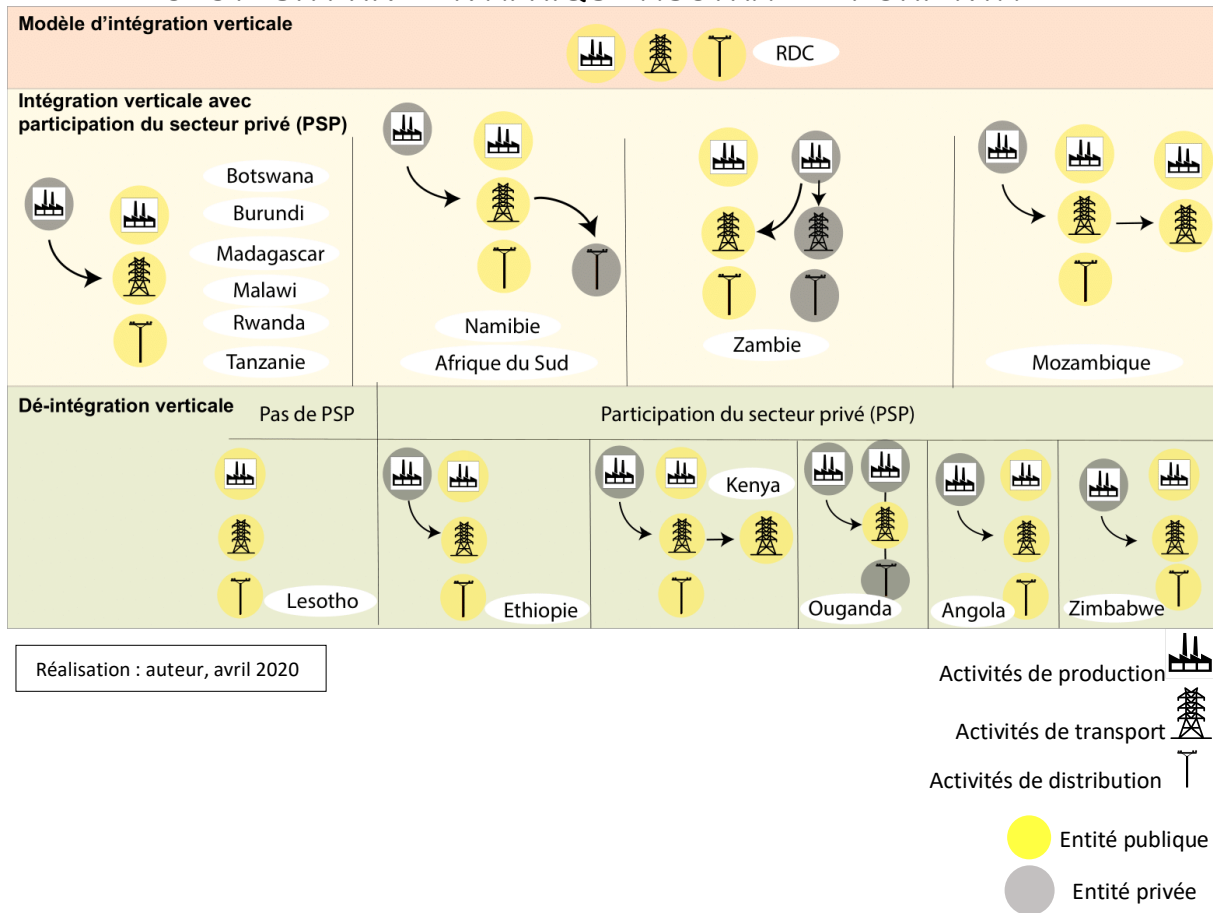
En tout cas, cette notion de concurrence est au cœur des rivalités géoéconomiques et géopolitiques pour l'électrification sur le sol subsaharien, notamment entre le public et le privé. L'attachement au monopole d'État est encore fort dans un très grand nombre de pays, repoussant les dérives néolibérales en vogue chez les bailleurs de fonds occidentaux ; c'est pourquoi rares sont ceux qui ont adopté la séparation entre production, transport et distribution

sur toute la chaîne de valeur de l'électricité. « Seuls 12 des 43 pays représentés par les sociétés membres de l'Association des sociétés d'électricité d'Afrique [ASEA] (plus la Tanzanie) ont séparé partiellement ou entièrement le secteur de l'électricité. Dans ces cas, la société monopolistique a été scindée en sociétés distinctes pour la production, le transport et la distribution [ce qui est envisagé en Afrique du Sud]. Les autres pays ont maintenu des sociétés d'électricité intégrées avec différentes formes de participation étatique et privée supplémentaires dans le secteur. » (BAD & ASEA, 2019, p.33). C. Heuraux expliquait que les réformes de privatisation n'ont que peu de chances d'être efficaces à court et moyen terme dans le sous-continent : « car non seulement ces réformes sont complexes et longues à mettre en place, [...] mais, en plus, la taille des systèmes électriques et des marchés de chaque pays ne justifie pas toujours la séparation de tous ces métiers dont la coordination permet l'optimisation. Enfin, des économies fragiles, dont les populations aux revenus majoritairement faibles requièrent des appuis socio-économiques, n'offrent pas le meilleur terrain pour des pratiques libérales et concurrentielles » (*op. cit.*, p.162). Par ailleurs, la Banque africaine de développement admet que « d'une manière générale, la première vague de réformes n'a accordé la priorité ni aux objectifs sociaux et politiques d'amélioration de l'accès à l'électricité et à des sources d'énergie propres, ni à l'amélioration de l'équité ou de l'abordabilité » (BAD & ASEA, 2019, p.15). En conséquence, « si de nombreux gouvernements ont [...] engagé une restructuration progressive de leur secteur électrique, le processus de libéralisation est loin d'être achevé partout. Il se traduit par la coexistence d'entreprises d'État qui gardent un rôle prépondérant, voire exclusif, sur les activités en monopole, et d'entreprises privées qui investissent dans les activités concurrentielles » (*Ibid*) (cf. figure 7).



Figure 7 :

## STRUCTURE DES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ ET PARTICIPATION DU SECTEUR PRIVÉ EN AFRIQUE AUSTRALE ET ORIENTALE



Ce schéma reprend celui réalisé par la BAD et l'ASEA dans leur rapport « Revue des réformes du secteur de l'électricité en Afrique » (2019, p.33), en ne gardant que les pays d'Afrique australe et orientale étudiés par ces institutions. Trois cas de figures existent dans le domaine de l'électricité centralisée sur le continent : un modèle tout à fait classique d'intégration verticale par le biais d'une compagnie publique (cela ne concerne au final que la RDC ici) ; une ouverture pour la participation du secteur privé (PSP) dans la production, le transport ou la distribution selon les pays, mais toujours dans un modèle d'intégration verticale ; enfin, une dé-intégration verticale, c'est-à-dire une séparation des trois entités différentes, avec ou sans participation du secteur privé. Les activités concernées sont représentées par leur symbole, encadré en jaune si elle est détenue par une entité publique, en gris pour une entité privée. On voit, dans la case du milieu, que la majorité des pays ont ouvert la production aux entrepreneurs indépendants, qui fournissent ensuite au public, toujours dans un schéma d'intégration verticale. Mais en Éthiopie par exemple, la production privée peut aussi fournir à la société d'État, qui s'occupe ensuite du transport et de la distribution, sauf qu'il s'agit là d'un modèle de dé-intégration. En Ouganda, seul le transport relève désormais du secteur public : recevant l'électricité des producteurs indépendants, cette activité s'occupe de la retransmettre aux réseaux de distribution décentralisés dans une troisième phase.

La coexistence n'est donc pas totalement écartée malgré l'opposition apparente public/privé, et la complémentarité entre acteurs relevant des deux différents domaines est relevée par le vice-président Afrique de la Banque mondiale, Makhtar Diop, pour qui « l'électrification de l'Afrique passe par la réforme des entreprises de distribution qui souffrent de problèmes de gouvernance et de défaillance financières. Garantir la viabilité de ces entreprises est donc essentiel dans la mesure où ces dernières demeurent les principaux acheteurs de l'électricité produite par les IPP » (in Institut Choiseul, 2017, p.4). Même si leur monopole disparaît peu à peu au profit des producteurs indépendants, les sociétés d'électricité nationales font donc partie intégrante de l'avenir énergétique de l'ASS aux côtés de ces derniers, en particulier dans les contextes urbains des économies émergentes comme l'Afrique du Sud, où « les politiques de généralisation des énergies modernes privilégient, et pour longtemps encore, des programmes d'investissement massif dans la construction et l'extension des réseaux intégrés et centralisés » (Jaglin, 2013, p.12). Pourtant, on peut s'interroger sur la cohérence de la stratégie d'Eskom, qui construit deux immenses centrales à charbon alors que sa capacité nominale de production n'est pas entièrement mobilisable à l'heure actuelle. « L'incapacité coûteuse de Medupi et de Kusile à fournir l'électricité attendue est l'une des principales raisons du délestage en Afrique du Sud » au final selon le *Groupe d'étude sur le Congo* (GEC) (2020, p.8). Avant d'envisager une politique économique d'investissements dans de nouveaux sites de production, qui ont certes pour but de satisfaire la demande avant tout, ne faudrait-il pas plutôt régler en priorité les problèmes d'efficacité du réseau (c'est-à-dire de maintenance) et d'accessibilité des ménages pauvres, ce qui résoudrait par la même occasion la question des branchements informels et/ou illégaux ?

Pour conclure, de cette analyse du cas sud-africain, il ressort que les compagnies d'électricité africaines ont aujourd'hui clairement et définitivement besoin d'une restructuration en raison des difficultés qu'elles connaissent et de l'émergence d'autres entités ayant un potentiel d'électrification à développer. Eskom en est un exemple parlant. Face à ces dynamiques, ces sociétés, qui restent dominantes, ont-elles encore les moyens de développer des projets viables d'infrastructures de production pour réémerger au premier plan ?

Pour l'heure, l'Afrique du Sud, 58,6 millions d'habitants, détient une production d'électricité par tête de 4500 kWh, soit un peu plus de la moitié de celle de la France mais très au-dessus de la moyenne africaine<sup>1</sup>. Or, Eskom semble embourbé au plus profond de la crise : « au premier trimestre 2019, alors que la puissance totale installée, 47 000 MW, n'a jamais été aussi importante, Eskom, dont la marge de réserve est redevenue quasi nulle, est incapable de faire face régulièrement au pic de demande journalier (28 000 à 30 000 MW) dans un contexte où la consommation nationale ne cesse pourtant de diminuer » (Dubresson, 2019, p.2). Le pays est la pleine illustration du cercle vicieux de l'électricité sur le continent décrit par l'ADEA en 2015 : la faiblesse de la demande entraîne un coût élevé de la production qui à son tour décourage la demande.

---

<sup>1</sup> Taccoen & Legrand, 2020, p.3

## 1.2. Opportunités et limites des projets de grandes infrastructures centralisées

### 1.2.1. Des ressources fossiles encore prééminentes dans le mix électrique subsaharien

L'évolution du mix électrique du continent africain depuis cinquante ans se caractérise par une croissance considérable du gaz, dont la part dans le total des sources d'énergie mobilisées est passée de 1,1% en 1971, date du Premier choc pétrolier, à 40% en 2018. Contre 90 TWh au début des années 1970, la production électrique de l'Afrique s'élève désormais à près de 860 TWh, dont 345 grâce au gaz. Le charbon a vu lui sa part décroître de 61,5% à 30% tandis que celle du pétrole est restée stable, aux alentours de 10%.<sup>1</sup> Ce boom gazier a suivi les besoins de sources modernes d'énergie ayant émergé au cours du 20<sup>ème</sup> siècle (Martin-Amouroux, 2017, p.186) ; si les pays africains ont compté principalement sur le mazout lorsque les produits pétroliers ont remplacé les combustibles solides (*Ibid*), le 21<sup>ème</sup> siècle est jusqu'ici celui du gaz sur le continent – où, comme dans de nombreuses régions émergentes, « l'utilisation principale [du gaz], tant au plan stratégique qu'en volumes consommés, est la production électrique » (Beaussant, 2018, p.6).

Bien que ce soit l'Afrique du Nord qui tire l'essentiel de la production africaine de gaz (70%), les récentes découvertes de gisements en Afrique de l'Est peuvent « modifier le profil énergétique » d'une région qui fut longtemps « parent pauvre » en termes d'énergie fossile selon His & de Gromard (2017, p.132). On estime en effet le potentiel des stocks de gaz naturel offshore, au large du Mozambique et de la Tanzanie, à près de 7 milliards de mètres cubes/an<sup>2</sup>, ce qui ferait des côtes est-africaines un « nouvel eldorado gazier » (Sebban, 2016, p.91). Surtout, ces importantes quantités pourraient contribuer à électrifier des États qui comptent près de 22 millions d'habitants sans électricité pour le Mozambique et près de 17 millions pour la Tanzanie, soit respectivement 71 et 29% de leur population totale (comme l'indique l'AIE, la Tanzanie fait partie des pays de la région ayant connu de nets progrès ces dernières années). Le continent africain se révèle aujourd'hui davantage consommateur de (ses) matières premières, ouvrant un « marché intérieur de plus en plus propice au développement du secteur énergétique » (*Ibid*, p.88) ; le spécialiste H. Beaussant expliquait d'ailleurs que « dans un nouveau pays gazier la production électrique joue ce rôle de « locomotive » qui assure au gaz un débouché immédiat, substantiel et pérenne » (*op. cit.*).

Les gisements est-africains d'hydrocarbures ont été cartographiés en 2015 dans la revue *Afrique contemporaine* (n°253). Même si les ressources mozambicaines n'y figurent pas, nous pouvons y apercevoir les exploitations en Tanzanie et au Kenya, pays devenu exportateur de pétrole en 2019, ainsi que les échanges transfrontaliers qui se déploient dans le secteur.

---

<sup>1</sup> Site Internet de l'AIE, « Data and statistics » ; « Synthèse cartographique », *Afrique contemporaine* 2017/1 n°261-262, p.243

<sup>2</sup> À titre de comparaison, en 2018, l'Algérie a produit 92,3 milliards de m<sup>3</sup> de gaz naturel ; l'Égypte, 58,6 (*BP Statistical Review of World Energy*, 2019, p.32)

*Carte 5* : Disponible à la source suivante : Fouéré Marie-Aude, Maupeu Hervé, « Une nouvelle Afrique de l'Est ? Introduction thématique », *Afrique contemporaine*, 2015/1 (n° 253), p. 13-35. DOI : 10.3917/afco.253.0013. URL : <https://www.cairn.info/revue-afrique-contemporaine-2015-1-page-13.htm>

Sur la carte 5 apparaissent les différents bassins de production onshore et offshore de ces pays dont les principaux ports, Dar es Salam et Mombasa, jouent un rôle de premier plan, en tant que lieux d'exportation et que pôles économiques reliés par le projet de pipeline transfrontalier kenyo-tanzanien. Les capitales ougandaise, Kampala, et kenyane, Nairobi, devraient également être reliées par l'extension de l'oléoduc qui va pour l'instant de Mombasa à Eldoret dans la Vallée du Grand Rift ; Kigali serait même la destination finale de ce « Kenya-Uganda-Rwanda Petroleum Products Pipeline », tandis qu'une « branche » relie Eldoret au lac Victoria plus au sud. En Tanzanie, l'inauguration en 2004 du gazoduc de Songo Songo (qui comprend deux puits onshore sur l'île du même nom et trois offshore), dont l'exploitation représente une part importante de la capacité électrique du pays, a annoncé l'arrivée d'opérateurs privés dans les activités de production, bien que celles-ci alimentent bien sûr le réseau national (Johnson, 2017, p.30). Une ligne connecte donc les gisements du littoral sud à Dar es Salam, densifiant le maillage de réseaux énergétiques de la région. De son côté, le Mozambique exporte le gaz vers son voisin sud-africain depuis 2008<sup>1</sup> via un pipeline de presque 900 km (Sebban, *op. cit.*, p.90), créant selon Dubresson une nouvelle dépendance du côté de Pretoria, qui manque de cette ressource sur son propre territoire (2017, p.369).

À première vue, la coopération interétatique est ainsi développée dans le secteur énergétique d'Afrique australe et orientale, l'*Eastern Africa Power Pool* (EAPP) et le SAPP ayant probablement renforcé les ententes entre pays voisins, notamment pour la construction des pipelines dépassant les frontières. Mais elle laisse souvent place *de facto* à une concurrence pouvant mener à un certain protectionnisme ou bien créer des tensions, comme entre l'Ouganda et le Kenya à propos du projet LAPSSSET<sup>2</sup> (Ater, 24/03/17). Alors qu'un « énorme travail de coopération régionale » est primordial pour quadriller les territoires et acheminer les ressources (Fouéré & Maupeu, 2015, p.28), Anne-Sophie Sebban souligne que « les nouvelles découvertes tendent à intensifier la compétition entre les pays de la région puisque le Kenya, l'Ouganda et la Tanzanie cherchent tous les trois à se positionner comme hub régional des investissements en Afrique de l'Est, en particulier pour le secteur énergétique » (*op. cit.*, p.93). Or la géopolitologue précisait également que des moyens colossaux doivent être mobilisés en raison du manque d'infrastructures satisfaisantes, que ce soit pour l'extraction ou l'exportation. La mise en commun des ressources financières et humaines à l'échelle régionale sera donc déterminante, peut-on penser, pour des pays pouvant difficilement compter exclusivement sur leur marché intérieur.

Par conséquent, si les gisements gaziers de l'Océan Indien peuvent conférer à la région un rôle clé sur le marché des énergies (*Ibid*, p.88), il faudra d'une part éviter les discordes à l'échelle mésoscopique, et d'autre part, peut-être paradoxalement, s'appuyer sur le marché asiatique et les investissements chinois à l'échelle macroscopique. Une opportunité unique de devenir

---

<sup>1</sup> À hauteur de 3,2 gigamètres cubes (Gm<sup>3</sup>) par an.

<sup>2</sup> « Lamu Port and Lamu-Southern Sudan-Ethiopia Transport Corridor »

compétitif de l'autre côté de l'Océan Indien s'offre en effet aux côtes est-africaines grâce aux découvertes de gaz qui ont complété la panoplie des sources d'énergie fossiles, déjà abondantes du Kenya à l'Angola.

Le gaz, le pétrole<sup>1</sup> et le charbon comptaient au total pour 64% de la production d'électricité de l'Afrique subsaharienne en 2015.<sup>2</sup> Cinq pays subsahariens sont membres de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) mais aucun en Afrique orientale puisqu'il s'agit du Nigéria, de la Guinée équatoriale, du Congo-Brazzaville, du Gabon et de l'Angola. Avec 1,8 millions de barils par jour<sup>3</sup>, ce dernier produit 22% du pétrole brut de l'ensemble de l'Afrique. Si le Kenya s'est d'ores et déjà lancé, l'Ouganda voit ses ambitions d'exploitation pétrolière retardés et même sérieusement menacés par le contexte de chute du prix de l'hydrocarbure lié à la crise du coronavirus, alors qu'il y aurait sous les eaux du lac Albert la quatrième réserve d'ASS (Deveaux, 31/03/20). Cet énième report, toutefois, « n'est sans doute pas pour déplaire aux associations de défense de l'environnement qui ne cessent d'alerter sur les dangers que comporte ce projet » (*Ibid*). À une échelle plus large, ce sont 30% des découvertes mondiales de ressources fossiles de ces cinq dernières années qui ont été faites en ASS selon Jean-Louis Borloo en 2019. C'est pourquoi le président de la Fondem pense que la faible responsabilité du continent dans la pollution planétaire n'est pas irrévocable (in Maigne & alli., 2019, p.9) ; soulignons d'ailleurs que l'Afrique du Sud fait partie des quinze pays rejetant le plus d'émissions de CO2 au monde.

Pourtant, un virage radical vers le « zéro fossile » ne fait pas exactement l'unanimité parmi les chercheurs puisque les plus pragmatiques, non sans louer les EnR, affirment qu'il serait irréaliste de se passer du pétrole ou du charbon, ressources dont l'exploitation confère des avantages non négligeables (création d'emplois, gage d'indépendance stratégique<sup>4</sup>, augmentation des capacités de génération d'électricité dans les centres urbains<sup>5</sup>, source de devises fortes pour la balance des paiements et de revenus fiscaux<sup>6</sup>, coûts parfois bien moindres puisque le fossile reste beaucoup subventionné) ; sans compter qu'« il serait absurde de dire qu'on est en mesure de passer du jour au lendemain à un modèle d'électrification s'appuyant exclusivement sur des énergies renouvelables » (Aubin, 2019, p.179). L'objectif à moyen et long terme n'en est pas moins le recours majoritaire aux renouvelables après une « phase de transition accélérée du mix énergétique » (*Ibid*) étant donné que les coûts environnementaux du développement énergétique d'un continent à très forte croissance démographique seraient considérables sans les EnR. De ce constat évident émane donc la directive énoncée par Pognon Azoumé & Lebot : « si le monde occidental et les grands pays émergeant comme la Chine, l'Inde, le Brésil, etc., ont fondé leur essor sur l'énergie fossile, l'Afrique devra et peut faire autrement » (in Allah-Kouadio & alli., 2015, p.458).

Surtout, l'exploitation des énergies fossiles, qui suppose de lourds investissements ainsi que des démarches administratives engagées au niveau de l'État (contrats de concession,

---

<sup>1</sup> Sous la forme de pétrole brut ou bien de mazout (*fuel-oil*)

<sup>2</sup> Données de la Banque mondiale

<sup>3</sup> ADEA, 2015, p.38

<sup>4</sup> Heuroux, 2010, p.86

<sup>5</sup> Desarnaud, 2016, p.29

<sup>6</sup> Aubin, 2019, p.180

d'exploration et d'exploitation notamment), a pour finalité la production d'électricité centralisée : quand le charbon et le pétrole d'Afrique australe ou le gaz d'Afrique de l'Est ne sont pas destinés à l'exportation outremer pour rentabiliser des coûts importants, ils alimentent les réseaux intégrés verticaux sans augmenter les taux d'électrification des zones reculées puisque leurs habitants ne sont pas solvables. Certes, les investissements énergétiques devraient être de plus en plus dédiés aux besoins du continent et de moins en moins à l'export d'ici vingt ans<sup>1</sup>, mais actuellement certains pays, à l'image de la Tanzanie, ont encore du mal à répondre à la demande de leur propre marché domestique (Sebban, *op. cit.*, p.91), dans une logique d'équilibre économique entre coûts de production et capacités à payer des consommateurs. Les besoins de ces derniers correspondent bien plus à une utilisation restreinte de l'électricité, dont l'approvisionnement via des ressources renouvelables moins intégrées au réseau serait assurément rentabilisé. La situation d'aujourd'hui à l'échelle globale étant celle d'une indispensable décarbonation énergétique, l'ASS, qui n'est pas freinée par un modèle d'électrification préexistant comme le rappelle C. Aubin (*op. cit.*), peut amorcer un nouveau paradigme pour son accès rural à l'électricité, à l'opposé de ce qui s'est fait historiquement ailleurs dans le monde. Pour Pognon Azoumé & Lebot, « se tourner vers d'autres sources d'approvisionnement que les énergies conventionnelles peut plus que jamais contribuer à relever le défi de son émergence économique » (*op. cit.*). En Afrique de l'Est, cette émergence serait engrangée depuis les années 2000 via un « capitalisme d'État » qui reposerait selon Fouéré & Maupeu sur une politique de grands travaux en plus de l'exploitation des ressources énergétiques (*op. cit.*, p.20) : ces deux aspects sont bien sûr liés, la construction de méga-infrastructures étant plus qu'envisagée pour contribuer au renforcement des capacités électriques. Grâce aux fossiles mais également grâce au potentiel hydroélectrique de la région.

### 1.2.2. La construction de méga-barrages hydroélectriques : un lourd investissement, pour quel impact ?

#### *La grande hydraulique, première source renouvelable d'électricité*

L'énergie hydraulique présente d'indéniables avantages dans un contexte de raréfaction des sources fossiles et de dérèglement climatique. C'est pourquoi le continent africain se dote de l'hydroélectricité pour satisfaire ses besoins croissants, d'autant plus qu'il dispose d'un potentiel de 80 GW selon la Banque mondiale, grâce à ses nombreux cours d'eau, en premier lieu les grands fleuves que sont le Nil, le Congo, le Niger ou le Zambèze. Ces ressources considérables en hydroélectricité, qui se trouvent au croisement de deux enjeux majeurs du développement, eau et énergie (Heuraux, 2010, p.52), suffiraient à elles seules pour l'ensemble de l'Afrique (Jacquemot, 2017, p.252). Heuraux confirme que « la transformation en électricité de l'énergie potentielle de l'eau constitue un précieux recours pour répondre à la demande d'électricité, et ce particulièrement dans les pays en développement où elle croît fortement » (*op. cit.*).

---

<sup>1</sup> Les investissements pour les besoins des africains devraient passer en 2040 à 2/3, et donc 1/3 pour l'export, alors que c'est l'inverse aujourd'hui (*Energy for Africa*, 2018, p.12).

C'est surtout ce que l'on nomme la grande hydraulique (barrages de taille relativement importante tout comme leur capacité électrique) qui, parmi les énergies non conventionnelles, contribue le plus à alimenter les réseaux d'ASS. On voit sur la figure 8 que l'hydroélectricité domine grandement le mix électrique d'Afrique australe et orientale (hors Afrique du Sud), avec au total 64% de la production. Pourtant, l'Afrique renferme le plus grand potentiel hydroélectrique non exploité au monde (ADEA, 2015, p.51) puisque le continent détient 12% du potentiel mondial mais n'en exploite actuellement qu'1/10<sup>ème</sup> pour sa partie subsaharienne<sup>1</sup>, même si la situation évolue depuis l'arrivée de la Chine en tant qu'investisseur notamment. En 2017, le continent ne représentait encore que 3% de la production hydroélectrique mondiale, ne dépassant finalement que les pays désertiques du Moyen-Orient, et se plaçant loin derrière l'Asie<sup>2</sup>. Le paradoxe est frappant si l'on prend le temps de s'attarder sur les ressources en eau, et donc les potentialités de générer de l'électricité, ne serait-ce qu'en Afrique de l'Est et australe : Nil Blanc (Ouganda et Soudan du Sud), Tana (Kenya), Mangoky et Betsiboka (Madagascar), Zambèze (Mozambique, Zambie, Zimbabwe) ou encore Kwango (Angola). Mais ce sont principalement l'Éthiopie, avec le Nil Bleu et l'Omo (entre autres), et la RDC, en Afrique centrale, qui se démarquent. Grâce au fleuve Congo, cette dernière dispose d'un potentiel de production qui équivaut à 45% de celui de l'Afrique australe<sup>3</sup>, ce qui « pourrait actuellement couvrir l'ensemble des besoins de l'Afrique subsaharienne, sur la base d'une consommation encore limitée dans la région » (ADEA, *op. cit.*, p.39).

Deux autres pays cherchent désormais à répondre à cette consommation via l'exploitation de l'« or bleu », et pourquoi pas à concurrencer les moyens éthiopiens et congolais : il s'agit de l'Ouganda, qui privilégie largement l'hydroélectricité (80% de ses capacités installées), et du Kenya voisin, qui cherche à diversifier son mix énergétique (Sebban, *op. cit.*, pp.93-94). Le barrage de *High Grand Falls* notamment, encore à l'état de projet, devrait avoir une capacité de près de 700 MW grâce aux chutes Kibuka sur le fleuve Tana (cf. carte 6) ; ce serait alors d'ici 2030 la plus puissante installation hydroélectrique d'un pays vu comme pionnier en matière de transition énergétique en Afrique. En effet, la part des EnR dans la production électrique s'élève à 80% au Kenya. Pour l'heure, ce sont le Mozambique (14 TWh en 2017) et la Zambie (13 TWh) qui suivent la RDC et l'Éthiopie parmi les pays s'appuyant le plus sur l'hydroélectricité dans la région.

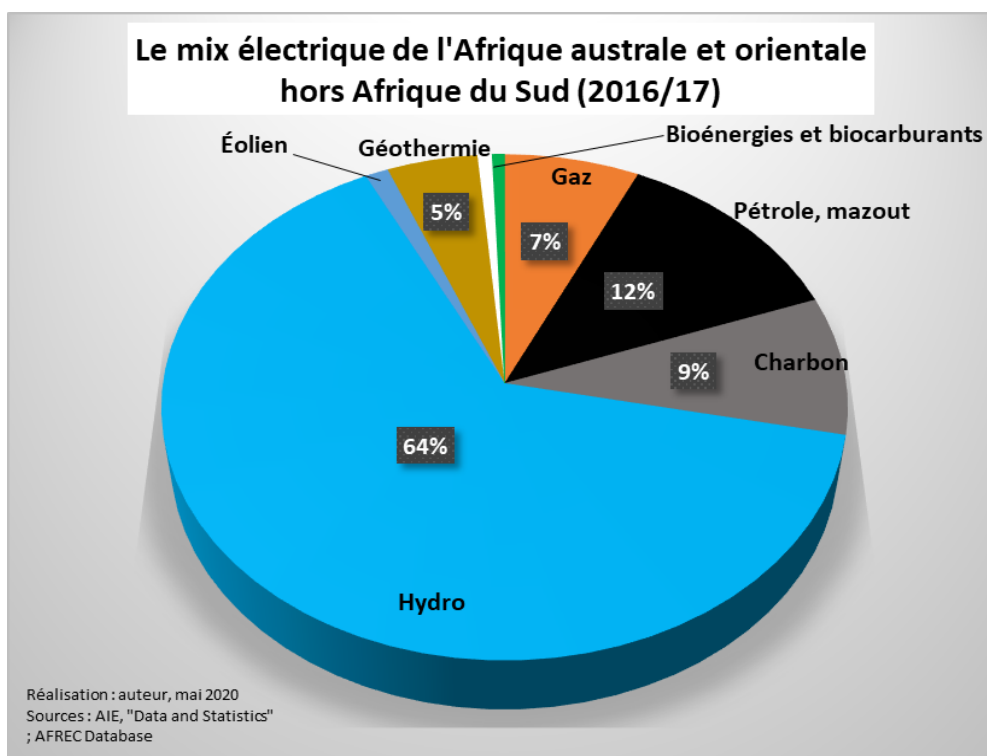
---

<sup>1</sup> Avadikyan & Mainguy, 2016, p.16

<sup>2</sup> AIE, « Key World Energy Statistics 2019 », p.20

<sup>3</sup> Heuraux, 2010, p.91

Figure 8 :



Si l'on exclut l'Afrique du Sud – ce qui donne plus de sens à ce mix électrique puisque la part de charbon sud-africain « écrase » les autres énergies –, l'hydroélectricité s'impose largement comme le premier moyen de production dans les pays d'Afrique australe et orientale. On peut toutefois s'attendre à une augmentation de la part du gaz dans les prochaines années, ressource qui ne compte pour l'instant que pour 7%, soit moins que le pétrole (surtout le mazout) et le charbon.

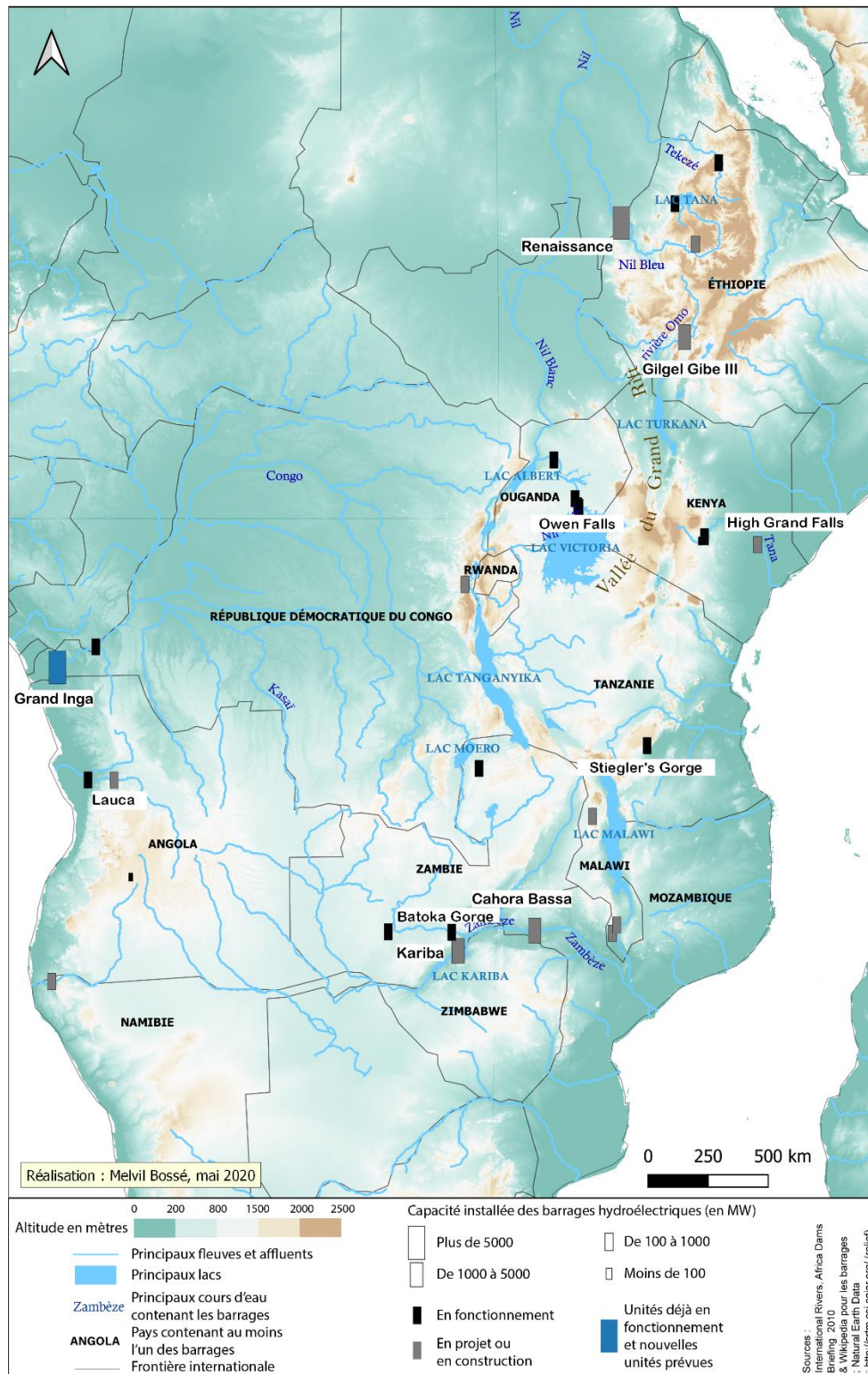
Ces statistiques correspondent à l'année 2016 (données de l'*African Energy Commission*) et 2017 (données de l'*Agence Internationale de l'Énergie*) ; grâce à la mise en commun de ces deux sources d'information, aucun pays de la zone, présentés en introduction de ce mémoire (ainsi que l'Angola), ne manquait de données.

L'exploitation de l'énergie hydraulique rencontre toutefois un obstacle conséquent au sein d'un sous-continent, l'ASS, où plus de 60% des habitants vivent de l'agriculture familiale (Pesche & alli., 2016, p.18) : l'opposition entre les besoins en eau pour la production électrique et ceux pour l'irrigation, qui est généralement prioritaire. Selon l'expert G. Malengé, ce clivage ne fait que s'aggraver avec le réchauffement climatique puisque ce phénomène diminue la quantité d'eau alors que l'agriculture doit répondre à la demande alimentaire de plus d'un milliard d'habitants. Or d'une manière générale, « l'irrigation, programmée ou sauvage, diminue le potentiel des barrages » (in ADEA, 2015, p.148). Vu les gigantesques projets d'installations hydroélectriques sur le territoire subsaharien, on est en droit de se demander si les pouvoirs publics des États concernés ont bien pris conscience de cette situation délicate.



Carte 6 :

LES PRINCIPAUX BARRAGES HYDROÉLECTRIQUES D'AFRIQUE AUSTRALE ET ORIENTALE



Des 35 principaux barrages d'Afrique australe et orientale (en fonctionnement ou bien encore à l'état de projet) représentés sur cette carte, les installations de Grand Inga (RDC) et de la Renaissance (Éthiopie) ressortent clairement puisque leur capacité dépassera les 5000 MW. Ils utiliseront le débit des deux plus longs fleuves africains, le Nil (6650 km) et le Congo (4700 km), lorsqu'ils seront finalisés. Plus au sud, le fleuve Zambèze (2574 km) est également fortement utilisé pour générer de l'hydroélectricité, en Zambie mais aussi au Mozambique.

## *L'Afrique subsaharienne, foyer des futurs plus grands barrages hydroélectriques de la planète*

Si le site des chutes d'Inga, en amont de Matadi, dans la province du Kongo Central (225 km au Sud-Ouest de Kinshasa), est bien connu et mobilisé depuis qu'un premier barrage y a été construit dans les années 1970, moins d'1/20<sup>ème</sup> de son potentiel, qui est le plus important au monde, serait exploité (GEC & *Resource Matters*, 2019, p.3). La République Démocratique du Congo (RDC) souhaite construire une nouvelle installation depuis plus de deux décennies pour ajouter des capacités supplémentaires à Inga I (351 MW installés), qui date de 1972, et Inga II (1424 MW), achevé dix ans plus tard. Le projet du barrage d'Inga III prend forme concrètement désormais mais son coût est d'environ 14 milliards de dollars et la construction n'a pas encore débuté ; les prévisions optimistes estiment que cette énorme machine à produire de l'électricité pourrait être mise en service en 2028 (*Ibid*). Elle serait alors complémentaire, avec les deux précédentes, du complexe de Grand Inga qui pourrait satisfaire lui 40% des besoins de l'Afrique en énergie grâce à une puissance équivalente à vingt-quatre centrales nucléaires (Jacquemot, *op. cit.*). Cela représenterait 40 GW, deux fois plus que l'actuel plus grand barrage au monde, celui des Trois Gorges en Chine. De quoi fournir de l'électricité à 500 millions d'africains selon l'ADEA (2015, p.40) alors que l'Afrique centrale compte actuellement moins de 200 millions d'habitants. Une telle quantité nécessiterait plus de 100 millions de tonnes par an si elle était générée à partir de mazout, ressource beaucoup utilisée par les subsahariens.

Pour toutes ces raisons, Grand Inga, « présenté [...] comme le moyen pour « « illuminer l'Afrique » » (Jacquemot, *op. cit*), rentre dans les projets phares de l'Agenda 2063 de l'Union africaine et est attendu aussi bien pour l'électrification que pour l'émergence économique globale du continent, l'un n'allant pas sans l'autre. Seulement, les turbulences politiques sont courantes en RDC et ont des répercussions sur l'activité économique et industrielle, en affectant notamment le secteur de l'électricité, si problématique en ASS. 76,7 millions de congolais vivent sans électricité<sup>1</sup> malgré l'abondance de la ressource en eau sur leur territoire. Il s'agit de bâtir « le plus grand barrage du monde dans un des pays les plus instables au monde » (Chardaire, 14/11/16), bien que l'alternance politique ait eu lieu au début de l'année 2019 avec l'arrivée au pouvoir de Félix Tshisekedi pour succéder à Joseph Kabila, qui était en fonction depuis presque vingt ans.

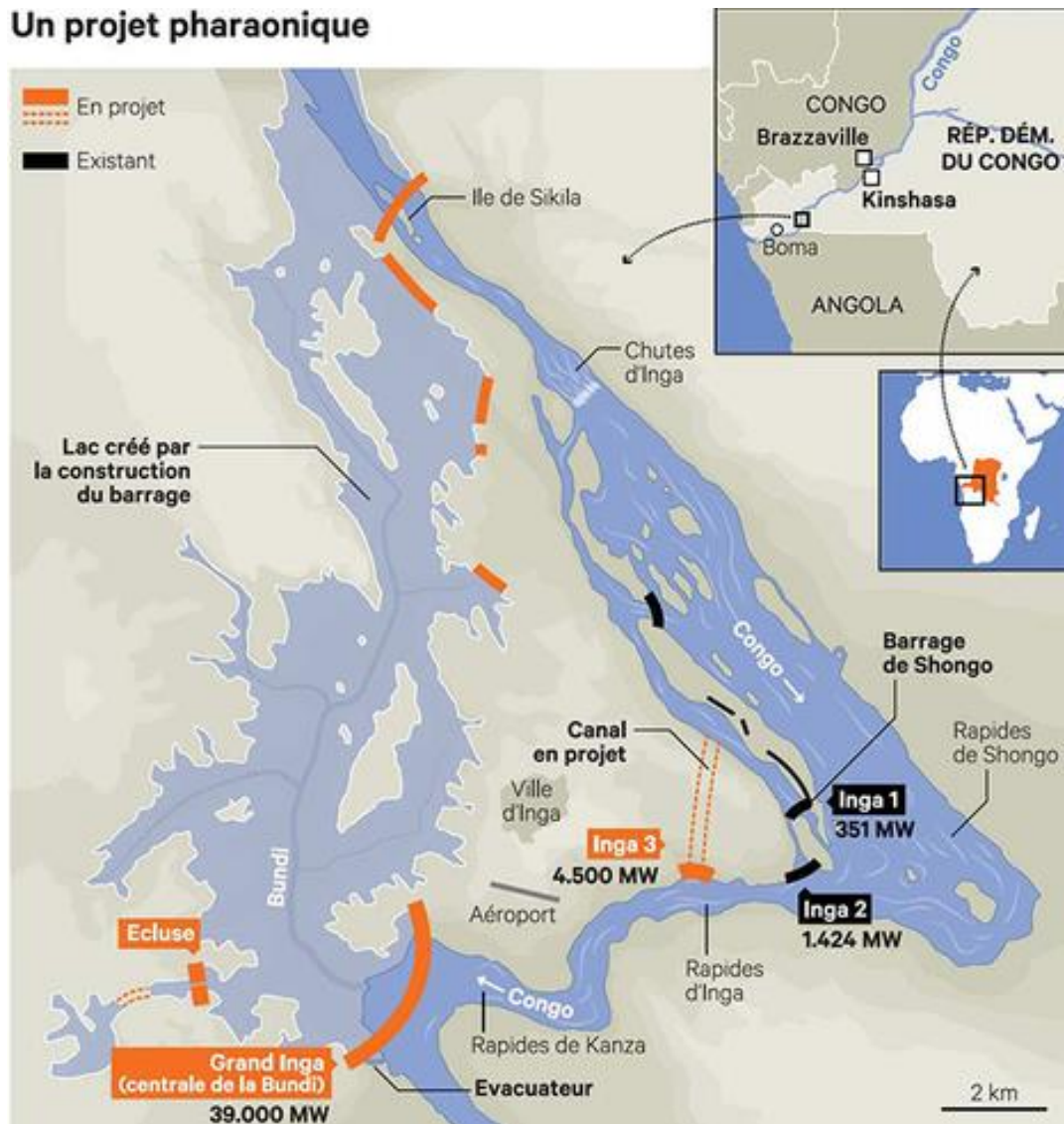
Or, c'est depuis que Tshisekedi est le nouveau président que les plans d'Inga III ont été changés, le néo-gouvernement voulant un barrage plus modeste, comme nous le verrons plus tard. Une telle perspective inquiète les deux consortiums de constructeurs sélectionnés pour le projet, l'un étant chinois et dirigé par *Three Gorges Corporation*, l'autre européen, à majorité espagnole : ces groupements d'entreprises, censés fusionner pour Inga III malgré des divergences, plaident pour un équipement hydroélectrique de très grande puissance par souci de rentabilité (GEC, 2020, pp. 10-11).

---

<sup>1</sup> Site Internet de l'AIE, « SDG7 : Data and projections », novembre 2019

Carte 7 :

### Un projet pharaonique



Source : « L'Afrique veut se doter du plus grand barrage hydroélectrique du monde », Les Echos, 16/09/14 [en ligne] [consulté le 11/05/20]

Comme nous le montre cette carte issue d'un article de 2014, le complexe du Grand Inga ne se réduira pas à un immense barrage mais sera composé de multiples infrastructures hydroélectriques (barrages, centrales, canal, écluse) et détournera les eaux du fleuve pour créer un lac artificiel d'une part, un canal de détournement d'autre part. Ce site géographique, qui est exceptionnel d'un point de vue hydrologique pour P. Jacquemot, débite entre 30 000 et 60 000 m<sup>3</sup> d'eau par seconde selon les saisons (2017, p.252). Les rapides de Shongo, d'Inga puis de Kanza après les chutes d'Inga permettent ces courants, qui descendent de près de 100 m sur 15 km. À titre de comparaison, 30 000 m<sup>3</sup> d'eau/s correspond au débit moyen du Yangzi Jiang, troisième fleuve au monde par son débit après l'Amazone et le Congo. Inga est situé à 150 km de l'embouchure du Congo, qui se jette dans l'Océan Atlantique.

L'implication de sociétés européennes dans le projet d'Inga, et de la Banque mondiale (BM) en tant que bailleur de fonds initialement, avant son retrait, constitue une certaine exception, propre au plus grand barrage du continent, puisque Taccoen & Legrand affirment qu'il est devenu difficile pour les pays africains de solliciter des entreprises de BTP du côté de l'Occident. En effet, alors que l'énergie hydraulique est l'un de leurs premiers atouts pour remédier au manque d'électricité, « les constructeurs occidentaux de barrages sont gênés, pour ne pas dire plus, par l'opposition de puissantes ONG. Ces dernières ont ainsi, en 2014, été à l'origine d'une disposition législative américaine interdisant « tout prêt, don et stratégie ou politique qui appuie la construction d'un grand barrage hydroélectrique » » (2020, p.10). Conséquence de ce blocage, l'omnipotence de la Chine, puissance financière douée de « grandes compétences en hydroélectricité et dans le transport d'électricité sur de longues distances, deux points très importants pour l'Afrique subsaharienne » (*Ibid*). Les institutions politiques et économiques émettrices de financements ont donc changé de continent depuis le contexte colonial des années 1950 lors duquel, par exemple, le barrage des chutes d'Owen, aujourd'hui nommé Nalubaale, fut financé et construit par les britanniques en Ouganda. Situé à la source du Nil Blanc, sur la rive Nord du lac Victoria, il reste utilisé aujourd'hui par l'Ouganda, le Kenya et la Tanzanie, les trois pays ayant établi un plan directeur pour le développement de leur électrification (ADEA, *op. cit*, p.42). Mais à présent, les installations voient le jour grâce aux chinois en ASS, particulièrement en Éthiopie qui en est un cas caricatural selon Taccoen & Legrand. En effet, le pays fait largement partie des cinq premières destinations pour les investissements directs à l'étranger (IDE) chinois en Afrique<sup>1</sup> : d'après un rapport de la BM (2012), ces IDE Chine-Éthiopie sont passés de presque rien en 2004 à près de 60 millions de dollars par an en 2010, et la Chine était le premier partenaire de l'Éthiopie à la fois pour ses importations et ses exportations en 2011<sup>2</sup>.

Banques et sociétés chinoises sont impliquées pour la mise en service d'infrastructures électriques (notamment les lignes de transmission) sur le territoire éthiopien, et ont bien sûr appuyé les projets des barrages de Gilgel Gibe III, le plus haut du continent, et de la Renaissance, le plus important en attendant Inga III. Le premier est en fonctionnement depuis 2015 et délivre 6500 GWh par an tandis que le second est censé être opérationnel en 2022 (Lachkar, 24/10/19). Le Grand Barrage de la Renaissance, d'une capacité de 6 GW, devrait bientôt commencer à fournir ses 16 000 GWh et ainsi participer à l'exploitation du potentiel hydraulique éthiopien, estimé à 40 GW (ADEA, *op. cit.*). Ces deux importantes infrastructures s'inscrivent dans la stratégie du gouvernement de l'Éthiopie qui veut développer le secteur grâce aux ressources offertes par le Nil Bleu et autres affluents du Nil (Tekezé, Gebe) ou par les rivières Omo et Gilgel Gibe (cf. carte 6).

D'après Taccoen, la Chine, qui a développé son réseau électrique selon un schéma classique combinant une majorité d'énergie thermique avec de l'hydraulique, « estime que l'Afrique subsaharienne est dans la même situation qui était la sienne il y a 30 ans » » (in ADEA, *op. cit.*, p.151) ; son idéologie est la promotion de l'indépendance énergétique via la grande production

---

<sup>1</sup> Qui étaient toutes en Afrique australe ou orientale en 2018, à part la RDC, selon la *China Africa Research Initiative* de la *Johns Hopkins University*.

<sup>2</sup> Banque mondiale, « Chinese FDI in Ethiopia. A World Bank survey », novembre 2012

au sein même du territoire nécessaires, ce qui va de mèche avec l'intérêt exprimé en Éthiopie puisque les ambitions de l'État le plus peuplé d'Afrique de l'Est donnent la priorité à la production électrique et non plus à l'irrigation comme dans les années 1960-1970 (Gascon, 2015b, p.145). Seulement, la volonté de la part de l'Éthiopie de renverser la hiérarchie des puissances drainées par le Nil en sa faveur provoque inévitablement le courroux de l'Égypte et constitue non seulement un conflit pour le leadership de l'Afrique du Nord-Est mais surtout « un nouvel épisode de la rivalité millénaire qui oppose les deux plus anciens États d'Afrique et les deux plus antiques civilisations » de la région (*Ibid*, p.150).

Toutefois, si certes l'absence d'accord pour le barrage de la Renaissance ne peut qu'aggraver lourdement les tensions (Lachkar, *op. cit.*), le spécialiste de l'Éthiopie A. Gascon rappelle que la retenue d'eau pour l'électricité suscite forcément moins d'opposition en aval des fleuves que pour l'irrigation, et un compromis n'est dès lors pas utopique. Par conséquent, bien que le barrage de Gilgel Gibe III ait affronté de multiples controverses d'ordre environnemental, social, sanitaire et foncier, et bien que le prochain soit loin de faire l'unanimité au sein de l'Union africaine, les méga-infrastructures éthiopiennes finissent bien par être inaugurées alors que des problèmes d'autre ressort viennent remettre en question la faisabilité d'Inga III en RDC : le cas congolais est tributaire d'un contexte différent qui fragilise les fondations du barrage avant même sa construction.

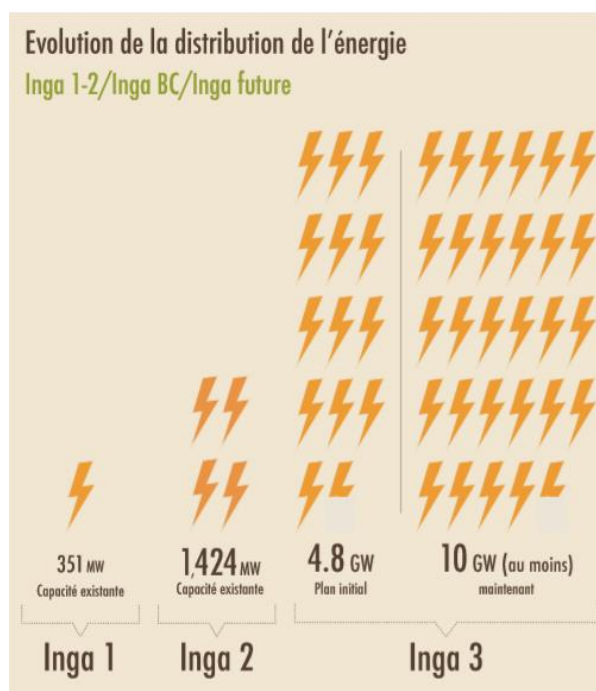
### ***Inga III, un projet monumental... vacillant***

Décrit comme un projet ambitieux et complexe, le barrage d'Inga III demeure « controversé et mal perçu par les ONG nationales et internationales » (GEC & *Resource Matters*, *op. cit.*), celles-ci rappelant qu'Inga I et II avaient été très onéreux pour un fonctionnement médiocre à l'arrivée. Ainsi, leur gestion fut désastreuse selon l'ADEA car « marquée par la corruption et un lourd endettement » (*op. cit.*, p.40), dans un État marqué par le néo-patrimonialisme depuis les années post-indépendance. La réussite d'Inga III, qui aurait une capacité de production de 11 GW, dépend donc d'une meilleure gouvernance (politique, économique, financière) au Congo mais également, selon P. Jacquemot, de l'état des secteurs électriques des pays qui achèteront l'électricité du barrage puisque l'exportation est forcément prévue, alors que la plupart sont affectés par des problèmes institutionnels (2017, p.153).

En somme, la « géopolitique énergétique » africaine a inévitablement une influence sur l'entame des travaux, particulièrement dans le sud du continent en raison de l'implication de l'Afrique du Sud qui s'est engagée à acheter la majorité des gigawatts provenant d'Inga malgré les difficultés que l'on sait. Le coût du kWh devrait certes être « exceptionnellement bon marché » à Inga (ADEA, *op. cit.*) mais bon nombre d'opinions sud-africaines sont fermement opposées au partenariat économique privilégié entre leur pays et la RDC compte tenu de la faillite d'Escom. Le gouvernement de Ramaphosa est tiraillé entre une acquisition de 2,5 GW et de 5 GW en fonction de la puissance finale du barrage mais surtout en fonction du point de vue du Parlement (GEC, 2020, pp.11-12).



Figure 9 :



Source : « Inga III : un projet gardé dans l'ombre », GEC & Resource Matters, 2019, p.15

Inga III aurait un potentiel bien supérieur aux deux premiers barrages, surtout dans le nouveau plan, avec au moins 10 GW, soit plus du double par rapport au plan d'Inga Basse Chute (BC) initialement prévu.

L'accord d'achat sud-africain est indispensable pour qu'Inga III, et Grand Inga dans la foulée, voient le jour, et ce depuis un traité signé en 2013 entre la RDC et l'Afrique du Sud, dans lequel celle-ci s'engage non seulement pour 2,5 GW mais a également la possibilité d'acheter 20 à 30% de l'électricité produite par les autres phases de Grand Inga (*Ibid*, p.9). Ainsi, « bien qu'[...] on puisse s'interroger sérieusement sur le crédit à accorder à Eskom, la société sud-africaine reste la principale garantie de bancabilité de Inga III, pourvu que celui-ci soit réalisé dans les limites du temps et des coûts acceptables par l'Afrique du Sud » (GEC & Resource Matters, *op. cit.*, p.4). Or, alors que la construction doit commencer bientôt, les désaccords entre la RDC et les consortiums, et entre les consortiums eux-mêmes, ont abouti au retrait de la société espagnole *Actividades de construcción y servicios* (ACS), qui était le principal partenaire du groupement européen Pro Inga, en janvier 2020 – ce qui entraînera sûrement d'autres retards. Cette décision intervient onze ans après la création d'un comité pilote pour Inga III comprenant la BM, la BAD et le NEPAD, qui avait mis en place l'Agence pour le développement et la promotion du Grand Inga, et quatre ans après la suspension par la BM de son financement, en 2016 (GEC, *op. cit.*).

De plus, le Groupe d'étude sur le Congo, qui a analysé la question dans deux différents rapports, affirme qu'il n'est pas sûr que l'Afrique du Sud soit le client principal pour Inga, et que ce pays présente des contradictions dans sa politique stratégique, « oscillant entre le désir de projeter une puissance panafricaniste promouvant le développement économique du continent, et la réalité selon laquelle s'engager dans Inga n'a aucun sens sur le plan financier ou énergétique » (*op. cit.*, p.2). L'incertitude est donc de mise à Inga puisque deux instigateurs importants du

projet, à savoir le principal client et l'entreprise de construction, se retirent peu à peu en raison de clivages dans les deux pays : la RDC (producteur) et l'Afrique du Sud (consommateur).

Du côté de la RDC, les conflits d'intérêt sont apparus au grand jour en 2015 lorsque l'ancien président Kabila décida, après un revirement controversé, de placer la gestion du projet sous son contrôle direct, ce qui signifiait l'exclusion des acteurs privés et de la société civile du processus décisionnel. C'est à la suite de cet événement que la BM prononça son retrait. Si Kabila n'est plus en fonction aujourd'hui, il reste influent dans les cercles politiques congolais. En outre, le GEC précise que les autorités congolaises n'ont encore effectué aucune étude d'impact environnemental, hydrologique, géologique et social, « ce qui rend difficile de prévoir dans quelle mesure le barrage perturbera les communautés locales et l'environnement » (*Ibid*). Du côté de l'Afrique du Sud, acteurs gouvernementaux et parlementaires se confrontent : un rapport émanant du Parlement, en novembre 2018, demandait au gouvernement d'investir dans la production d'électricité domestique plutôt que dans Inga III mais malgré ces critiques et celles venant d'autres acteurs sociétaux, l'État confirma un mois plus tard son engagement auprès du projet. Pour le GEC, si le discours officiel encense Inga pour des questions d'industrialisation du continent et de transition énergétique, la vraie raison serait en fait la crainte d'une réputation sud-africaine entachée en cas de retrait car « cela signifierait sans doute l'abandon par l'Afrique du Sud de son engagement post-apartheid à contribuer au développement économique de l'Afrique » (*Ibid*, p.13).

S'opposent donc une vision encore idéalisée, peut-être utopique, de la place du pays à l'échelle continentale et un discours bien plus pragmatique et réaliste qui prend compte de la crise que traverse l'Afrique du Sud. Parmi les critiques fermes du gouvernement sur ce dossier, on trouve de hauts fonctionnaires d'Eskom conscients des difficultés du service public et inquiets de l'implication financière que demanderait l'appui au barrage – qui augmentera l'endettement pour des gains incertains –, en ce qui concerne le coût des lignes de transmission (*Ibid*). Selon l'ONG spécialisée *International Rivers*, il serait de 4 milliards de dollars ; les coûts élevés des lignes électriques transfrontalières démontrent les limites d'infrastructures à grande échelle qui visent à augmenter significativement les taux d'accès à l'électricité mais qui, pour être rentabilisées, doivent avant tout se concentrer sur l'export de leur production vers les réseaux nationaux favorables.

### ***Des équipements à grande échelle aux limites criantes***

S'il est réalisé en intégralité, le titanesque Grand Inga sera composé de six barrages ; à condition, comme le souligne Jacquemot, de réussir à mobiliser les 50 à 80 milliards de dollars nécessaires à sa construction. Or, Christine Heuraux explique que des capacités de production en quantité et en qualité acceptables ne suffisent pas si les infrastructures de transport et de distribution, c'est-à-dire les réseaux, ne sont pas en mesure d'assurer « la fluidité et la constance de l'acheminement entre centres de production et lieux de consommation qui peuvent être très éloignés [comme entre la RDC et l'Afrique du Sud], et impliquer de multiples acteurs en cas d'échanges transfrontaliers » (2010, p.34). Dans ce sens, impossible également pour l'électricité issue de ces réseaux de se passer de structures étatiques permettant une sécurité

juridique et financière (Taccoen & Legrand, *op. cit.*, p.2), qui n'existent pas, ou alors insuffisamment, en RDC. Dès lors, toute amélioration est freinée, notamment parce que les augmentations de production ne dépassent pas la croissance démographique (*Ibid*) : la population congolaise passera de 87 millions d'habitants en 2019 à 120 millions en 2030<sup>1</sup> (+ 38%).

L'Indice Ibrahim de la gouvernance en Afrique 2018, qui classe les 54 pays du continent selon quatre critères (sécurité et état de droit, développement économique durable, participation et droits humains, développement humain), accorde à la RDC la 47<sup>ème</sup> place avec un score de 32 sur 100, une gestion publique qui s'améliore (notamment la gestion budgétaire et financière) mais qui n'atteint pas encore la moyenne, et une tendance globale à la baisse entre 2008 et 2017. En Éthiopie par contre, elle est à la hausse sur la même période, le pays étant classé 35<sup>ème</sup> mais 10<sup>ème</sup> en ce qui concerne la gestion publique et surtout 20<sup>ème</sup> sur 54 pour la fiabilité du réseau électrique (40<sup>ème</sup> place pour la RDC)<sup>2</sup>. Taccoen & Legrand soulignaient les nets progrès de l'Éthiopie en matière de fourniture de l'électricité, de l'ordre de 15% par an, grâce à la bonne gouvernance, et le fait que la situation subsaharienne présente de fortes disparités (*Ibid*). Les méga-infrastructures hydroélectriques congolaises conduiront-elles alors la RDC sur la même voie ?

Rien ne semble moins sûr pour le GEC et l'association *Resource Matters*, dont les critiques à l'égard d'Inga III portent sur le manque de transparence et d'inclusion : il est incertain que les besoins énergétiques des congolais seront satisfaits grâce au barrage dans la mesure où Inga I et II sont en service depuis quatre ou cinq décennies mais le taux d'accès à l'électricité est de 9% et moins de 5% dans les campagnes<sup>3</sup>. Ainsi, « étant donné son manque de pouvoir d'achat, il est probable que seule une petite fraction de l'énergie produite par le plus grand barrage d'Afrique ira à la population congolaise » (GEC, 2020, p.10), voire même pas un seul watt à cause des pertes selon *International Rivers*. Officiellement, le plan actuel prévoit que moins d'un tiers de l'électricité restera dans le pays mais sans répartition claire entre les habitants et l'industrie minière ; en définitive, en raison de la corruption importante et des difficultés de la Société nationale de l'électricité (SNEL), « Inga pourrait générer des recettes pour le Trésor public mais ne contribuera pas considérablement à l'électrification du pays » (GEC & *Resource Matters*, *op. cit.*, p.22).

---

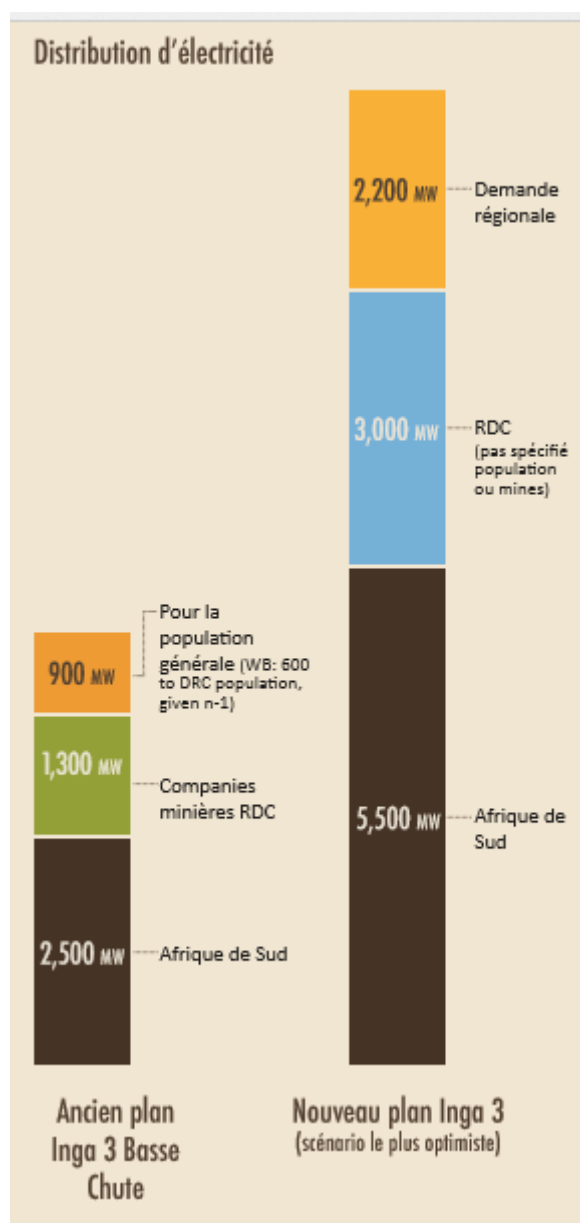
<sup>1</sup> Nations Unies, « World Population Prospects 2019 »

<sup>2</sup> Données de l'*Ibrahim Index of Africa Governance* (IIAA), disponibles sur le site Internet

<sup>3</sup> AIE, « World Energy Outlook 2019 ». Notons que selon les chiffres de la Société nationale de l'électricité (SNEL) de RDC, le taux d'électrification ne dépasse pas les 3% dans la moitié des provinces du pays.



Figure 10 :



Source : « Inga III : un projet gardé dans l'ombre », GEC & Resource Matters, 2019, p.15

L'essentiel de l'électricité d'Inga III sera distribuée à l'Afrique du Sud tandis que la population congolaise est modiquement concernée malgré un nouveau plan qui semble davantage centré sur le pays des chutes d'Inga (même s'il faut relativiser le chiffre de 3000 MW étant donné que la puissance totale est augmentée dans le scénario de droite).

On l'a vu, l'électricité d'Inga desservira en premier lieu l'Afrique du Sud<sup>1</sup>, puis le secteur privé, d'autres pays ainsi que la capitale congolaise d'après le rapport du GEC publié en 2020 ; le but des grandes infrastructures centralisées, qu'elles utilisent une énergie fossile ou bien renouvelable, est donc de produire de l'électricité à destination des pôles géo-économiques

<sup>1</sup> « Selon des sources proches des consortiums, afin d'obtenir le financement du projet – étant donné l'incapacité du gouvernement congolais à garantir la fiabilité du projet – ils auront besoin d'un accord d'achat d'électricité (AAE) du gouvernement sud-africain » (GEC, 2020, p.10)

majeurs et ainsi d'alimenter les centres, situés au-delà des frontières étatiques ou non (Kinshasa), ce qui contribue davantage à l'isolement des marges.

La RDC, avec la « grande illusion » d'Inga (*International Rivers*, 2005), se retrouve dans une situation similaire à celle de l'Afrique du Sud puisque les deux États misent sur la réalisation de nouvelles centrales (hydroélectriques pour l'un, thermiques pour l'autre) alors que les installations existantes sont défaillantes. En effet, l'ADEA révèle que les 2/3 des turbines d'Inga I et II ne fonctionnent pas par manque d'entretien (*op. cit.*) quand, dans la capitale éthiopienne Addis-Abeba, dont la population a plus que doublé depuis quarante ans, les groupes électrogènes de secours sont mobilisés durant les fréquentes coupures de courant lorsque les retenues des barrages sont vides en fin de saison sèche, ce qui rappelle les délestages sud-africains (Gascon, 2015a, p.40).

Le *Groupe d'étude sur le Congo* concluait finalement son rapport analytique des relations Afrique du Sud-Inga III en distinguant deux visions possibles : le barrage fournira de l'électricité à Eskom mais à un coût plus élevé que les autres sources alors que l'approvisionnement se diversifie ; ou alors l'Afrique du Sud, qui se sera engagée à acheter une électricité dont elle n'a pas besoin, se rendra par conséquent complice des dommages sociaux et environnementaux causés par la construction d'Inga (2020, p.13).

Les limites des grands barrages hydroélectriques en termes de desserte en électricité et de rentabilité économique sont donc visibles à travers les projets d'Inga et de la Renaissance. Bien qu'ils restent impulsés par de multiples acteurs, notamment l'État et la compagnie nationale en Éthiopie, ces infrastructures se feront de plus en plus rares en ASS si le secteur énergétique ne connaît pas de vives améliorations. L'étude de l'ADEA (2015) démontre les barrières qui sont établies *de facto* et engendrent deux problèmes liés pour les sociétés d'État et les usagers : « L'électricité produite est chère, ce qui décourage la consommation. Mais la faible consommation limite le recours à des grandes installations, qui pourraient produire de l'électricité moins chère grâce à des économies d'échelle » (*op. cit.*, p.9). Même constat pour Shanker, pour qui ces économies d'échelle « ne jouent plus le même rôle qu'autrefois » puisque les ouvrages de taille moyenne caractérisent le nouveau schéma de production – moins destiné vers l'exportation donc sans doute plus inclusif spatialement – en raison de la tendance générale sur le continent où il est difficile, en dehors d'Inga et du barrage de la Renaissance, de « mobiliser des sommes importantes pour des ouvrages de production significatifs » (2012, p.11). Au final, ce manque de financement fait que beaucoup de grandes infrastructures ne restent que des projets dans le secteur, ce qui empêche dès lors le développement d'un savoir-faire endogène puisque les retours d'expérience se font rares ; d'où, probablement aussi, les complexités connues par les installations qui parviennent à être réalisées. Et plus elles coûtent cher, plus elles doivent s'orienter vers des consommateurs d'électricité solvables, c'est-à-dire les zones densément habitées, les pays émergents ou les industries les moins en difficulté. Mais les réseaux qui traversent plusieurs pays demandent également bien sûr un budget conséquent : en effet, « l'hydroélectricité des grands barrages a un coût de génération direct très compétitif mais les investissements sont souvent gigantesques eu égard au PIB des États concernés, sans compter que transporter du courant sur de très longues distances renchérit fortement le coût final de la ressource et présente des risques sécuritaires très difficiles à maîtriser (même si la

réalisation des travaux peut bénéficier des réserves métalliques considérables du continent) » (Greggio & Mafféi, 2016, p.142).

Y'a-t-il alors une alternative à l'énergie hydraulique pour renforcer les capacités de production des réseaux centralisés d'électricité en minimisant les pertes, en mégawatts et en argent ?

### *L'énergie géothermique pour compléter la ressource en eau ?*

L'Association pour le Développement de l'Énergie en Afrique rappelle que l'Éthiopie, en plus de ses ressources hydrauliques, peut compter sur un potentiel en énergie géothermique de 5000 MW, mais qui n'est pas du tout exploité à l'heure actuelle ; la Banque de développement du pays a d'ailleurs encouragé le gouvernement à en tirer profit en lui accordant 20 millions de dollars (2015, p.42). Si la première centrale géothermique d'Afrique fut mise en service en RDC dans les années 1950, elle ne fonctionne plus aujourd'hui, et le seul pays africain à développer cette ressource grâce à des installations en fonctionnement est le Kenya. Le potentiel géothermique de ce pays s'élève à plus de 10 000 MWe<sup>1</sup> d'après l'*International Geothermal Association* (IGA)<sup>2</sup>.

Dépendante de la chaleur de la terre et utilisant les roches souterraines comme un échangeur thermique pour extraire de l'eau chaude et/ou de la vapeur, l'énergie géothermique suppose une amplitude thermique élevée (plus de 150°C) pour produire de l'électricité mais Heuraux précise que cette exploitation peut être économique car il n'y a pas besoin de creuser trop en profondeur pour arriver à de telles températures dans certaines zones géologiques, comme les limites de plaques tectoniques (2010, pp.79-81). En Afrique, la Vallée du Grand Rift, dans l'Est du continent (cf. carte 6), concentre cette énergie et son potentiel serait de plus de 20 000 MWe : on parle d'*East African Rift System* (EARS) pour désigner cette structure tectonique marquée par la fracture qui coupe l'Afrique orientale en deux parties, dont la plus volcanique est à l'Est (*Ibid*). En revanche, tous les sites géothermiques ne sont pas exploitables et l'évaluation du potentiel peut être surévaluée *de facto*.

Le leader continental dans le domaine, le Kenya, détient la septième capacité géothermique installée au monde avec 1105 MW<sup>3</sup>. La géothermie représenterait ainsi près de 40% de la capacité du réseau électrique du pays, qui est de 2788 MW (bien au-delà de la demande en électricité, estimée à 1802 MW en 2017/18)<sup>4</sup>. Cependant, cette technologie exige que l'on discerne la puissance électrique de la puissance thermique, et l'IGA donnait en fait le chiffre de 676 MWe pour 2018, ainsi que 1037 MWe prévus pour 2020. Le Kenya a inauguré en 2019 la cinquième centrale du site d'Olkaria, à 120 km au Nord-Est de la capitale Nairobi, qui aurait une capacité totale (électrique et thermique) de 2000 MW pour seulement 727 MW installés jusqu'à présent.

---

<sup>1</sup> MWe signifie « mégawatt électrique » tandis que MWt signifie « mégawatt thermique ». Une centrale géothermique produit de la puissance électrique et thermique.

<sup>2</sup> Omenda, 2018

<sup>3</sup> Zarembka, *CleanTechnica*, 30/03/19

<sup>4</sup> « Kenya Power Report 2019/20 (Executive Summary) », *African Energy Reports*

La géothermie aurait permis de réduire le coût de l'électricité de 30% dans un pays où le taux d'accès est passé de 8% en 2000 à 73% en 2018<sup>1</sup>, et qui vise 100% en 2022. Près de la moitié provient maintenant de cette ressource, dont la production a atteint 4810 GWh en 2017<sup>2</sup>, tandis que 656 MW supplémentaires devraient être mis en service d'ici 2024 selon les estimations du « Kenya Power Report 2019/20 ». On pourrait retrouver ces avancées dans les pays voisins à moyen terme puisque l'Ouganda possède aussi un potentiel géothermique inexploité (450 MW) et que des centrales sont à l'étude en Tanzanie, Éthiopie et à Djibouti (*Afrizap*, 04/07/15). Il est ainsi prévu d'augmenter la production géothermique de plus de 4000 MW ces dix prochaines années en Afrique orientale (IGA, 2018). Toutefois, malgré les avantages que présente la géothermie par rapport aux fossiles et à l'hydraulique (disponible toute l'année y compris en période de sécheresse et/ou en cas de hausse du prix des hydrocarbures, c'est une ressource stable et constante), Heuraux avertit que « les centrales géothermiques doivent s'implanter à la fois au plus près de la ressource énergétique et des utilisateurs directs, ce qui ne va pas toujours de soi, surtout dans des pays où l'industrie n'est pas très développée » (*op. cit.*). L'énergie géothermique est en outre davantage destinée à la production centralisée qu'à l'électrification rurale en raison des moyens techniques et des investissements qu'elle requiert et qui la réservent aux réseaux verticaux, malgré l'exemple des remarquables progrès du Kenya.

Pour conclure à propos des méga-barrages hydroélectriques et des infrastructures nécessitant d'importants moyens technologiques et financiers, l'enthousiasme suscité par ces impressionnants équipements n'est souvent qu'un feu de paille puisque l'on se rend vite compte qu'ils sont exclusifs à l'électrification des zones géographiques raccordées aux réseaux. L'augmentation des capacités de production centralisées ne profite pas véritablement aux populations qui sont le plus dans le besoin en matière d'accès à l'électricité, et qui peuvent même être expropriées de leurs terres sans compensation pour la construction d'un barrage, comme cela a été le cas au Congo (ADEA, 2015, p.40).

Ainsi à Inga, les installations électriques font partie des grands projets présentés comme étant d'un intérêt majeur pour les individus privés d'électricité mais qui ont « servi des intérêts politiques avant tout », comme l'affirmait G. Desarnaud (2016, p.27). Par conséquent, ces projets n'ont que peu de chance de participer au désenclavement de certains territoires subsahariens.

---

<sup>1</sup> Site Internet de l'AIE, « Population without access to electricity falls below 1 billion », octobre 2018

<sup>2</sup> Site Internet de l'AIE, « Data and statistics »

### 1.2.3. L'enclavement des territoires traversés par les « autoroutes de l'électricité »

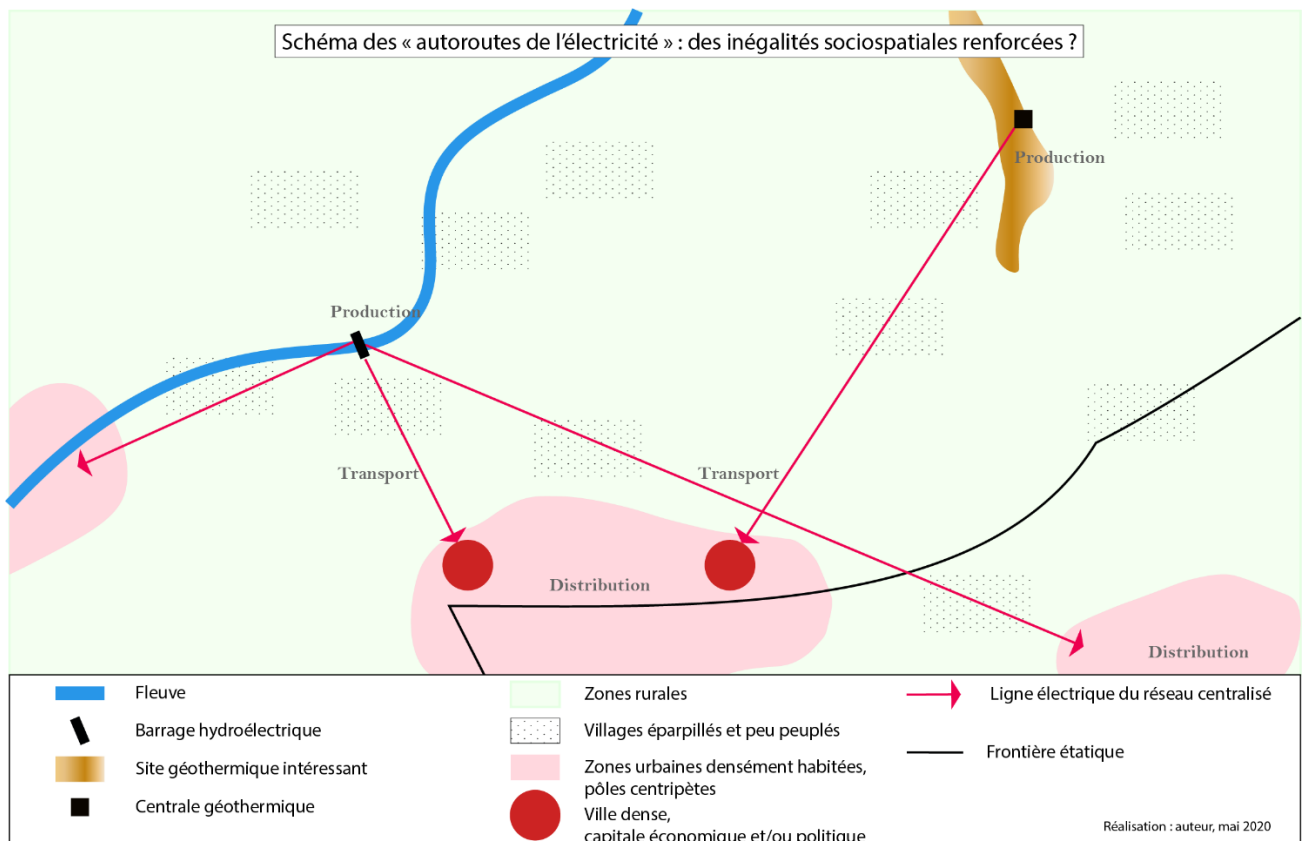
Bien qu'il soit admis que l'électricité permette de vaincre l'enclavement (Gascon, 2015a, p.45), il faut avoir conscience que la plupart du temps, les lignes électriques haute tension qui traversent des pays entiers dans le cadre de l'exploitation hydraulique vont du lieu de production au lieu de consommation sans desservir les populations pouvant se situer à proximité des infrastructures construites (centrales, câbles) puisque leur but est de satisfaire avant tout les besoins des « gros » clients (États attractifs, grandes entreprises, industries), soit une minorité. La diffusion restant donc limitée à certains types d'usagers seulement (nombre restreint de pays, de villes, de secteurs économiques), « ces « autoroutes de l'électricité » seront réalisées en courant continu et [...] ne permettront pas aux populations situées le long de ces corridors de bénéficier d'une électrification rurale » comme l'explique Heuraux pour les barrages d'Inga (2010, p.92).

Par conséquent, vu que les régions traversées par les flux restent marginalisées car faiblement électrifiées, il est difficile de parler d'externalités positives venant des méga-infrastructures, notamment hydroélectriques, puisqu'en dépit des grandes capacités, « plus l'installation à réaliser frise le gigantisme :

- plus elle doit logiquement chercher un débouché rémunérateur vers des acheteurs solvables preneurs de grosses quantités d'électricité sur le long terme – et donc... moins elle est destinée aux populations locales, surtout rurales, dont le pouvoir d'achat et la capacité de consommation sont trop faibles, ce qui n'améliore pas le taux d'électrification du pays producteur ;
- plus elle doit chercher à s'exporter, la capacité locale à consommer l'électricité produite étant insuffisante – et donc... plus l'évacuation et l'acheminement de l'électricité produite nécessite des infrastructures de transport – c'est-à-dire des investissements, des coûts et des délais de réalisation supplémentaires » (Heuraux, *op. cit.*, p.173).

Ainsi, paradoxalement, les plus importants moyens de production électrique d'ASS ne peuvent pas résoudre les problèmes de manque d'accès à l'électricité de la région. Les « oubliés » des réseaux électriques n'ont dès lors quasiment aucun avantage à tirer des entités centralisées.

Figure 11 :



Représentés en légers pointillés, les villages ruraux d'Afrique subsaharienne peuvent être traversés par les lignes électriques en courant continu haute tension mais ne sont pas desservis en électricité par ces corridors de transport qui ne font que les « survoler ». En effet, les câbles parcourent de longues distances du point A (le lieu de production) au point B (les zones de distribution) avec comme objectif premier la rentabilité économique. La loi de l'offre et de la demande façonne donc des inégalités spatiales presque « humiliantes » entre campagnes paupérisées et aires de chalandises, c'est-à-dire les espaces géoéconomiques d'influence.

On retrouve déjà en RDC cette problématique des autoroutes de l'électricité car les lignes qui relient les barrages d'Inga I et II, situés à l'Ouest du pays, à la région minière du Katanga, au Sud-Est, passent par le Kasai au centre. Or, d'après le GEC & *Resource Matters*, dans certaines provinces du Kasai, moins d'une personne sur 200 a accès au courant électrique (2019, p.3). Pour le futur Inga III, il y aurait deux options pour l'acheminement de la production à l'échelle régionale, mais aucune ne semble inclure les provinces congolaises : « soit les câbles de transmission « survolent » les pays d'Afrique australe et ne livrent qu'à l'Afrique du Sud, soit ils sont connectés aux réseaux de la Zambie et du Zimbabwe ou du Botswana » (GEC, 2020, p.12).

Du côté de l'Éthiopie, alors que le taux d'accès en 2018 n'est encore que de 45% et 32% dans les campagnes malgré les progrès<sup>1</sup>, la production électrique serait excédentaire dans le pays, conduisant à une stratégie politique d'exportation vers Djibouti, le Soudan, le Kenya, l'Érythrée, le Soudan du Sud, voire même le Yémen et le Somaliland (ADEA, 2015, p.42). Parce qu'elles sont impuissantes devant ces échanges économiques à petite échelle géographique, on comprend que chez les communautés rurales éthiopiennes, ou d'autres pays dans le même cas, « ne pas être raccordé exacerbe le sentiment d'exclusion et d'injustice » (Maigne & alli., 2019, p.228).

Les cartes suivantes placent les lignes électriques acheminant la production d'Inga à deux échelles différentes, celle de la République Démocratique du Congo et celle de l'Afrique entière.

Au niveau national, les barrages d'Inga I et II desservent la région historique du Katanga dans le Sud-Est congolais, qui est aujourd'hui divisée en quatre provinces administratives : Haut-Lomami, Lualaba, Haut-Katanga, Tanganyika. Le Katanga regorge de mines, notamment de cuivre, dont l'exploitation industrielle nécessite forcément du courant électrique. Mais le transport de ce courant ignore les provinces traversées du Kasai, très faiblement électrifiées, tandis que « dans les grandes villes comme Kinshasa et Lubumbashi, des millions d'habitants préparent leur repas à l'aide de braise et s'éclairent aux lampes torches, voire à la bougie » (GEC & *Resource Matters*, 2019, p.3).

Au niveau continental, Grand Inga aura la capacité de produire suffisamment d'électricité pour alimenter l'Afrique centrale, australe, l'Afrique de l'Ouest et même l'Afrique du Nord puisqu'une ligne de plus de 5000 km, allant jusqu'en Égypte, est prévue. Par contre, d'après Heuraux, le prix de cette installation a doublé rien qu'entre 1997 et 2010, passant de 10 à 20 milliards de dollars. L'« autoroute de l'Ouest » ira, elle, jusqu'au Nigéria (1400 km) alors qu'au Sud, un *Western corridor* (Westcor) traversant l'Angola et la Namibie a longtemps été envisagé avant d'être abandonné au profit, sans doute, du flanc Est : Zambie, Zimbabwe, Botswana. En effet, cette ligne existe déjà en partie, ce qui est avantageux pour des infrastructures aussi longues, et donc coûteuses.

Cependant, le responsable sud-africain de la planification du réseau d'Eskom affirme que les lignes existantes ne pourront pas être utilisées pour une quantité d'électricité aussi importante que celle du futur Grand Inga, et qu'il est donc nécessaire, si l'Afrique du Sud achète effectivement cette énergie, de bâtir une ligne entièrement nouvelle. Or, selon lui, cette ligne qui est représentée en pointillés marrons sur la carte coûterait 7 millions de Rands (0,48 millions de dollars) par kilomètre, soit 21 milliards (1,5 milliards de dollars) si la ligne faisait 3000 km (GEC, 2020, p.11). L'Afrique du Sud manque de cet argent, d'autant plus que le coût des sous-stations n'est pas comptabilisé ici, alors qu'elles auraient besoin chacune de deux transformateurs de plus de 27 millions de dollars.

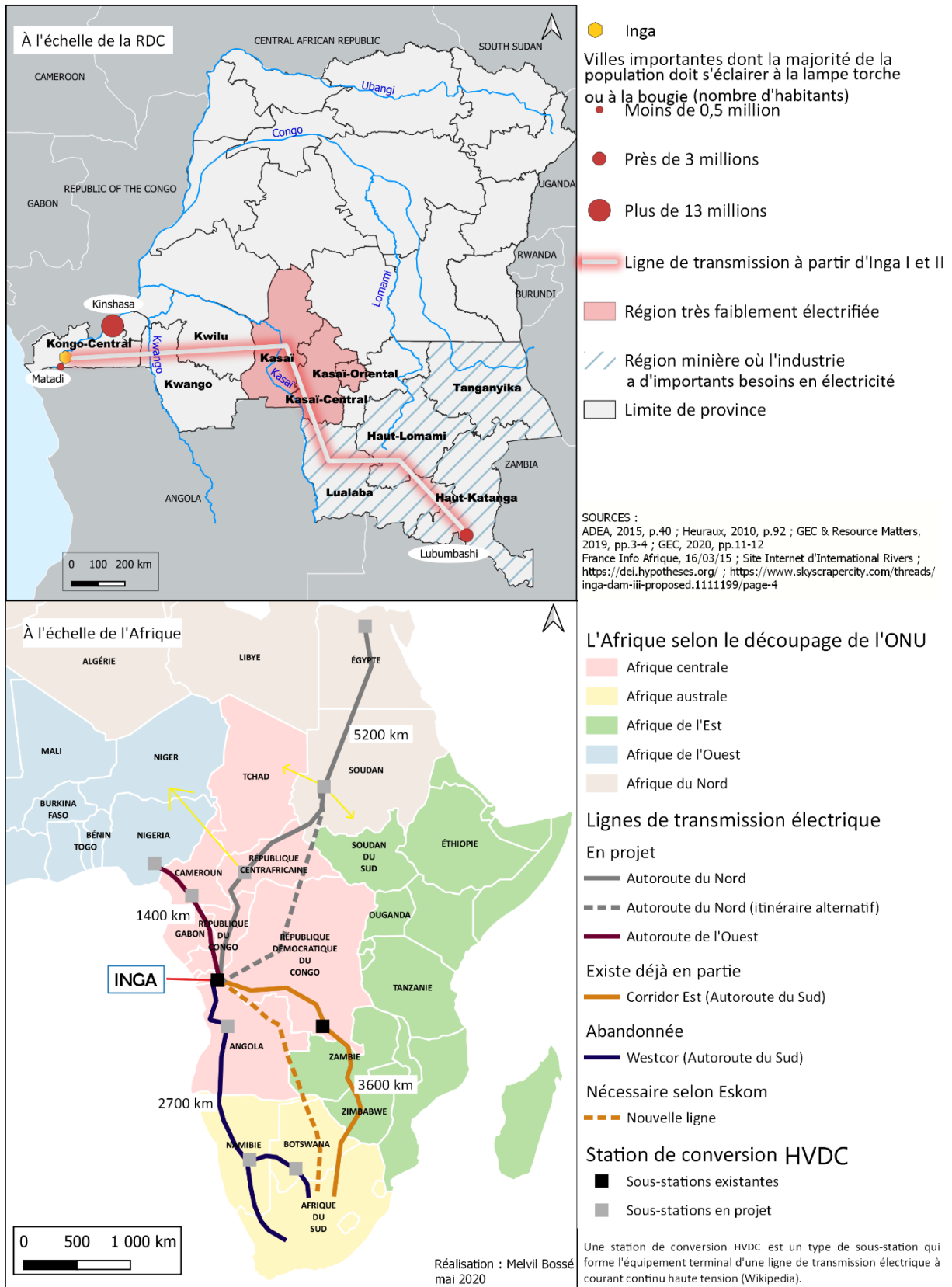
Une station de conversion *high voltage direct current* (HVDC) peut transformer le courant continu en courant alternatif, pouvant alors desservir les pays traversés, comme par exemple le Tchad, la Centrafrique ou même le Niger et le Soudan du Sud pour l'« autoroute du Nord ». Par conséquent, l'enclavement provoqué par les autoroutes de l'électricité devra probablement être nuancé lorsqu'Inga III et Grand Inga verront le jour. Pour l'heure, le gouvernement d'Afrique du Sud souligne : « il est nécessaire de finaliser la solution technique pour l'évacuation de cette puissance du Grand Inga à travers les pays de transit (Congo, Zambie, Zimbabwe/Botswana). Les accords nécessaires doivent être conclus le plus rapidement possible si l'option hydroélectrique du Grand Inga doit se concrétiser. » (*Ibid*).

---

<sup>1</sup> AIE, « World Energy Outlook 2019 »

Cartes 8 :

DESERTE DE L'ÉLECTRICITÉ D'INGA À TRAVERS LA RDC ET LE CONTINENT AFRICAIN





Au final, un abandon du gigantisme des infrastructures au profit de tailles plus modestes, évoqué par Shanker (2012) notamment, serait sûrement plus raisonnable dans la mesure où celles en place à l'heure actuelle n'offrent pas l'électricité à l'ensemble des subsahariens ; au contraire, « on observe souvent des réseaux qui passent à côté de clients « pauvres » pour aller chercher un « gros client » » (Shanker, *op. cit.*, p.30). En Éthiopie pourtant, Gascon affirme que le plan du gouvernement, qui utilise plus que jamais la grande hydraulique, répond « au désir de la population d'être mieux raccordée aux grands réseaux » ; mais il reste tout de même à voir si effectivement, « l'interconnexion électrique, à l'instar du renforcement de la desserte [des transports], renforcera l'unité nationale par l'intégration territoriale des périphéries » (2015b, p.149). Pour l'heure, la *Fondation Énergies pour le Monde* rappelle que l'accès à une électricité distribuée par le réseau, de qualité, et accessible à tous dans l'ASS rurale « tient davantage du concept que de la réalité » (Maigne & alli., *op. cit.*, p.94).

Malgré quelques écarts interétatiques, notamment depuis que l'on voit des progrès en Afrique de l'Est, les réseaux électriques nationaux d'ASS restent pratiquement tous dans une même situation délicate. Du coup, la grande majorité des observateurs et des décideurs politiques plaident pour une intégration régionale dans le secteur afin de mettre en commun les atouts énergétiques et de développer les réseaux dans une optique de réelle et pleine électrification. Pourtant, l'enjeu géoéconomique et politique que représente l'accès à l'électricité ne semble pas échapper à des conflits d'intérêts entre acteurs à plusieurs échelles.

## 1.3. L'électricité au cœur de conflits d'intérêt multiscalaires

### 1.3.1. L'intégration régionale comme objectif primordial pour le développement énergétique de l'Afrique subsaharienne

En réponse à l'observation, sinon au reproche, d'« absence de stratégie internationale ou panafricaine » (Maigne & alli., 2019, p.258) que l'on retrouve souvent à propos de l'électrification du continent, les pools énergétiques ont été créés dans les années 1990 et 2000 pour réunir les pays de chaque sous-région : le *Southern African Power Pool* (SAPP), le *West African Power Pool* (WAPP), le *Central African Power Pool* (CAPP ou PEAC en français) et l'*Eastern Africa Power Pool* (EAPP). Ces deux derniers, les plus récents (2003 et 2005), ont comme premier objectif d'assurer la sécurité énergétique des États membres afin de permettre, sur le long terme, de développer un marché électrique commun (ADEA, 2015, p.20). L'ouverture des marchés est en effet l'un des pendants de l'intégration régionale, avec l'exploitation partagée des infrastructures, l'échange des flux d'électricité ainsi que la mutualisation des ressources, compétences et bénéfices, parce que « favoriser les projets en interconnexion permettrait de mutualiser les moyens comme les risques » selon Ekolan Alain Etty, le président-directeur général de la start-up ivoirienne *Ivoire Hydro Energy*. Son avis est partagé par bon nombre de décideurs politiques et économiques africains, identifiés comme les acteurs clés de l'énergie, qui plaident pour une vraie intégration intra-africaine via un « vaste marché d'échanges d'énergie électrique [...] harmonisé à l'échelle de chaque Communauté Régionale » (R. Hounkanrin, in Institut Choiseul, 2017, p.33).

Or, malgré les pools qui correspondent à cette vision, C. Heuraux estime que les échanges transfrontaliers restent aussi faibles que la consommation d'électricité subsaharienne qui ne donne lieu qu'à des marchés trop étroits (2010, p.115). Un accroissement de ces échanges, qui réduirait significativement le coût moyen de production d'électricité (de 20 à 60% selon les pays) (*Ibid*, p.129), est donc nécessaire d'après elle dans un contexte où le manque d'interconnexions pénalise l'intégration de fortes capacités électriques (ADEA, 2015, p.49). Envisager réellement l'électrification subsaharienne au niveau régional présenterait des avantages d'efficacité économique, de fiabilité et de sécurité énergétique, ainsi que des avantages fiscaux et environnementaux (réduction de la pollution notamment), en plus de consolider les liens entre pays grâce aux contacts pour l'élaboration de lois communes (Blimpo & Cosgrove-Davies, 2020, pp.34-36). Cela peut être facilité par les pools bien sûr mais aussi par l'ensemble des organisations intergouvernementales (OIG) africaines, à commencer par l'UA : la *Southern African Development Community* (SADC), le *Common Market for Eastern and Southern Africa* (COMESA), la *Communauté économique des États d'Afrique de l'Ouest* (CEDEAO), la *Communauté économique et monétaire de l'Afrique centrale* (CEMAC)... Les programmes de développement énergétique mis en place pour l'Afrique au niveau international vont également dans ce sens, comme *Sustainable Energy For All* (SE4ALL) ou l'*Africa Renewable Energy Initiative* (AREI) lancée par l'UA suite à la COP21 de 2015. Ces institutions et plateformes doivent remédier à l'absence de normalisation au niveau politique et au manque de dialogue car « l'émiettement des choix technologiques, la disparité des équipements, normes

et standards utilisés, rendent souvent difficile [...] une coordination des systèmes électriques entre plusieurs pays » ; avec pour conséquence des coopérations inter-régionales « particulièrement laborieuses » qui freinent la mutualisation des ressources (Heuraux, *op. cit.*). Si les possibilités d'extension du commerce régional de l'électricité sont a priori considérables (Blimpo & Cosgrove-Davies, *op. cit.*), le chemin est encore long selon un rapport de la BAD et de l'ASEA qui admet que « le volume des échanges d'électricité demeure à la traîne par rapport aux objectifs fixés » dans des pools qui souffrent, entre autres, de déficit de financement (2019, p.19).

Ces complications pour arriver à une convergence à propos de l'accès à l'électricité en ASS ressortent avant tout des ouvrages de production hydroélectriques déjà évoqués puisque, d'après Heuraux, le manque d'accords et de cohésion constitue un obstacle au développement des grands barrages, dont la construction se regarde à l'échelle multinationale en raison des exportations sur de longues distances comme on l'a vu (*Ibid*, p.55). La problématique de l'inclusion spatiale des populations africaines, rurales mais aussi périurbaines, se pose donc à différentes échelles, du local au continental en passant par les « plaques régionales » (*Ibid*, p.186), puisque l'électricité peut être acheminée vers des pays relativement éloignés. Dans le cas de Grand Inga, la production doit profiter à l'Afrique du Sud mais aussi à l'Égypte, requérant des milliers de kilomètres de lignes électriques dans deux directions opposées à travers l'Afrique. D'où une nécessaire intégration géopolitique et macroéconomique équitable entre pays qui disposent des ressources, pays achetant l'électricité, et pays traversés par les réseaux. Vu que les ressources énergétiques sont assez concentrées géographiquement et que leur abondance dépasse souvent les capacités d'absorption locales, « il y a urgence à organiser l'approvisionnement des pays insuffisamment pourvus ou éloignés [...], ce qui suppose de construire les lignes de transport, de renforcer les interconnexions et de développer les marchés régionaux indispensables à la circulation de l'électricité » (*Ibid*, p.282).

Pour l'ingénieur économiste G. Malengé, le développement énergétique africain doit ainsi se penser en termes de régions plutôt qu'à l'échelle nationale puisque dans la plupart des États, la demande est insuffisante pour des grandes unités de production avec des économies d'échelle et des coûts compétitifs. L'électrification du continent serait en fait « handicapée par le morcellement en 54 pays » (in ADEA, *op. cit.*, p.147). Un pays ne pouvant à lui seul représenter un marché de consommation suffisant, les pools visent dès lors à renforcer les échanges par le biais d' « autoroutes de l'électricité [qui] se mettront d'autant plus vite en place que les gouvernements feront de l'inter-régionalité une priorité forte » (Heuraux, *op. cit.*). Leur mise en œuvre efficace pourrait réduire les coûts d'investissement dans l'énergie de 80 milliards de dollars d'ici 2040 (Blimpo & Cosgrove-Davies, *op. cit.*), ce qui explique en bonne partie le point de vue de Makhtar Diop, en approbation avec les chercheurs déjà cités, pour qui « il faut poursuivre les efforts visant à instaurer des réseaux de transmission régionaux (*power pools*) et créer les conditions institutionnelles pour que ces marchés fonctionnent » (in Institut Choiseul, *op. cit.*, p.4). Le cas de l'Afrique de l'Est peut servir d'exemple dans la mesure où des expériences positives y ont été acquises en termes de partage d'énergie.

Douze pays sont membres de l'EAPP : Burundi, Djibouti, Égypte, Éthiopie, Kenya, Libye, Ouganda, RDC, Rwanda, Soudan, Soudan du Sud, Tanzanie. Bien que le pool n'inclue pas

l'ensemble des États d'Afrique orientale – mais certains d'Afrique du Nord –, la région voit se développer, d'une manière générale, des réseaux techniques tels que lignes électriques ou pipelines, et de nombreuses infrastructures, en particulier les corridors de transport. Ceux-ci concentrent l'essentiel des grands travaux selon *Afrique contemporaine*, qui parle d'une « East Africa Rising » et de couloirs régionaux multifonctionnels « conçus [...] pour désenclaver les pays de l'intérieur vers l'Océan Indien, faciliter les échanges transfrontaliers, et créer de nouveaux maillons de développement dans des espaces jusqu'à présent périphériques » (Fouéré & Maupeu, 2015, p.25). C'est la stabilisation de pays anciennement en conflit (Burundi, Rwanda, Ouganda, Mozambique) qui aurait « facilité les circulations au sein du vaste hinterland est-africain » (*Ibid*), tandis qu'à une échelle plus macroscopique encore, la connexion de l'EAPP avec le SAPP à travers la liaison Zambie-Tanzanie-Kenya pourrait résolument changer la donne pour l'Afrique australe et orientale (*Kenya Power Report 2019/20*).

Le SAPP comprend l'Afrique du Sud, l'Angola, le Botswana, l'Eswatini, le Lesotho, le Malawi, le Mozambique, la Namibie, la RDC, la Tanzanie, la Zambie et le Zimbabwe. Premier pool énergétique d'ASS, établi en 1995, le SAPP constitue certainement un modèle à suivre pour l'EAPP, dont les objectifs sont, en plus de ceux déjà énoncés : la coordination et coopération pour la planification, le développement et l'exploitation, mais aussi l'augmentation de l'offre et de la concurrence dans le secteur (Blimpo & Cosgrove-Davies, *op. cit.*). Pour y parvenir, des points d'interconnexion et des codes de réseaux communs ont notamment été mis en place après avoir harmonisé les plans d'accès à l'électricité.

Mais comme il l'a été souligné précédemment, les pays est-africains sont aussi en concurrence entre eux puisqu'ils sont rentrés dans une compétition pour attirer les investissements qui permettront de développer leur électrification de manière distincte les uns des autres. Ce processus est contradictoire avec l'assemblage cohérent d'un organisme unicellulaire au niveau régional, et est accentué par les volontés politiques de « s'indépendantiser » dans leur croissance énergétique.

### 1.3.2. L'indépendance énergétique, revendication portée au niveau national par des acteurs autocentrés ?

« Le communisme, c'est le pouvoir des Soviets plus l'électrification de tout le pays »  
Lénine, novembre 1920

Au regard de l'importance que revêt l'accès à l'électricité pour la croissance économique, et étant donné que « la sortie de la pénurie énergétique est une condition essentielle pour un développement socioéconomique et humain » (Avadikyan & Mainguy, 2016, p.8), la question électrique est devenue majeure partout en Afrique subsaharienne. Elle associe la production, avec le renouveau de projets hydroélectriques un temps abandonnés, la distribution, notamment via l'interconnexion des réseaux, et la commercialisation (Steck, 2018, p.52)<sup>1</sup> ; si un État a les ressources nécessaires et des structures politico-institutionnelles assez

---

<sup>1</sup> Ou la production, le transport et la distribution, comme il est plus souvent admis (cf figure 7, supra).

solides pour déployer efficacement ces activités, les perspectives d'émergence économique peuvent être réelles. Seulement, c'est encore loin d'être le cas dans la grande majorité du sous-continent, où l'insuffisance des infrastructures électriques serait la cause de 30 à 60% des impacts négatifs sur la productivité des industries selon les pays, soit bien plus que la bureaucratie et la corruption (Heuraux, 2010, p.117). Le développement des secteurs productifs ainsi que la croissance du PIB ne peuvent pas se produire sans augmentation de la production et baisse du coût de l'électricité, d'où une interdépendance qui fonctionne forcément aussi dans l'autre sens puisque plus le PIB est élevé, plus l'État en question a la capacité d'investir dans les infrastructures publiques (ADEA, 2015, p.101).

À ce titre, l'électricité forme un objet de souveraineté nationale primordial, tout comme l'eau selon C. Heuraux : ces deux ressources stratégiques sont pour elle « au cœur d'enjeux de développement plus larges » (*op. cit.*, p.55) qui amèneraient chaque gouvernement à vouloir les exploiter suffisamment pour être libre de se passer des échanges transfrontaliers. Donc au détriment des pays voisins plus nécessaires et fortement dépendants de la circulation de la production ?

Afrique du Sud, Éthiopie, Tanzanie (grâce à Songo Songo), Rwanda (qui visait un taux d'accès de 100% pour 2020) entre autres : les objectifs d'indépendance énergétique affichés aux niveaux nationaux semblent entrer en contradiction avec la mutualisation des capacités et les échanges électriques au sein de blocs régionaux. En Afrique de l'Est, si les corridors de désenclavement se déploient à grande échelle, il est admis que *de facto*, « nombre de ces investissements répondent prioritairement aux ambitions nationalistes de tel ou tel pays, plus qu'à une finalité d'intégration régionale » (Véron, 2015, p.8). De manière assez logique, « naturelle », l'intention est au premier abord de sécuriser son propre territoire d'un point de vue énergétique, en garantissant une électrification endogène tant que faire se peut, ce qui est compréhensible lorsque l'on considère des exemples alarmants comme celui du Burundi (11% d'accès à l'électricité<sup>1</sup>). Dans ce pays, dernier au classement mondial du PIB par habitant en parité de pouvoir d'achat (2018<sup>2</sup>), la pauvreté énergétique, qui se solde par des ruptures de courant répétitives, a de très lourdes répercussions sur une économie à la déroute, avec un impact fort sur les petits entrepreneurs notamment. Le Burundi n'avait même pas 40 MW pour 9 millions d'habitants en 2012, et « chaque point de croissance perdu faute d'électricité se traduit mécaniquement par des centaines de milliers d'emplois non créés, de jeunes laissés en marge, de foyers dans lesquels l'éducation des enfants se trouve compromise » (Aubin, 2019, p.178). D'un autre côté, ce petit État enclavé (27 834 km<sup>2</sup>) fait partie de ces territoires pauvres en ressources donc fortement tributaires des flux d'électricité venant de pays plus vastes et mieux dotés dans la région. Ses difficultés soulignent quelque part la nécessité du développement des échanges car, bien que les problèmes d'accès atteignent tous les pays d'Afrique australe et orientale, les blocs régionaux gagnent en hétérogénéité lorsque certains pays connaissent des progrès et que les trajectoires de développement se différencient.

---

<sup>1</sup> AIE, « World Energy Outlook 2019 »

<sup>2</sup> Données de la Banque mondiale

Conséquence de cette variété des situations, selon Avadikyan & Mainguy, « l'atteinte des objectifs d'accès à l'énergie [...] ne peut être envisagé de la même manière et au même rythme pour tous les pays de l'ASS. Malgré l'abondance et la diversité des ressources en EnR, le choix des investissements [...] dépend du contexte spécifique de chaque pays. » (*op. cit.*, p.16). Si les pays subsahariens peuvent jouer de leur complémentarité dans ce cas de figure, des conflits d'intérêt sont également susceptibles d'apparaître si certains privilégient le repli sur soi, entre gouvernements nationaux et compagnies publiques d'un côté, pools régionaux et OIG de l'autre. Les différents acteurs cherchent à tirer le meilleur parti de l'opportunité économique que représente la mise en service efficace du réseau centralisé. Sans accentuer cette opposition et les contradictions entre points de vue, Heuraux pense que ce sont bien les décideurs politiques de chaque pays qui doivent définir précisément les objectifs et la politique d'électrification, les conditions de leur mise en œuvre, leur cadre d'application et les moyens nécessaires (financiers, humains, tarifaires) pour la réaliser (*op. cit.*, p.205). Elle souligne que les taux d'électrification les plus élevés s'observent là où l'État en a fait une priorité. L'accès à l'électricité est donc bien sûr particulièrement dépendant, comme l'ensemble de la structure économique d'un pays, de la gouvernance étatique. Cependant, « [le] souci de garder la maîtrise nationale [...] peut expliquer en partie le retard des développements hydroélectriques en Afrique » (*Ibid*, p.55). En fait, l'électrification représente un enjeu politico-économique et socio-spatial qui met aux prises les différentes institutions (locales, nationales, supranationales) pouvant la développer avec le risque que cette concurrence nuise à l'intégration des marges dans ce processus.

Parmi les revendications citoyennes, la « fée électricité » prend une place telle qu'une promesse d'électrification universelle dans les discours politiques peut faire remporter une campagne électorale. D'ailleurs, « en Afrique, on dit : « Obtenir le pouvoir, c'est une question de réseau... de réseau électrique » » (J. Nyker in Institut Choiseul, *op. cit.*) bien qu'au final, le manque de volonté politique et gouvernementale entrave la finalisation des projets énergétiques (*Ibid*). En effet, la situation actuelle se caractérise encore par « l'absence d'un maillage dense des réseaux reliant les foyers, notamment ruraux, au réseau national de distribution énergétique, et ce malgré le développement des *pools* » (ADEA, *op. cit.*, p.21). Il est alors possible que cette non-réussite relative des pools intergouvernementaux influence le choix de s'électrifier par leur propre voie dans quelques pays, d'autant plus s'ils en ont les moyens (en termes de ressources énergétiques). Devenue le « cœur énergétique de l'Afrique de l'Est » (Gascon, 2015a, p.39), l'Éthiopie pourrait prendre une avance considérable en électrifiant ses campagnes indépendamment grâce à ses cours d'eau mais elle compte aussi particulièrement sur le développement des échanges pour vendre sa production électrique à nombre des pays alentours. Ses grandes capacités permettent au pays de pouvoir jouer sur ces deux tableaux, du moins en théorie, et en font d'après Alain Gascon le moteur de l'Afrique orientale.

### 1.3.3. Production électrique et configurations territoriales en Éthiopie. L'extension du réseau national d'un État décentralisé

Dans une optique « tout pour l'électricité » (Gascon, *op. cit.*, p.42), l'Éthiopie fait de l'électrification via l'exploitation hydraulique une priorité absolue, et ce depuis le début des années 2000 lors du mandat de Meles Zenawi en tant que Premier ministre (1995-2012) (Taccoen, in ADEA, *op. cit.*, p.151). Pour autant, près de vingt ans après le début de cette politique, 59,3 millions d'éthiopiens n'ont toujours pas accès à l'électricité<sup>1</sup> sur une population totale de 110 millions dans un pays où le taux de croissance démographique annuel moyen est de 2,6% entre 2015 et 2020<sup>2</sup>. C'est pourquoi désormais, d'après Gascon, « l'Éthiopie a davantage faim de courant que de nourriture » (*op. cit.*) et s'appuie massivement sur ses ressources en eau, qui lui ont permis de procéder par une croissance en auréole : les périphéries basses ont été arrimées aux hautes terres centrales où se situe la capitale Addis-Abeba grâce à l'interconnexion électrique et aux réseaux de communication, ce schéma spatial permettant ensuite de desservir les États voisins (*Ibid*, p.49).

Seule une impulsion politique venant du sommet de l'État éthiopien, désormais dirigé par Abiy Ahmed (Premier ministre depuis 2018), a pu mettre en œuvre le développement de ces réseaux et des installations hydroélectriques, mais en comptant sur des capitaux chinois devenus presque indispensables. Le deuxième pays africain par sa population est l'un des principaux pied-à-terre de la Chine sur le continent, qui investit dans de nombreux projets d'infrastructures, et notamment pour le secteur électrique, « excellent exemple de la montée en puissance rapide des entrepreneurs chinois en Afrique » selon Heuraux (2010, p.164). Cela dit, les barrages de la Renaissance et de Gilgel Gibe III ne sont pas financés par la première puissance asiatique mais par les fonds du gouvernement éthiopien tandis que leur construction revient à l'entreprise italienne Salini (désormais nommée Webuild), avec l'*Ethiopian Electric Power Corporation* (EEPCo) comme partenaire public. Mais des sociétés chinoises comme Sinohydro (et françaises comme Alstom) fournissent turbines, éoliennes, et sont impliquées dans d'autres usines hydroélectriques. Sans compter le Grand Barrage de la Renaissance (3,2 milliards d'euros), puisqu'il n'est pas encore opérationnel, Gascon affirmait en 2015 que le coût des grands barrages édifiés depuis 2009 et censés être achevés avant 2014 (dont G. Gibe III, 1,55 milliards d'euros) représentait près d'1/3 du PIB éthiopien « hormis les lignes de transmission et l'extension du réseau de distribution » (2015b, p.148). Il précisait même : « Selon d'autres sources [Andualem 2014], l'État « développementaliste » consacre 40% de son PNB, cette fois, à investir dans l'ensemble des travaux d'infrastructure soit le même pourcentage que celui de l'URSS stalinienne ou de la Chine maoïste » (*Ibid*). En mettant donc l'accent sur la production électrique nationale et sur des édifications pharaoniques, l'Éthiopie tend à profiter d'un potentiel en énergie hydraulique estimé à 45 GWe (Taccoen & Legrand, 2020, p.9). Mais d'autres sources énergétiques présentes sur le territoire sont aussi mobilisables.

---

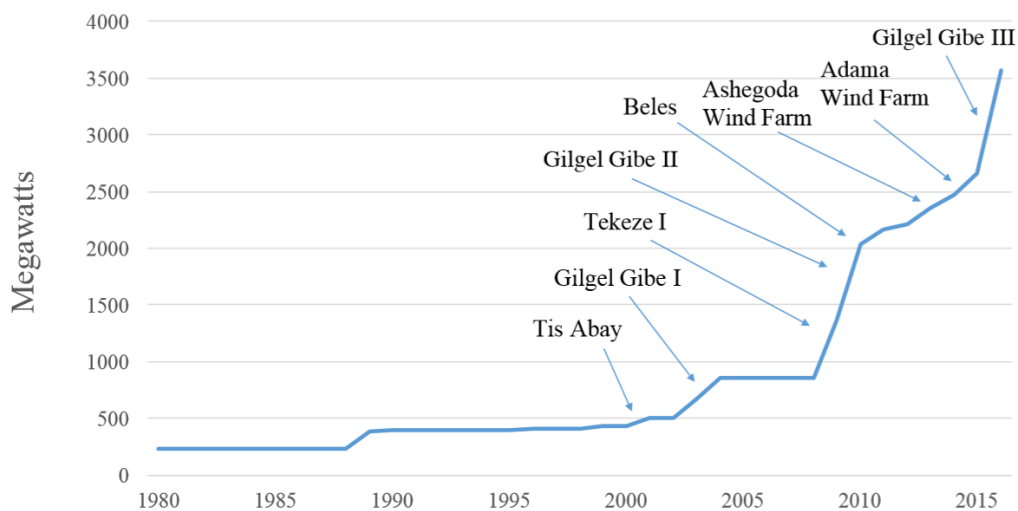
<sup>1</sup> Site Internet de l'AIE, « SDG7 : Data and projections », novembre 2019

<sup>2</sup> Nations Unies, « World population prospects 2019 »

En dehors de l'hydroélectricité, l'EPCo installe des parcs éoliens qui sont parmi les plus importants d'Afrique (200 MW dans la région septentrionale du Tigré, 150 MW près de la ville d'Adama) et prospecte les ressources géothermiques de la vallée du Rift, zone qui aurait un potentiel en EnR de 10 à 15 GW rien que dans le pays (d'Abundo, 03/06/16). De plus, l'Éthiopie fait partie des onze pays bénéficiaires de l'initiative « Desert to power » de la BAD qui a pour ambition de faire du Sahel la plus grande zone de production solaire au monde avec une capacité de 10 GW pour 250 millions de personnes. La diversification du mix électrique éthiopien est ancrée dans une stratégie de totale indépendance et maîtrise énergétique qui passe assurément par le fait de prolonger la tendance à l'augmentation de la production d'électricité : celle-ci aurait triplé entre 2010 et 2017 (Taccoen & Legrand, *op. cit.*). Plus précisément, la capacité du pays serait passée de 441 MW (soit la moitié de la moyenne subsaharienne) en 2000 à 3500 MW en 2016, ce qui représente une expansion unique au monde sur la période (Fried & Lagakos, 2017). L'insertion de l'éolien et du solaire dans cette production nationale (respectivement 862 GWh et 118 GWh en 2017) participe de cette croissance, même si l'hydraulique (près de 13 000 GWh) domine très largement et a permis à l'EPCo d'étendre la desserte en basse tension pour atteindre la moitié de la population (Gascon, 2015a, p.44). Au final, le pays est exportateur net d'électricité (124 ktep exportés en 2017<sup>1</sup>) et renforce ainsi sa position en Afrique du Nord-Est (*Ibid*) au sein d'un environnement régional de plus en plus dépendant de l'énergie éthiopienne.

Figure 12 :

#### L'ÉVOLUTION DE LA CAPACITÉ ÉLECTRIQUE ÉTHIOPIENNE ENTRE 1980 ET 2015



Source : Fried & Lagakos, « Rural electrification, migration, and structural transformation. Evidence from Ethiopia », 2017, p.4 (E-32301-

Ce graphique tiré d'une étude de l'*International Growth Center* (IGC) illustre comment la mise en service des barrages hydroélectriques, mais aussi des grands parcs éoliens (Ashegoda et Adama), a grandement contribué à l'augmentation de la capacité de production électrique de l'Éthiopie depuis 2000. Le nombre de mégawatts mobilisables a décollé brutalement en quinze ans alors qu'il stagnait cruellement à la fin du 20<sup>ème</sup> siècle.

<sup>1</sup> Site Internet de l'AIE, « Data and statistics »



*Carte 9* : Disponible à la source suivante : Gascon Alain, « L'Éthiopie des « 15 Glorieuses », moteur de l'Afrique orientale. Entre recherche de leadership et fragilités », *Afrique contemporaine*, 2015/1 (n° 253), p. 37-51. DOI : 10.3917/afco.253.0037. URL : <https://www.cairn.info/revue-afrique-contemporaine-2015-1-page-37.htm>

Cette carte à l'échelle nationale issue de l'article de Gascon (2015a) nous montre l'importance des centrales hydroélectriques dans la production énergétique de l'Éthiopie, présente mais aussi future puisque les installations en projet sont encore plus nombreuses, notamment dans le Sud du pays jusqu'ici plutôt en marge (rivières Genale, Omo, Baro, Shebelle). La production éolienne, thermique et géothermique se déploie également au centre et au Nord du pays (plateaux parfois appelés « toit de l'Afrique ») alors que le solaire est concentré à l'Est, près de Degeh Bur dans la région Somali. Les lignes électriques quadrillent une grande portion du territoire étatique et celles en projet transcendent les frontières pour alimenter Khartoum, Nairobi, Mogadiscio, Berbera, Djibouti, Asmara, et même Sanaa au niveau supra continental. 200 MW sont fournis à Djibouti et 200 autres au Soudan (financements de la BAD et de la BM) grâce à des lignes haute tension (230 kV), une troisième pour le Kenya étant à l'étude.

En ayant pour client ses voisins, l'Éthiopie, à travers l'opérateur unique du pays qu'est l'EEPCo, se sert de l'abondance énergétique pour asseoir son leadership régional et passe en quelque sorte de velléités « nationalistes » d'un point de vue économique à une vision intégrante dans laquelle elle est l'épicentre de l'Est du continent. À l'issue de son programme établi sur 25 ans, le « Master Plan of the National Power Utility » (2010), l'EEPCo sera le premier producteur d'électricité d'Afrique (Gascon, 2015a, p.44) ; des ambitions s'inscrivant dans le *Growth and Transformation Plan*, censé industrialiser l'ancien royaume d'Abyssinie grâce aux grands barrages et au chemin de fer, qui « replacent [le pays] au centre des échanges d'une nouvelle Afrique de l'Est où s'effaceraient les barrières économiques et politiques » (*Ibid*, p.48). Cependant, le volontarisme affiché par les élites politiques, et qui déborde des frontières, ne doit pas leur faire oublier la légitimité qu'a la population éthiopienne à réclamer sa propre électrification avant de donner la priorité à l'exportation. Or, comme le rappelle Gascon, « le plan directeur suppose que la majorité des Éthiopiens a les moyens de souscrire un abonnement à l'électricité et qu'EEPCo vendra à l'étranger de grandes quantités de courant » (2015b, p.148). En réalité, le taux de pauvreté était de 30,8% dans le pays en 2015, ce qui concerne plus de 31 millions d'habitants<sup>1</sup>, majoritairement ruraux (notamment dans la Région des nations, nationalités et peuples du Sud, au Sud-Ouest) puisque 79% de la population est rurale. Les biocarburants et déchets organiques comptent pour plus de 85% du total de la consommation d'énergie des éthiopiens<sup>2</sup>. Dès lors, la donne devra rapidement s'inverser, c'est-à-dire que la majorité de la population devra être électrifiée à court ou moyen terme, si le gouvernement qui a fait de la production électrique une priorité veut éviter des confrontations avec les habitants (« émeutes de l'électricité »).

<sup>1</sup> « Poverty & Equity Brief, Ethiopia, April 2020 », Banque mondiale

<sup>2</sup> Site Internet de l'AIE, « Data and statistics »

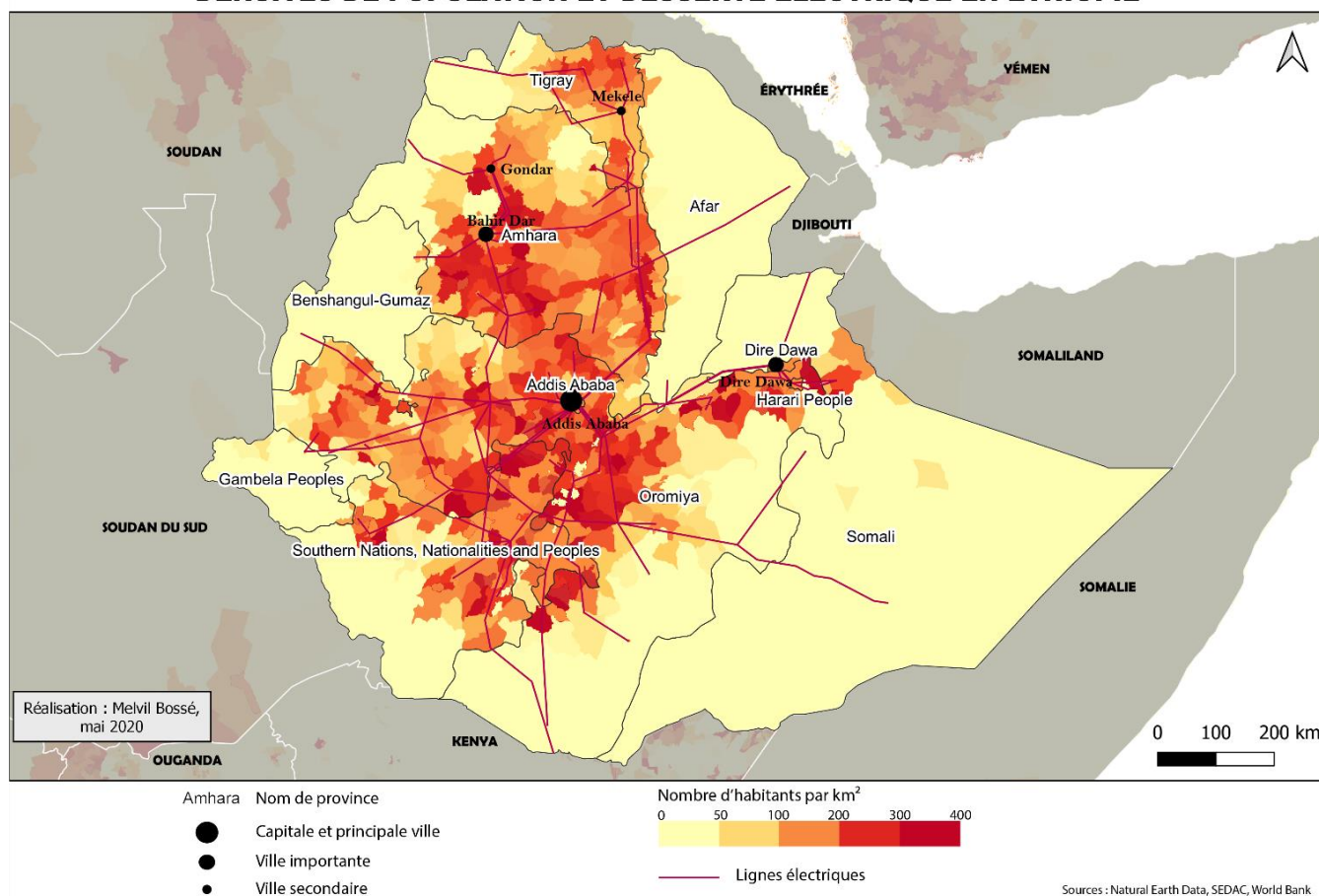
D'un point de vue administratif, le pays porte les séquelles de la guerre civile de 1974-1991 qui opposait les mouvements régionalistes et/ou indépendantistes au gouvernement central de Mengistu Haile Mariam : un système fédéral est en place depuis 1994 et l'entrée en vigueur d'une Constitution qui définit neuf régions et deux villes-régions (Addis-Abeba, 3,5 millions d'habitants environ, et Dire Dawa, 1,3 million environ). D'après l'article 39 sur les droits des « *Nations, Nationalities & Peoples* », chacune des régions dispose du droit inconditionnel d'autodétermination et de sécession, ainsi que de son propre gouvernement et des institutions qui vont avec. Ainsi, après un processus de centralisation de près d'un siècle, cet État de 1 130 000 km<sup>2</sup> (deux fois la France) accorde officiellement la possibilité à ses différentes communautés ethniques d'utiliser leur propre langue, et promeut la conservation de leur culture et de leur Histoire parce que l'Éthiopie, qui a connu un conflit intraétatique récent, sait quelle menace représentent les déchirements nationaux<sup>1</sup>. Aujourd'hui, si les périphéries jouissent d'une importante autonomie, l'État central bâtisseur d'un nouvel empire, industriel et énergétique cette fois, est-il pour autant à l'abri de conflits territoriaux quant à la desserte de ses réseaux ?

---

<sup>1</sup> Le conflit armé intraétatique ayant lieu dans la région septentrionale du Tigré depuis novembre 2020, opposant le gouvernement d'Addis-Abeba au gouvernement régional tigréen, altère fortement cette vision, l'État éthiopien ayant remis en cause ces deux dernières années le système en place depuis 1994. Il faut par conséquent insister ici sur le terme « officiellement » en affirmant qu'il est possible pour les régions fédérales de faire sécession. L'évolution de la situation politico-sécuritaire dans le Nord du pays est à suivre de près pour une juste analyse du processus de décentralisation éthiopien. (mise à jour mars 2021)

Carte 10 :

### DENSITÉS DE POPULATION ET DESSERTE ÉLECTRIQUE EN ÉTHIOPIE



Comme le rappellent Fried & Legakos (2017), l'électrification rurale a été un point central de la stratégie de développement du pays depuis Meles Zenawi, qui se devait d'améliorer une situation très critique : seulement 13% de la population rurale éthiopienne avait accès à l'électricité en 2000, et la consommation électrique par personne et par an correspondait approximativement à celle d'un américain en une journée !

Les efforts qui ont été faits ont permis d'électrifier de nombreux villages ayant dès lors vu leur taux d'émigration baisser et leur taux d'immigration augmenter. Les lignes électriques s'emploient désormais à desservir d'autres territoires que les plateaux élevés du centre de l'Éthiopie, où se situe Addis-Abeba, en alimentant les régions à faible densité de population, qui constituent une sorte de « couronne périphérique » à l'échelle du pays entier. Cela dit, étant donné la concentration de la population au centre et le nombre total d'éthiopiens privés d'accès, il est évident que densité élevée ne rime pas encore avec électricité pour tous, même au sein du noyau étatique. En effet, le manque de ressources économiques est un facteur pouvant modifier cette vision schématique et expliquer pourquoi beaucoup d'urbains restent non électrifiés car « l'accès au réseau ne garantit pas nécessairement les moyens de payer pour le service » (Rapport SE4ALL, 2019, p.14).

La diversification des sources renouvelables (hydraulique, éolien, géothermique, solaire) tient un rôle vital si elle ne se fonde pas sur une électrification exclusive qui ne ferait qu'aggraver la marginalisation des campagnes mais aussi des milieux périurbains, jusqu'à certains quartiers d'Addis-Abeba. En effet, « les citoyens, même dans la capitale, utilisent toujours le charbon de bois, le prix du gaz importé étant trop élevé et la fourniture du courant trop aléatoire. La disette d'énergie met en péril la modernisation des villes et de l'appareil productif agricole et industriel que le gouvernement fédéral a lancé à la suite de la guerre contre l'Érythrée [1998-2000] » (Gascon, *op. cit.*, p. 145). Mais l'État, qui a bien saisi qu'« il n'y a pas d'indépendance politique sans indépendance énergétique » (Charlez, 2016, p.113), entend désormais étendre ses réseaux ; Gascon va même jusqu'à parler de « Renaissance éthiopienne par l'électricité, qui jouerait, pour la construction nationale de l'Éthiopie au XXIème siècle, le même rôle qu'elle tint dans l'URSS des années 1920-30 ! » (*op. cit.*). Il est clair en tout cas que les ambitions élevées devraient permettre à de plus en plus de ménages d'être électrifiés, quelle que soit leur zone d'habitation, dans un contexte où la croissance économique façonnera une forte demande prête à rentabiliser les grands barrages (Taccoen, in ADEA, *op. cit.*). Déjà, au début des années 2010, la longueur totale des lignes à basse tension est passée de presque 10 000 km à presque 134 000 km, électrifiant plus de 6000 villes et villages. Ce processus a apporté des changements profonds dans la structure économique des campagnes éthiopiennes : l'agriculture de subsistance, qui concerne la grande majorité des activités rurales des zones non électrifiées, est désormais moins prépondérante car l'électricité permet le déploiement d'autres moyens pour générer des revenus. Le raccordement d'une zone rurale au réseau a donc des effets évidents sur des villages transformés d'un point de vue socioéconomique (cf. les travaux de Fried & Lagakos pour l'IGC, 2017). Dans un second temps, les réseaux transfrontaliers d'Éthiopie alimenteront l'essentiel de la sous-région : électrification du nouveau réseau ferroviaire qui traverse le Rift jusqu'à Nairobi mais qui va aussi vers le Tigré et le Sud-Soudan ; corridor de développement à partir de Djibouti et Tadjoura (Djibouti) ; liaisons, à partir des barrages, qui iraient jusqu'au Rwanda voire au Mozambique.

En bref, le cas de l'Éthiopie nuance l'argumentaire exposé dans la précédente sous-partie qui sépare plutôt distinctement indépendance énergétique et inclusion à l'échelle régionale car ce pays se sert de son immense potentiel de production électrique pour fournir à de nombreux réseaux nationaux. Cette politique impose l'Éthiopie comme noyau économique de l'Afrique de l'Est alors qu'elle est déjà au premier plan diplomatique puisque le siège de l'UA est à Addis-Abeba. L'extension du réseau électrique centralisé est privilégié bien qu'aujourd'hui, comme partout en ASS, les options d'électrification décentralisées se multiplient pour faire bénéficier aux périphéries de l'électricité.

## CONCLUSION DE LA PREMIÈRE PARTIE

En Afrique subsaharienne, l'électrification centralisée, à l'échelle nationale et notamment grâce à des grands projets d'installations énergétiques (barrages hydrauliques, centrales exploitées par les compagnies publiques), reste le premier moyen utilisé pour apporter l'électricité à une population qui en manque cruellement. Au sein de cette région de 22,4 millions de km<sup>2</sup>, seulement neuf États ont plus de la moitié de leur population urbaine et de leur population rurale qui a accès à l'électricité (Afrique du Sud, Cap-Vert, Comores, Eswatini, Ghana, Guinée équatoriale, Maurice, Kenya, Seychelles).

Ce constat d'approche verticale pour la diffusion de ce bien commun n'empêche pas un taux de raccordement au réseau électrique de seulement 32% en ASS en 2013 contre 99% en Afrique du Nord (Imbernon, 2016, p.41). L'aide publique au développement (APD) dans le secteur de l'électricité sur le continent africain concerne pour 74% la production connectée au réseau, et c'est l'Afrique orientale qui a reçu entre 2009 et 2013 le plus important volume pour l'énergie derrière l'Afrique du Nord, avec 26% du total de ces aides destinées à l'Afrique (soit 5,1 milliards de dollars US). Le Kenya (3,1 milliards), l'Éthiopie et la Tanzanie figuraient parmi les cinq pays africains qui en ont le plus bénéficié et ceux ciblés par le plus grand nombre de programmes énergétiques multilatéraux sur la même période (avec l'Ouganda), alors que l'Afrique australe, un peu plus en avance, ne représentait elle que 10,8% de l'APD du secteur de l'énergie dans le continent (Otieno & alli., 2016).

Mais la production centralisée d'électricité au sein du monde en développement ne s'inscrit pas forcément dans le processus de transition énergétique, et peut même aller à contre-courant de la « révolution des 3D » dans la mesure où l'on n'enclenche pas la décarbonation en sollicitant les énergies fossiles pour répondre à ses besoins socioéconomiques. Un « débat sensible auquel n'eurent pas à se confronter les pionniers [occidentaux] de l'électrification aux XIX<sup>ème</sup> et début du XX<sup>ème</sup> siècles, moins contraints par la raréfaction de certaines ressources fossiles, par le respect de l'environnement et les effets du changement climatique » comme le rappelle la spécialiste Christine Heuraux (2010, p.86). Surtout, les réseaux centripètes disséminés à partir des lieux de pouvoir peuvent s'avérer inefficaces pour augmenter les taux d'électrification nationaux et réduire les inégalités d'accès, bien que les États accordent des subventions la plupart du temps. L'*Association pour le Développement de l'Énergie en Afrique* explique qu'en fait, une grande part de la consommation électrique est utilisée par des populations insolvables, ce qui a pour conséquence un déséquilibre des comptes des sociétés d'État en quasi-monopole qui se retrouvent alors dans l'impossibilité – financière – d'effectuer la maintenance correcte des réseaux et de prévoir leur extension (2015, pp.49-50). C'est-à-dire que la précarité économique des ménages subsahariens influe sur la situation de compagnies d'électricité ne disposant pas de moyens suffisants, parfois au bord de la faillite, et ne pouvant donc pas raccorder l'ensemble des habitants : « connaissant des difficultés chroniques pour gérer et entretenir ce réseau concentré sur les zones à forte densité de population, ces sociétés nationales ne sont pas en capacité de participer de manière significative à l'électrification rurale » (Maigne & alli., 2019, p.78). C'est pourquoi l'économiste béninois Lionel Zinsou se rend à l'évidence en affirmant qu'il est impossible de développer l'électrification rurale en passant par le réseau

national car on ne peut pas payer le vrai coût de l'électricité dans les campagnes. Or, l'un des fondements de l'économie de marché est que le prix de vente doit recouvrir les coûts de production, ce qui n'est pas le cas globalement pour les pays d'ASS malgré des frais de branchement particulièrement élevés ; en effet, le coût moyen d'un raccordement électrique était d'environ 4000% du revenu par habitant en Afrique en 2017<sup>1</sup> (Blimpo & Cosgrove-Davies, 2020, p.40).

Le désenclavement des milieux ruraux isolés entrepris par les politiques publiques nationales est donc minime au final car elles cherchent forcément davantage à rentabiliser l'électrification qu'à « brancher » l'ensemble des habitations au réseau central. En outre, les brousses marginalisées restent souvent oubliées des nouveaux flux d'électricité qui acheminent de grandes quantités de production électrique car, paradoxalement, les axes de pénétration excluent les territoires qu'ils traversent. Cela remet en question la corrélation, certes réelle, entre augmentation de la consommation électrique d'un pays et amélioration de son IDH puisque les plus pauvres n'en tirent pas de bénéfices très significatifs (Jacquemot & Reboulet, 2017, p.180). Vu le coût élevé du transport sur de longues distances, les projets d'extension de réseaux restent particulièrement onéreux, et « les options décentralisées demeureront les seules réponses aux besoins des populations rurales dispersées sur de vastes territoires » (*Ibid*, p.155). La géographie du peuplement de l'ASS se caractérise ainsi par des centres urbains de plus en plus dynamiques qui concentrent bien sûr une population importante, mais pas nécessairement plus que dans les campagnes, où de nombreux habitants vivent encore dans les villages de grandes étendues peu denses. En Afrique de l'Est, 72% de la population est encore rurale en 2018 et 57,5% dans l'Afrique entière, continent le moins urbanisé au monde<sup>2</sup>. Seulement, Anjali Shanker affirme dans son rapport pour l'Agence Française de Développement (2012) qu'une densification de l'habitat subsaharien ne pourrait avoir qu'un effet positif pour ses défis d'accès énergétique. Dans l'autre sens, les programmes d'électrification rurale entraînent la réorganisation spatiale des villages en optimisant le rapport desserte-prix, la densité des poteaux électriques dans une communauté ayant notamment un impact considérable sur le coût moyen de raccordement des ménages (Blimpo & Cosgrove-Davies, *op. cit.*, p.71). Toutefois, si « les populations [...] très dispersées vont inexorablement être amenées à se concentrer quelque peu » (Shanker, *op. cit.*, p.26), eu égard à la croissance démographique de l'ASS (+ 2,7% par an en moyenne entre 2015 et 2020<sup>3</sup>), le « réaménagement de l'espace et [le] regroupement de populations à proximité du réseau interconnecté » (*Ibid*, p.32) semblent peu naturels, irréalistes à court terme, voire arbitraires, bien qu'il soit effectivement admis que « la densité de population permet de réaliser des économies d'échelle significatives sur les études de faisabilité, l'installation, la formation des habitants et la maintenance » (Desarnaud, 2016, p.27). Une autre occupation de l'espace que celle actuelle paraîtrait dès lors avantageuse pour les réseaux électriques des compagnies d'État. Mais la géographie africaine, qui est telle qu'elle est, ne diffère pas fondamentalement de l'Asie du Sud (64,2% de ruraux) et du Sud-Est (51,1%), régions ayant connu d'énormes progrès en termes d'électrification depuis trente ans (35%

---

<sup>1</sup> Ce revenu net par habitant était de 1192 dollars US (courants) pour l'ASS en 2018 contre 51 891 dollars pour l'Amérique du Nord (données de la Banque mondiale).

<sup>2</sup> Nations Unies, « World Urbanization Prospects : The 2018 Revision » (données disponibles en ligne)

<sup>3</sup> Nations Unies, « World Population Prospects 2019 »

d'accès pour la population rurale d'Asie du Sud<sup>1</sup> en 1993 contre 88% en 2018). De plus, nous verrons en deuxième partie que l'accès contrasté à l'électricité concerne également les milieux urbains car « le modèle du réseau conventionnel n'a [...] jamais pleinement fonctionné dans les villes africaines » (Jaglin, 2012, p.59).

D'autre part, le défi énergétique des pays du Sud en général doit être appréhendé à l'échelle régionale, si possible sous-continentale, car un enjeu tel que l'électrification de 600 millions de personnes en ASS (860 millions dans le monde) nécessite obligatoirement la coopération et la synergie des États africains. Jusqu'ici, les pools énergétiques ne se sont pas révélés assez efficaces pour fournir du courant électrique à tous (pays déficitaires, régions enclavées, localités isolées) ni pour empêcher le déploiement de stratégies nationales qui, à défaut d'être protectionnistes, sont « indépendantistes » dans leur optique de développement. Néanmoins, cela ne signifie pas que les gouvernements agissent seuls puisque l'exemple éthiopien illustre l'importance des bailleurs de fonds extérieurs au continent d'une part, l'amorce des interconnexions polyétatiques de l'autre. Le pays le plus peuplé de l'Est de l'Afrique a lancé un programme de transformation de ses réseaux (transport, énergie, communications) via la construction de multiples infrastructures qui doivent non seulement entériner l'unité nationale à l'intérieur des frontières mais aussi faire profiter à l'ensemble de la sous-région de la modernisation industrielle et économique qu'elle entreprend. Omniprésente dans ces projets, la Chine occupe la même place que les bailleurs africains et que les gouvernements concernés parmi les financeurs des infrastructures d'Afrique de l'Est (ils comptent chacun pour environ 15%), et elle est majoritaire parmi les constructeurs (environ 20%). L'énergie et l'électricité (hors pétrole et gaz) arrivent juste après les transports (qui représentent plus de la moitié) dans l'ensemble de ces programmes en Afrique orientale en 2014, qui s'élèvent au total à environ 150 milliards de dollars (Fouéré & Maupeu, 2015, p.21). L'évolution à venir dans les prochaines décennies nous dira si les infrastructures de demain et leurs gestionnaires ont tiré les leçons des défauts des infrastructures actuelles dans le domaine de l'électricité.

Pour conclure, l'exploitation de grandes installations électriques démontre des limites pour l'*universalisation* de l'électrification, émanant de complications résumées par Greggio & Mafféi (2016) : « Les difficultés des grands projets d'équipement électrique, à base d'énergies fossiles autant que renouvelables, ont de multiples origines. La contrainte financière externe joue un rôle déterminant, puisque l'ensemble de ces pays est soumis à la nécessité d'importer les systèmes technologiques requis. La construction et surtout la maintenance des infrastructures de génération et de distribution posent aussi de redoutables défis : l'Afrique est un continent où les prédateurs s'exercent à vaste échelle, motivées par la valeur économique des matériels, par l'utilisation socialement clivée du courant électrique (les populations des zones traversées par les lignes électriques ne sont pas nécessairement desservies et elles peuvent ressentir frustration et colère face à de telles réalisations qui symbolisent leur marginalisation), ainsi que par la concurrence exercée au détriment de la filière traditionnelle du bois et du charbon de bois ». Finalement, c'est plutôt l'approche par le *bottom-up* qui présente des avantages évidents dans le secteur, non négligés par l'aide au développement puisque 57% des initiatives et programmes multilatéraux d'accès à l'électricité soutiennent les mini-réseaux et la

---

<sup>1</sup> Afghanistan, Bangladesh, Bhoutan, Inde, Maldives, Népal, Pakistan, Sri Lanka (parfois aussi Iran)

moitié soutiennent également les applications autonomes non raccordées au réseau (Otieno & alli., *op. cit.*). Les pays d'Afrique subsaharienne tirent ainsi déjà parti des diverses options d'électrification rurale décentralisée (ERD) pour rallier au courant électrique, par des moyens alternatifs, leurs habitants qui utilisent en attendant les mêmes moyens énergétiques que les populations rurales d'Occident il y a un siècle.



## 2. Le développement de l'électrification rurale décentralisée : vers un accès universel grâce au *bottom-up* ?

### 2.1. Satisfaire des besoins énergétiques croissants en limitant les risques environnementaux, le double enjeu africain

#### 2.1.1. Les options décentralisées, atouts indéniables contre la « fracture électrique »

« Le retard pris par l'Afrique en matière d'électrification par rapport aux autres continents pourrait [...] représenter une opportunité unique d'adopter un autre modèle, décentralisé et durable, permettant de couvrir les besoins de millions de ruraux tout en montrant la voie d'une transition énergétique possible » (Imbernon, 2016, p.41). L'Atlas du NEPAD sur les transformations rurales africaines laissait entendre par là que le continent africain peut transformer une déficience majeure en un avantage de taille, si tant est que les décideurs politiques et financeurs de l'électrification usent des bonnes pratiques et optent pour une voie alternative à l'approche centralisée (*top-down*). Les réseaux n'atteignant pas les villages reculés, entraînant une « fracture électrique » entre milieux urbains industriels et milieux ruraux, les projets décentralisés initiés à l'échelle locale sont sans aucun doute davantage disposés à leur fournir le courant. Maigne & alli. estiment ainsi, dans leur rapport pour la Fondem (2019), que « seul le mini-réseau permet d'apporter l'électricité simultanément à tous les membres d'une communauté rurale » (p.27), ce qui est également l'avis des « acteurs clés de l'énergie » en Afrique – identifiés par l'Institut Choiseul –, unanimes sur l'intérêt des systèmes *bottom-up* pour l'accès dans l'ensemble des territoires, à l'image de l'économiste camerounaise Véra Songwe. La secrétaire exécutive de la Commission économique pour l'Afrique des Nations Unies, basée à Addis-Abeba, pense qu'il est vital de « développer des solutions décentralisées qui capitalisent sur les ressources énergétiques renouvelables » et de « repenser le modèle actuel » grâce aux moyens non conventionnels. Ces initiatives localisées, les *mini-grid* et *off-grid*, s'appuient en effet nécessairement sur les énergies renouvelables en développant la micro-hydroélectricité, les systèmes solaires individuels ou encore les petites centrales éoliennes. Elles s'inscrivent donc au cœur des enjeux actuels et futurs des pays du Sud, en particulier ceux de l'ASS (environnement, développement, démographie).

Les principaux avantages de l'électrification rurale décentralisée (ERD) sont notamment les suivants :

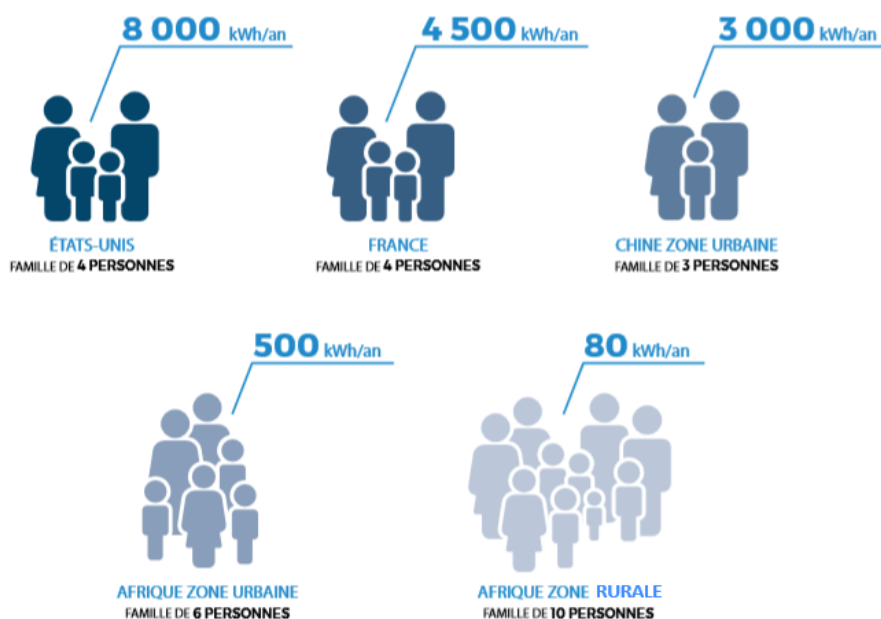
- Elle est adaptée à une demande locale faible : le fonctionnement des installations à partir d'EnR pouvant être aléatoire (saison sèche pour l'hydraulique, période nocturne pour le solaire ou baisse de l'intensité du vent pour l'éolien), les projets *bottom-up* fournissent de l'énergie de manière moins « intensive », ce qui limite le risque de surproduction et d'une offre trop conséquente par rapport à la demande.

Or, malgré un appétit croissant qui suit la tendance démographique, la demande d'électricité est limitée en ASS au vu des faibles capacités de paiement des ménages et de leurs modestes habitudes de consommation énergétique, surtout chez les ruraux dont les besoins sont « dispersés dans l'espace et peu importants concernant la puissance » (Imbernon, *op. cit.*). Selon Debeugny & alli. (2017), une grande part de la population africaine ne peut pas consacrer plus de 5 à 10 € par mois aux dépenses énergétiques, ce qui contribue à expliquer la consommation électrique dérisoire du continent par rapport au reste du monde, y compris les autres régions en développement (figure 14). Dans les campagnes africaines, on consommerait entre 165 et 600 kWh par personne et par an contre environ 1420 kWh en ville<sup>1</sup>, 6000 en Europe et plus de 13 200 en Amérique du Nord ; le chiffre global était de 486 kWh pour l'ASS en 2014, soit la quantité nécessaire pour qu'une seule ampoule de 50 watts reste allumée pendant un an (Blimpo & Cosgrove-Davies, 2020, p.16).

Figure 13 :

**Ordre de grandeur de la consommation moyenne en électricité dans le monde**

Hors besoins énergétiques substituables (chauffage, cuisson, production d'eau chaude).

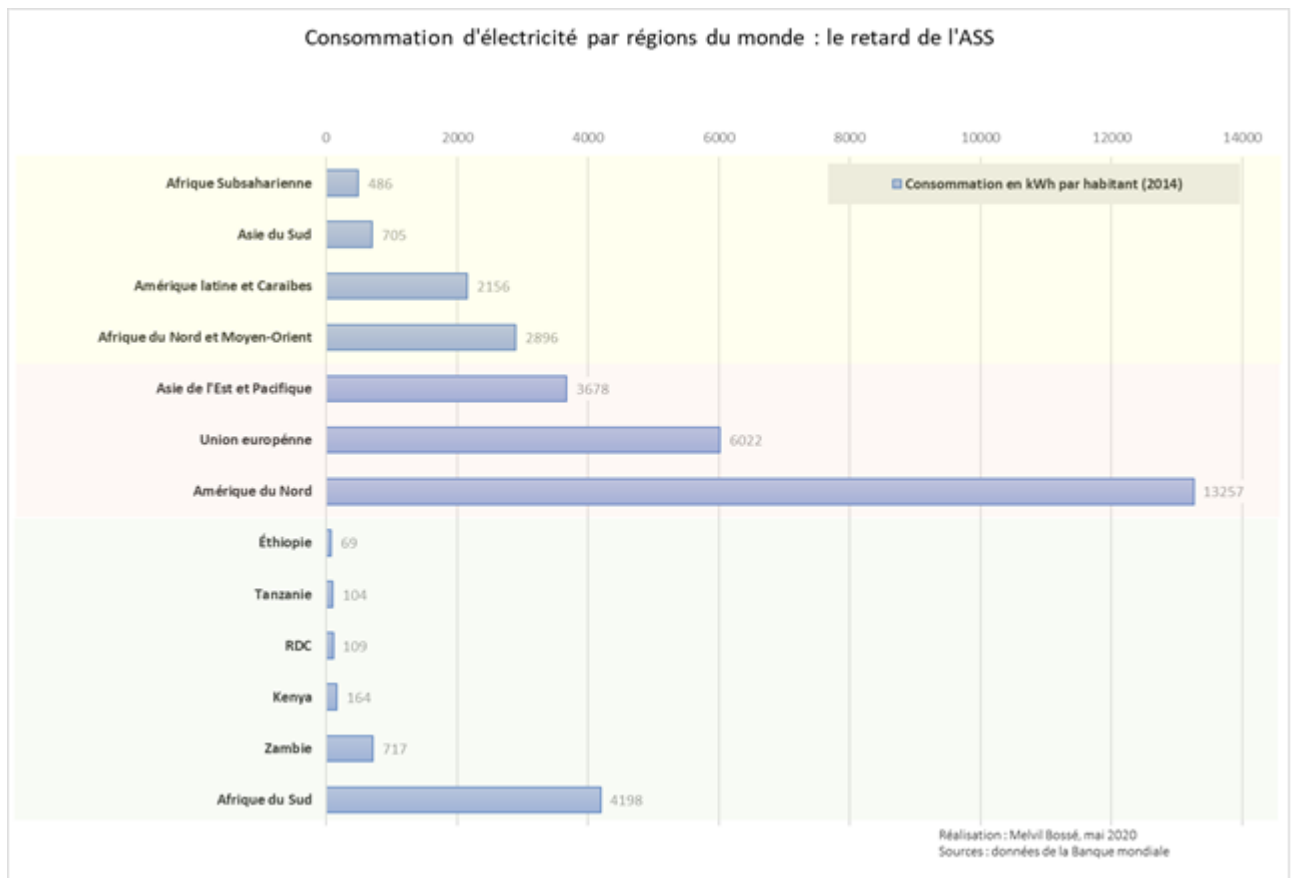


Source : Maigne & alli., 2019, « Électrifier l' Afrique rurale. Un défi économique, un impératif humain », Fondation Énergies pour le Monde, Observ' ER

Si les chiffres de ce schéma divergent quelque peu de ceux évoqués plus haut, puisqu'ils excluent les besoins énergétiques substituables, le constat reste celui d'un fossé entre consommations électriques des ménages africains et des ménages occidentaux. Environ quarante fois inférieure aux moyennes européennes, la dépense d'électricité en zone rurale, bien en dessous de celle en ville, est à la fois cause et conséquence du mal-développement des territoires subsahariens, où les familles ne disposent que de 80 kWh par an en moyenne pour dix individus contre 3000 kWh en Chine urbaine par exemple, sans même parler du mode de consommation américain.

<sup>1</sup> Imbernon, 2016, p.41

Figure 14 :



On observe grâce à ce graphique que l'ASS consomme très peu d'électricité même par rapport aux autres régions en développement (Asie du Sud, Amérique latine et Caraïbes, Afrique du Nord et Moyen-Orient), tandis que le Sud du continent, notamment l'Afrique du Sud et la Zambie, sont largement devant les pays de l'Est dans ce domaine. En Asie du Sud-Est, l'exemple de la réussite du Vietnam, dont les zones rurales ont bénéficié d'un programme d'électrification mettant l'accent sur l'utilisation productive de l'énergie électrique dans les années 1990, constitue pour Blimpo & Cosgrove-Davies (2020) un modèle à suivre en ASS car cela a permis d'augmenter les revenus d'une population qui a alors pu accroître sa consommation (1900 kWh par habitant en 2017 contre 95 en 1990). Les chiffres de l'année 2014 issus du site Internet de la Banque mondiale correspondent, à peu de choses près, à ceux révélés par l'AIE pour 2017 (pour les pays dont les données plus récentes sont disponibles).

- Elle se met en place via des équipements électriques exploitables par les communautés locales, c'est-à-dire les habitants eux-mêmes, puisqu'il s'agit d'installations à échelle « humaine », donc beaucoup moins gigantesques que les méga-barrages et les grandes centrales, et bien plus « accessibles » que les réseaux de distribution de l'électrification centralisée.

Il convient toutefois évidemment de faire appel à du personnel qualifié pour la gestion des micro-centrales (hydrauliques, éoliennes, photovoltaïques), ce qui passe par le développement de la formation dans le secteur alors que la quantité de main d'œuvre, tout comme la qualité de l'enseignement pour les futurs professionnels, sont pour l'instant insuffisantes si l'on en croit

l'ADEA. Cela explique notamment le taux élevé de matériel en panne (Taccoen & Legrand, 2020, p.2) parce que les acteurs locaux ne se sont pas appropriés les équipements : « il ne peut donc y avoir de projets pérennes sans transfert de compétences et partage du savoir » (Cerdan, 2016). Plus que jamais, l'électrification de l'Afrique subsaharienne requiert la formation locale de techniciens supérieurs et d'ingénieurs face à la pénurie actuelle, car une augmentation du nombre d'électriciens s'ensuivrait d'une augmentation possible de la production d'un quart sans investissements lourds (Taccoen & Legrand, *op. cit.*).

- Elle limite l'empreinte écologique grâce à des initiatives moins énergivores et surtout plus durables dans une région aux très forts risques climatiques.

Les phénomènes météorologiques extrêmes, tels que des sécheresses dues à la baisse des précipitations, des inondations et montées des eaux, la déforestation ou des catastrophes naturelles (cyclones), touchent durement l'ASS et continueront de menacer, dans les prochaines décennies, un sous-continent qui connaît une croissance démographique de premier plan alors qu'il n'a pas réalisé son développement énergétique. Celui-ci doit donc se concevoir de manière responsable vis-à-vis de l'environnement à l'échelle globale, contrairement à celui des pays industrialisés lors des 19<sup>ème</sup> et 20<sup>ème</sup> siècles. La partie Est et Sud du continent est concernée, au moins en partie, pour quatre des quinze lieux les plus menacés par le dérèglement climatique dans toute l'Afrique, présentés par une carte de *Jeune Afrique* (Duhem, 19/09/14) : la vallée du Nil (montée des eaux) ; la bande sahélienne (sécheresses) ; les plaines et plateaux éthiopiens (baisse des précipitations, hausse des températures, développement de maladies comme la malaria) ; et l'île de Madagascar (cyclones tropicaux tels qu'Hellen en 2014, sans oublier Idai au Mozambique et Zimbabwe en 2019). En Afrique centrale, le bassin du Congo fait face à une dangereuse déforestation.

Comme l'expliquent Magrin & alli. (2016), l'Afrique doit dès lors réaliser une double transition énergétique : augmenter à la fois sa production électrique pour remédier aux disparités territoriales, et son accès aux énergies modernes « vertes » pour éviter d'aggraver irréversiblement la pollution planétaire. En somme, tout l'enjeu est de « suivre la demande d'électricité selon une trajectoire de croissance sobre en carbone » (Maigne & alli., *op. cit.*, p.22).

En raison des épisodes de sécheresse, mais aussi parfois d'inondations, le changement climatique a un impact négatif sur les régimes hydrologiques (Nil par exemple) et affecte donc directement les potentialités hydroélectriques. Pour faire face à ces phénomènes de plus en plus fréquents pouvant freiner considérablement l'électrification rurale, il est important de diversifier le mix électrique, y compris parmi les sources renouvelables, afin d'éviter une trop grande dépendance à l'hydroélectricité, de remédier à la « variabilité accrue de la production », et d'empêcher de réitérer ce qui est arrivé en Zambie en 2015. Une grave sécheresse avait abouti à des coupures de courant à cause des difficultés de la principale centrale hydroélectrique de ce pays tropical humide qui compte beaucoup sur ses lacs et fleuves (AIE, « Africa Energy Outlook 2019 », p.18). Ainsi, dans son dernier rapport qui dresse les perspectives pour l'Afrique, l'AIE proclame : « L'incertitude quant à l'impact du changement climatique sur

l'hydrologie de la région souligne la nécessité de diversifier les sources d'énergie et de renforcer les connexions régionales. Il est nécessaire que les décisions en matière de planification et d'investissement pour les infrastructures énergétiques futures soient résilientes au changement climatique » (*Ibid*).

Surtout, les aléas climatiques et météorologiques atteignent les réseaux électriques traditionnels, plus vulnérables vis-à-vis des risques de pannes que les solutions décentralisées (Maigne & alli., *op. cit.*, p.61). Ces derniers, qui peuvent pallier les défaillances du système de distribution central en attendant la remise en état, constituent d'une part un remède contre la rupture généralisée (« les structures locales en charge de l'exploitation peuvent intervenir dans des délais réduits » (*Ibid*)), mais réduisent les chances que cela arrive d'autre part, car privilégier le solaire ou l'éolien revient à long terme à ralentir la pression anthropique sur les écosystèmes. D'où un intérêt énorme de l'ERD dans le contexte global d'aujourd'hui, caractérisé par la diminution des réserves de ressources fossiles et la volatilité de leur prix (même si le prix du pétrole a été drastiquement revu à la baisse en avril 2020 à cause de la crise du Covid-19), les avancées technologiques, les accords internationaux pour la lutte contre le changement climatique, et la croissance démographique ; d'autant plus en tenant compte des atouts que les projets *bottom-up* présentent « malgré le coût élevé du premier investissement » en matière d'EnR selon Shanker (2012, p.85). C'est un euphémisme que d'affirmer que les options décentralisées ont une carte à jouer au vu de leurs avantages comparatifs détaillés par Maigne & alli. (*op. cit.*, pp.128-129) : optimisation de l'investissement, offre ajustée à la demande comme on l'a dit ainsi que rapidité d'intervention, variété des solutions (cf. 2.2.2 infra), et maîtrise de l'énergie (basse consommation notamment). De plus, les sources énergétiques renouvelables auxquelles on fait appel dans ce cas de figure permettent la production électrique sur le lieu même de la consommation, donc ne nécessitent presque pas de réseaux d'infrastructures (en tout cas longue distance), ce qui évite les coûts d'acheminement depuis les centrales classiques (*Ibid*, p.62). Le recours aux EnR signifie aussi la création d'emplois (Aubin, 2019, p.181) alors que l'ASS a un taux de chômage moyen chez les jeunes (15-24 ans) d'environ 18%<sup>1</sup>. Au final, « les progrès technologiques et les effets d'échelle font aujourd'hui des énergies renouvelables des sources compétitives qui, dans la majorité des cas, sont moins onéreuses que celles produites par de petits groupes diesel » (Borloo, in Maigne & alli., *op. cit.*, p.8).

Dans l'optique de poursuivre le développement énergétique via le renouvelable, l'un des avantages du territoire rural subsaharien est l'absence de réseau initial, qui explique certes le très faible accès électrique, mais qui représente désormais selon Jean-Louis Borloo « une opportunité à saisir pour développer un peu partout des mini-grids à l'échelle de la commune ou du canton alimentés par de petites centrales photovoltaïques ou hydrauliques » (*Ibid*). On retrouve ici la possibilité pour l'ASS, déjà évoquée, de « mettre en place un nouveau modèle d'électrification qui lui est propre » (Aubin, *op. cit.*) sans se soucier de ce qui s'est fait par le passé puisque l'énergie pour les populations rurales n'avait jamais été une priorité chez les

---

<sup>1</sup> Données de la Banque mondiale. Il existe cependant d'importants écarts entre certains pays, tandis que le chiffre de 18% est une moyenne et que les données les plus récentes ne datent pas toujours de la même année (2019 par exemple pour l'Afrique du Sud, 57,1% de chômage chez les jeunes ; 2012 pour la RDC, 8,7%).

politiques ; s'applique alors le concept économique anglo-saxon de *'leapfrogging'*, littéralement « saut de grenouille », qui désigne le saut d'une étape, car l'Afrique rurale peut directement passer à un modèle « vert ». Cela remet en question le terme de *transition* énergétique étant donné que le changement de paradigme est brutal pour une région peu électrifiée puisque l'on passe directement de formes d'énergie traditionnelles aux sources modernes (électricité « écoresponsable ») dans les campagnes (cf. les travaux de James T. Murphy sur l'Afrique de l'Est datant de 2001, où il s'interrogeait déjà sur ce « bond en avant » de l'électrification rurale : « Through leapfrogging, Africa and other developing regions will be able to bypass the conventional path of energy development (i.e., wood to coal to petroleum) and industrialize in a more environmentally friendly manner »).

L'incapacité des réseaux à densifier leur maillage territorial pour atteindre l'ensemble des habitants serait donc quelque part bénéfique pour l'Afrique, qui peut alors amorcer la décentralisation, la digitalisation et la décarbonation, et par là montrer le chemin aux pays développés ayant émis quantité de GES en se développant, et aux BRICS et autres pays émergents qui sont les plus gros consommateurs actuels d'énergie. Les modèles d'électrification de ces pays – notamment ceux du Nord – montrant de toute façon des limites claires en ASS, le continent nécessite un schéma construit à l'échelle des États, qui prend en compte les spécificités des territoires, et qui associe trois systèmes d'électrification (Debeugny & alli., *op. cit.*, p.143) :

- l'extension du réseau
- des mini-réseaux isolés
- l'équipement photovoltaïque (PV) individuel en prépaiement.

Dès lors, l'efficacité énergétique subsaharienne s'améliorera significativement, ce qui est un facteur indispensable pour que la région soit à la tête de la « révolution du renouvelable »<sup>1</sup> (His & de Gromard, 2017, p.129). L'efficacité – ou efficience – énergétique est un moyen d'économiser de l'énergie car elle permet d'éviter les gaspillages grâce à un usage rationnel, et d'optimiser la consommation à service rendu identique. Son amélioration passe par la réduction de l'intensité énergétique, définie comme le rapport de la consommation d'énergie au PIB (*Ibid*), c'est-à-dire que les revenus nationaux doivent croître plus rapidement que la consommation énergétique. Celle-ci est encore très dépendante de la biomasse en ASS actuellement : bois (bois de feu et charbon de bois, appelés bois énergie), végétaux, biogaz, déchets organiques (résidus agricoles ou ordures ménagères). Les biocarburants et déchets utilisés pour l'énergie représentent 309 233 ktep contre seulement 56 059 ktep pour l'électricité dans le « total final consumption » (TFC) énergétique de l'Afrique en 2017<sup>2</sup>. Le mode de consommation du continent repose à 80% sur l'utilisation du bois<sup>3</sup>, notamment le « bois de chauffe », filière traditionnelle utilisée pour la cuisson, tandis que la biomasse, bien qu'en recul,

---

<sup>1</sup> Au niveau planétaire, la capacité de production des EnR (60 à 70% des investissements dans les nouvelles unités de production) surpasse désormais celle des centrales à charbon (His & de Gromard, 2017, p.129).

<sup>2</sup> Site Internet de l'AIE, « Data and statistics »

<sup>3</sup> Dubresson & alli., 2011, p.183

compte au total pour près de 70% de la consommation d'énergie primaire<sup>1</sup> contre 21% pour le pétrole et 14,5% pour le charbon (His & de Gromard, *op. cit.*, p.132). Pourtant, ce secteur reste largement informel et très peu de gouvernements africains ont adopté des politiques d'approvisionnement durables en combustibles ligneux (*Ibid*) alors que près de 90% des prélèvements ligneux, cause majeure de la déforestation, correspondent à la collecte de bois énergie (Dubresson & alli., 2011, p.183). Face à l'usage généralisé du charbon de bois en zone urbaine d'ASS, la « transition » énergétique qui s'impose est confrontée à deux enjeux distincts selon Louvel & de Gromard (2017) : la perte du capital organique forestier avec les conséquences environnementales que l'on sait, et l'extrême dépendance de la région aux ressources fossiles.

C'est pourquoi « la clé du développement africain dans les années à venir implique, peut-être, un déploiement massif et structuré des énergies renouvelables » (Sokhna Seck & alli., 2019), et ce en dehors de la zone de juridiction des compagnies d'État. D'après une étude du *New Climate Economy*, les mini-réseaux et les systèmes autonomes seraient le meilleur moyen pour fournir un accès à l'électricité à environ 60% de la population africaine, soit 785 millions d'individus. En Tanzanie par exemple, les mini-réseaux à partir d'EnR, qui sont déjà plus de trente, seraient l'option d'électrification la plus rentable pour environ 1/5<sup>ème</sup> de la population – plus de 9 millions d'habitants (Scott, 2015). Cet apport de l'électricité « non conventionnelle » contribue à transformer les habitudes énergétiques, jusqu'ici basées sur des méthodes peu efficaces et nocives pour la santé (des femmes en particulier). Ça peut être le cas en milieu rural bien sûr mais aussi en zones suburbaines et dans les bidonvilles des principales métropoles, où le réseau est peu fiable et les infrastructures très peu développées, comme l'a démontré Desarnaud (2016) en prenant un exemple asiatique, celui du Bangladesh (p.27). Pour la chercheuse du Centre Énergie de l'*Institut Français des Relations Internationales*, « dans la mesure où [les systèmes *bottom-up*] s'adressent directement aux ménages, ils donnent l'opportunité de contourner les dérives institutionnelles de certains pays, qui minent les projets d'électrification par la corruption et une volonté politique qui ne sert pas toujours les plus vulnérables ».

En bref, pour avoir un réel accès à l'énergie dans les PED quel que soit le lieu d'habitation, les options décentralisées renouvelables forment la « seule alternative crédible à l'extension du réseau » (Maigne & alli., *op. cit.*, p.122), donc « l'électrification rurale [...] se fera « par le bas » ou ne se fera pas » (Cerdan, 2016). Quant à la source la plus viable économiquement, les installations solaires seraient avantageuses dès que la distance au réseau dépasse 1 km selon les retours d'expérience (*Ibid*), même si l'énergie du soleil n'est pas la seule EnR présente en Afrique australe et orientale, région abondamment dotée de ce point de vue.

---

<sup>1</sup> C'est-à-dire avant toute transformation, par exemple en électricité.

### 2.1.2. De l'Ouganda à la Zambie, des ressources renouvelables abondantes mais une exploitation encore limitée

L'Afrique, qui couvre une superficie de 30,4 millions de km<sup>2</sup> (1/5<sup>ème</sup> des terres émergées), possède l'un des plus grands potentiels de production d'énergies renouvelables de la planète, avec des capacités estimées à 10 térawatts (TW) pour le solaire, plus de 350 GW pour l'hydroélectricité, 110 GW pour l'éolien, et 15 GW pour la géothermie (Aubin, 2019, pp.180-181). Pourtant, bien que le continent dispose déjà de plus de 48 GW d'EnR installées<sup>1</sup>, le taux global d'électrification reste de 45% seulement au sud du Sahara contre a minima 85% dans les autres régions du monde – le taux mondial étant de 88,7%. Il existe donc un décalage conséquent entre le potentiel, c'est-à-dire la capacité théorique, et la production effective, qui correspond à la capacité réelle installée (sans prendre en compte ici les pertes dans la consommation électrique finale).

Les sources renouvelables comptaient pour 26,6% de la production totale d'électricité de l'ASS en 2015<sup>2</sup>, même si en Afrique australe et orientale (hors Afrique du Sud), comme on l'a vu, le mix électrique est dominé par l'hydroélectricité (cf. figure 8), ce qui explique que la production à partir d'EnR dépasse la moitié pour cette région. Mais en Afrique de l'Est continentale<sup>3</sup>, si les EnR sont majoritaires dans la production de presque tous les pays grâce à l'hydraulique – elles représentent notamment plus de 90% du mix en Éthiopie, Malawi, Ouganda et Zambie –, cette production via le renouvelable tombe à environ 5% en moyenne si l'on retire l'hydroélectrique. On en revient à la nécessité de diversifier les sources énergétiques conventionnelles et renouvelables pour éviter la dépendance à l'énergie des cours d'eau, qui sont tributaires de l'évolution du dérèglement climatique.

Le constat est ainsi le suivant à l'heure actuelle : « L'Afrique électrique est, à l'échelle mondiale, un géant par la taille de ses ressources et de son marché potentiel, mais un nain par l'exploitation qui en est faite » (Heuraux, 2010, p.152). Pour preuve, la capacité installée totale de l'ASS hors Afrique du Sud est de 53 GW, soit celle du Portugal alors que la région compte 99 fois plus d'habitants (Bernier, février 2018). Ces moyens sont concentrés dans quelques pays d'Afrique de l'Est et autour du Golfe de Guinée, alors que s'étend partout ailleurs *de facto* la « désertification électrique » mesurable grâce aux taux d'accès. Prenons l'exemple de la province du Nord-Kivu, dans l'Est de la RDC, où, malgré les énormes ressources hydrauliques du pays, 97% de la population vit sans électricité et dépend donc très fortement du charbon de bois ; il s'agit de la seule source d'énergie disponible pour des habitants qui la prélèvent dans un milieu forestier vulnérable et notamment dans des parcs nationaux protégés, comme celui des Virunga, le plus ancien du continent. Électrifier les infrastructures publiques et domestiques est crucial en termes de préservation de l'écosystème et d'amélioration des conditions de vie dans la mesure où les particules et fumées de combustion du charbon aggravent les problèmes de santé et d'insalubrité. Cet enjeu concerne la majorité des provinces congolaises, une grande

---

<sup>1</sup> *International Renewable Energy Agency (IRENA)*, « Renewable Capacity Statistics 2020 » (Données de l'Agence internationale pour les énergies renouvelables)

<sup>2</sup> Données de la Banque mondiale

<sup>3</sup> Donc en excluant les Comores, Madagascar, Maurice et les Seychelles



part de celles de l'ASS, mais tout particulièrement les « zones grises » du continent telles que la région congolaise des Grands Lacs, occupée par des groupes armés qui se financent grâce à l'exploitation illégale des ressources naturelles dont le bois (cf. « RDC : Virunga, au-dessus du volcan », *ARTE Reportage*, 2018).

Sur le continent le moins électrifié au monde, « marqué par le secteur de la biomasse informelle utilisée pour la cuisson [...], les nouvelles formes d'énergies renouvelables (solaire et éolien) sont peu développées » (His & de Gromard, 2017, p.126), comme le corroborent les chiffres énoncés plus haut. Or, la biomasse peut aussi servir pour la production renouvelable d'électricité, bien qu'à la différence des autres sources, elle puisse être émettrice de CO2 selon le type de combustible utilisé, comme l'expliquaient Tenenbaum & alli. (2014, p.23). C'est pourquoi l'exploitation d'une centrale à biomasse doit s'accompagner de mesures, telles que la replantation d'arbres, visant à compenser les émissions de dioxyde de carbone. D'après Heuraux, l'utilisation de biocarburants (huile végétale) dans des chaudières à combustion représente une solution à investissement et à maintenance réduits, donc rentable, en s'appuyant sur le savoir-faire du monde agricole subsaharien, qui aurait « les compétences requises et le plus souvent les disponibilités en terre » pour organiser la production électrique à partir de biomasse (sous forme de bois, de graines...) et pour en faire « un vecteur significatif de l'électrification rurale, pour autant que son prix de vente soit suffisamment rémunérateur » (*op. cit.*, p.63). Il serait ainsi légitime d'envisager la biomasse comme source d'énergie alternative étant donné que l'économie de très nombreux PED repose sur l'agriculture ; c'est « une solution d'avenir pour de petites puissances d'électricité génératrices de développement économique » (agricole notamment). Jacquemot (2013) donnait l'exemple de la bagasse à Maurice, qui a été suivi dans d'autres pays d'Afrique australe et orientale : il s'agit d'un sous-produit du sucre utilisé par l'industrie sucrière de cet État insulaire pour produire de l'électricité, et dont l'avantage est triple. D'abord, son exploitation permet d'éviter que la bagasse laissée sur le sol ne dégage du méthane, qui est un GES, dans l'atmosphère ; ensuite, elle peut augmenter l'offre énergétique à hauteur de la moitié des besoins de l'île de 1,27 millions d'habitants ; enfin, elle garde profitable l'activité sucrière, historique dans le pays et encouragée par son gouvernement. Les industries africaines souhaitant s'inspirer du cas de la bagasse à Maurice pourraient produire jusqu'à 5% des besoins en électricité si l'on se base sur la production de canne à sucre actuelle.

Cependant, l'intégration de ressources ligneuses ou agricoles dans la production électrique ne fait pas l'unanimité, le constat étant en effet tout autre pour Maigne & alli., qui émettaient plus de réserves à propos de l'électrification rurale via la biomasse, en raison de résultats peu concluants selon eux : « en l'état actuel des technologies, les contraintes permettent rarement à la biomasse de fournir une électricité fiable et pérenne, quelle que soit la technique utilisée (unité de gazéification, moteur à huile de *Jatropha*, turbine à vapeur, etc.) » (2019, p.66). Ces auteurs estiment par conséquent que des recherches en la matière sont encore nécessaires, sachant que les facteurs démographiques et climatiques « peuvent complexifier l'équilibre de l'écosystème local ». Une soixantaine de mini-réseaux sont pourtant déjà alimentés par la biomasse (plantes *Jatropha*, digesteurs biogaz, biocarburants divers) sur le continent, essentiellement en Afrique de l'Est (*Ibid*, p.336). Par ailleurs, le processus de cogénération, qui consiste à produire simultanément de l'énergie électrique et de la chaleur, souvent à partir de

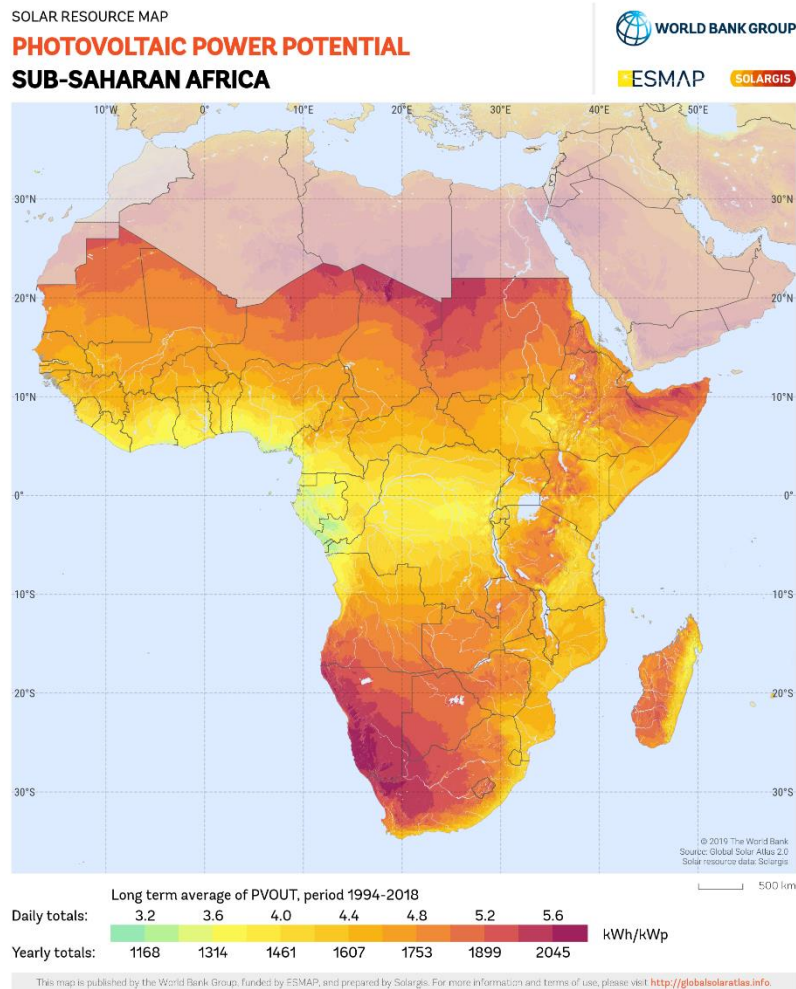
combustibles primaires (comme la bagasse), permet d'économiser l'énergie de deux centrales distinctes (Tenenbaum & alli., *op. cit.*, pp.23-24) et peut s'avérer être une solution de premier plan pour pallier les inconvénients de la seule exploitation électrique de la biomasse, dont la combustion est de fait appropriée pour les deux usages : chauffage, production d'eau ; électricité. Mais la cogénération n'est adéquate qu'à partir de 500 kW, voire du mégawatt (Shanker, 2012, p.57), ce qui suppose dès lors d'avoir une demande suffisante pour que cette filière se répande comme en Asie et en Amérique latine, où elle est particulièrement utilisée dans les sucreries puisque ce type d'agro-industrie a autant besoin de chaleur que d'électricité. Bien moins développée en Afrique, elle est toutefois présente en Afrique du Sud, Ouganda, Tanzanie et Zimbabwe, tandis que le dispositif « Cogen for Africa » du Programme des Nations Unies pour l'environnement (PNUE), en partenariat avec une ONG basée à Nairobi, vise désormais à la diffusion d'installations de cogénération dans bon nombre de pays d'Afrique de l'Est et australe (*Ibid*). Cette initiative s'inscrit dans la prise de conscience collective, par les institutions internationales autant que par les fonds de développement étrangers, de la nécessité d'une électrification durable sur le continent africain qui profiterait des ressources naturelles dont ce dernier est doté.

En ce qui concerne la petite hydraulique, malgré un fort potentiel au vu du réseau hydrologique de l'ASS, cette possibilité n'y est que très peu exploitée par rapport à l'Asie encore une fois, que ce soit la pico-hydro à l'échelle individuelle (moins de 10 kW), la micro-hydro à l'échelle d'un village (de 10 à 200-500 kW), ou la mini-hydro à l'échelle d'un groupement de villages, voire d'une (sous-)province (de 200-500 kW à 5-15 MW). Puisqu'il existe très peu d'ateliers de fabrication de turbines, faiblement concentrées en Éthiopie pour l'Afrique de l'Est, un transfert de technologies entre Asie et Afrique, ainsi qu'une formation adaptée en hydrologie et génie civil, sont des critères indispensables pour augmenter le nombre de petites centrales hydrauliques et diversifier leur usage, qui est actuellement cantonné à l'autoproduction industrielle (*Ibid*, pp.54-56). Le coût d'une turbine, qui serait accessible même aux populations rurales à faible revenu, constitue un avantage permettant ce déploiement ; pourtant, si la capacité des mini-réseaux hydrauliques a bien augmenté en Afrique entre 2008 et 2017 en valeur absolue, passant de 124 à 162 MW, ils pèsent de moins en moins dans l'ERD puisqu'ils représentent moins de 15% de la capacité totale des solutions décentralisées par EnR en 2017 contre plus de la moitié en 2008 (Maigne & alli., *op. cit.*, p.126).

Aujourd'hui, l'électrification rurale décentralisée subsaharienne tend à développer en premier lieu l'éolien et surtout le solaire, dont l'Afrique détiendrait pas moins de 40% du potentiel mondial avec un gisement solaire de 60 millions de TWh/an contre 37,5 millions pour l'Asie, Moyen-Orient inclus (Liu, 2015, p.5). L'« Atlas of Africa Energy Resources » (2017) édité par le PNUE estime même le potentiel théorique de l'ensemble du continent à environ 660 pétawatt-heures (PWh) (soit 660 000 TWh) pour le solaire photovoltaïque (PV), 470 PWh pour le solaire thermodynamique (CSP pour « Concentrated Solar Power »), et 460 PWh pour l'éolien. Ces chiffres sont bien sûr considérables, d'autant plus que l'énergie solaire, si abondante en Afrique, est largement distribuée à tous les pays et répartie assez équitablement car plus de 80% de la surface du continent reçoit près de 2000 kWh par m<sup>2</sup> par an (UNEP, 2017, p.22). Ce rayonnement solaire, qui va en moyenne de 1600 à 2500 kWh/m<sup>2</sup>/an selon l'Atlas du NEPAD (2016), est le plus élevé du globe, l'ensoleillement relativement constant offrant ainsi

d'énormes possibilités énergétiques jusque dans les régions les plus reculées (carte 11). L'électrification des territoires jusqu'ici « oubliés » en ASS peut alors clairement s'envisager via les solutions solaires, qui évitent le coût élevé des infrastructures réticulaires à grande échelle.

Carte 11 :



Source : [globalsolaratlas.info](http://globalsolaratlas.info)

Cette carte éditée par le groupe Solargis et la Banque mondiale, qui se concentre sur le potentiel photovoltaïque de l'ASS, pourrait aisément se superposer à celle de l'irradiation solaire qui touche le sous-continent, plus exactement la « global horizontal irradiation » (GHI), étant donné que la puissance PV dépend de la GHI ; les plus importantes capacités apparaissent là où l'on atteint les 2400 kWh/m<sup>2</sup>/an environ.

Quatre régions se distinguent nettement : le Nord du Tchad et du Soudan, en plein Sahara ; la pointe de la Corne, dans le Nord de la Somalie ; la Vallée du Rift, particulièrement autour du lac Turkana au Kenya, qui est de loin la plus peuplée des quatre zones ; enfin, tout le littoral atlantique de l'Ouest de la Namibie, au sens large, c'est-à-dire une bande d'environ 200 km de large du Nord au Sud du pays et qui se prolonge jusqu'au Nord-Ouest sud-africain. L'irradiation horizontale globale en-dehors de ces régions d'extrême ensoleillement, auxquelles on pourrait rajouter le Centre-Sud de Madagascar, reste évidemment très intéressante pour l'électrification et, avec plus de 2000 kWh/m<sup>2</sup>/an en de nombreux endroits, unique sur un territoire aussi immense. La Fondem comparait ainsi avec la France, qui reçoit de 1100 à 1700 kWh/m<sup>2</sup>/an, soit 3 à 4,6 kWh/m<sup>2</sup>/jour, et dont l'ensoleillement est très variable.

Les ressources solaires de l'ASS offrent des perspectives incommensurables pour l'accès à l'énergie moderne des populations urbaines et rurales de chacun des 48 pays.

Grâce à la filière photovoltaïque, le solaire est désormais la solution renouvelable numéro 1 en ASS d'après Maigne & alli., même si l'hydraulique garde un potentiel important, en termes économique et en termes de qualité de service, venant le concurrencer « lorsqu'une ressource suffisante et exploitable est disponible toute l'année » (*op. cit.*, p.70). Ainsi, sur les 100 MW de capacités renouvelables installées en Afrique en 2018, 88% fonctionnent à l'énergie solaire<sup>1</sup> avec des systèmes pouvant profiter de coûts d'installation de plus en plus faibles, dus notamment à la délocalisation de la production des panneaux solaires (et éoliennes) dans les pays où la main-d'œuvre est bon marché (Bernier, février 2018). Le coût de l'énergie solaire photovoltaïque a en effet baissé de presque 75% dans les années 2010 en raison de la chute du prix des modules PV<sup>2</sup> ; si Shanker rappelle qu'il ne faut pas confondre prix du panneau et coût total, notamment pour les systèmes isolés, « pour lesquels il faut rajouter le coût [élevé] du stockage de l'énergie électrique produite pendant la journée » (*op. cit.*, p.60), le prix des batteries – tributaire des cours du plomb – a en réalité également diminué de plus de 40% depuis 2008<sup>3</sup> tandis que l'efficacité des installations PV a connu une amélioration significative en termes de rendement, et donc par ricochet de nouvelle baisse des coûts. Par contre, la production nécessairement diurne quand, en zones rurales, la demande d'électricité est souvent nocturne (*Ibid*), constitue le point faible du PV : « les parcs photovoltaïques classiques, qui se construisent à grande échelle dans le monde (près de 100 GW ont été installés en 2018), ont vu leurs coûts baisser très fortement [...]. Mais ils souffrent d'un défaut difficile à contourner aujourd'hui : sans capacité à stocker l'électricité en grande quantité, leur production doit être utilisée immédiatement sur le réseau. Or ces parcs sont les plus productifs en milieu de journée, et cessent de fournir lorsque le soleil se couche » (Wakim, 30/09/19). Entre alors en jeu le solaire thermodynamique (CSP) qui présente un avantage indéniable, celui de pouvoir stocker l'électricité, et qui se fonde sur le même principe qu'une centrale thermique classique, là où le PV se sert lui de cellules pour transformer un rayonnement solaire en énergie électrique. L'avance qu'a ainsi le CSP sur ce point justifie la volonté de certains gouvernements de continuer à développer cette technologie, bien qu'elle ne soit possible que dans de rares régions où le rayonnement direct est très élevé (déserts du Sahara et du Kalahari).

En Afrique du Sud, l'inauguration du site de Kathu (100 MW) en 2019 amorçait le recours au solaire thermodynamique, qui doit se poursuivre avec le projet de Redstone d'une même capacité mais devant alimenter encore plus de foyers en électricité : 210 000 contre presque 180 000 à Kathu, où près de 39 000 miroirs remplacent les panneaux PV classiques sur 4,5 km<sup>2</sup> dans la province de Northern Cape (*Le Monde, op. cit.*). Le Kathu Solar Park, exploité par le groupe français Engie, peut pour la première fois utiliser l'énergie solaire la nuit grâce à des batteries permettant jusqu'à 12h de stockage thermique. Cette « centrale solaire d'un nouveau genre », ayant coûté 750 millions d'euros, permettra d'économiser 6 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> en vingt ans, soit quarante fois plus que la centrale PV de Jasper, également située dans la province la plus ensoleillée d'Afrique du Sud, le Northern Cape, dans l'Ouest du pays (cf. carte 11). Néanmoins, malgré l'avènement prochain du parc de Redstone, financé par un partenariat

---

<sup>1</sup> Maigne & alli., 2019, p.96

<sup>2</sup> IRENA, 2019, p.7

<sup>3</sup> Desarnaud, 2016, p.4. Le prix des batteries Li-ion des systèmes solaires individuels (autonomes) a lui baissé de presque ¾ aussi entre 2010 et 2016 (IRENA, 2019, p.7).

entre le saoudien Acwa Power et le fonds sud-africain Central Energy Fund (Takouleu, 22/07/18), et bien que la technologie CSP soit amenée à se développer en Afrique, elle restera marginale par rapport au PV pour une question de rareté des espaces suffisamment ensoleillés mais aussi de coût de production, et de complexité de l'installation et de la maintenance selon le spécialiste Karim Megherbi (in « Energy for Africa », mai 2018, p.24). Mais surtout, les grands équipements solaires sud-africains, aussi bien photovoltaïques que thermodynamiques, tiennent de l'approche centralisée de l'électrification parce que les sociétés européennes (à Kathu), américaines (à Jasper) ou arabes (à Redstone) vendent leur production électrique à Eskom par le biais de « power purchase agreement » (PPA), c'est-à-dire des contrats d'achat d'électricité.

Comme le prévoyait déjà *Jeune Afrique* en 2017, l'énergie solaire s'impose donc maintenant dans les réseaux électriques alors qu'elle était globalement limitée aux solutions individuelles jusqu'ici. C'est le cas en Afrique du Sud mais aussi en Ouganda notamment, où la centrale PV de Soroti (10 MW), qui alimente 40 000 foyers, écoles et entreprises depuis 2016, est connectée au réseau national même si elle a été développée indépendamment via un programme piloté par l'Union européenne et l'*Africa Infrastructure Trust Fund*. Il s'agit du plus grand parc photovoltaïque d'Afrique de l'Est : financé à hauteur de 9 millions d'euros (sur un coût total de 17 millions) par une subvention émanant de certains pays européens, il contribue forcément à la croissance du solaire sur le continent. Selon l'AIE, la puissance totale solaire installée en Afrique représentera 16% en 2030 contre 2% en 2016 (tous types de solutions confondues, centralisées ou décentralisées)<sup>1</sup>. La capacité éolienne passera elle de 2% à 7 ou 9%<sup>2</sup>, ce qui reste limité au vu des possibilités d'un continent qui compte pour 32% du potentiel mondial (Liu, 2015, p.5).

Répartie moins équitablement que le solaire en ASS, la ressource éolienne est massivement présente dans la Corne de l'Afrique et le Sud du continent (carte 12) tandis que les gisements offshore sont les plus intéressants au large des côtes malgaches, tanzaniennes, mozambicaines, sud-africaines et angolaises (AIE, « Africa Energy Outlook 2019 », p.74).

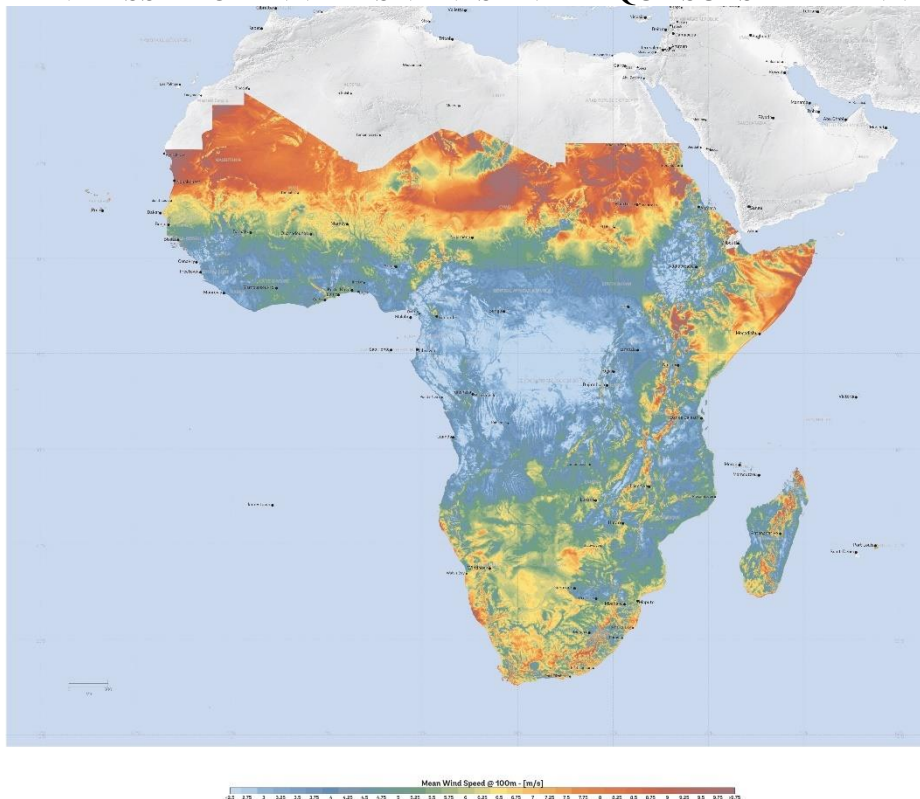
---

<sup>1</sup> Maigne & alli., 2019, p.160

<sup>2</sup> AIE, « Africa Energy Outlook 2019 »

Carte 12 :

## LA VITESSE MOYENNE DES VENTS EN AFRIQUE SUBSAHARIENNE



Source : globalwindatlas.info

Voici cartographiée la vitesse des vents en mètre par seconde : plus la couleur est rouge foncée, plus ils sont rapides et les vents soufflent fort ; plus elle se rapproche du bleu clair, moins la zone en question est exposée à ces rafales. Les régions les plus venteuses, où l'on dépasse les 8 mètres/seconde (comme dans le Sahara), jouissent d'un grand potentiel en termes d'énergie éolienne puisque la puissance électrique délivrée est bien proportionnelle au cube de la vitesse du vent. C'est pour cette raison que « la connaissance de la distribution des vitesses de vent est une information majeure » pour l'électrification (Maigne & alli., 2019, p.65). Naturellement, les espaces en altitude et les zones ouvertes où il n'y a pas d'élément de rupture pour le vent sont les plus propices à une vitesse de rafales élevée alors que les zones de forêts « coupent » le vent, comme on le voit au centre de l'Afrique, où le potentiel éolien est le plus faible.

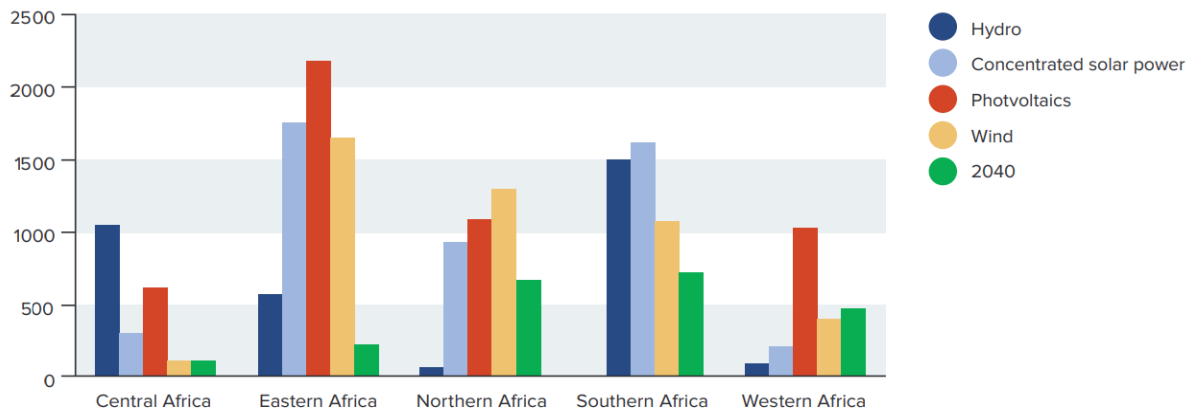
Pratiquement compétitif sans subvention selon l'ADEA (2015, p.10), le secteur éolien ne se limite pas exactement aux déserts, aux littoraux ou aux zones d'altitude en Afrique puisque le lac Turkana (6405 km<sup>2</sup> au cœur du Grand Rift), au Kenya, est l'un des endroits les plus venteux au monde : on aperçoit clairement sur la carte 12 cette tâche rouge foncée au Nord du pays et de Nairobi, à la frontière avec l'Éthiopie. Il est donc peu étonnant que le plus grand parc éolien du continent se trouve sur ses rives et bénéficie même d'éoliennes spécialement conçues pour les vents de Turkana, ce qui les rendrait deux fois plus efficaces qu'ailleurs dans le monde (*Jeune Afrique*, 19/07/19). Grâce à 365 éoliennes et un total de 310 MW, le site fournit plus de 15% des besoins électriques du Kenya ; ce projet de 680 millions de dollars (plus grand investissement privé de l'histoire du pays), qui a bénéficié d'un prêt de l'UE et qui fut achevé en 2017, est « vu comme un test pour les investissements à grande échelle dans les énergies renouvelables sur le continent » (*Ibid*), mais il ne relève pas, encore une fois, du domaine décentralisé bien sûr car la production est reliée au réseau national. L'exemple kenyan, pays

dont le secteur électrique est aidé financièrement par l'AFD, est donc représentatif des avancées en demi-teinte de l'Afrique subsaharienne, où l'électrification par le biais des EnR connaît une croissance non négligeable mais reste en partie assujettie aux systèmes centralisés tant que l'ERD, qui fait du *off-grid* la principale réponse à l'enclavement des campagnes, ne fait pas l'objet d'une priorité absolue pour les soutiens extérieurs à la région.

Il est très probable que les ressources énergétiques marines, si elles sont un jour exploitées en Afrique, le seront aussi sur les réseaux nationaux vu la taille et/ou la complexité technologique importantes des installations qu'elles requièrent (usines marémotrices, hydroliennes), qui seraient alors bâties et gérées à l'échelle d'une province voire de l'État, et non de communautés riveraines locales – au moins pour les premiers de ces dispositifs. Cette ressource marine, utilisée surtout en Asie et Europe, très faiblement en Amérique du Nord et Océanie, dépend des eaux des océans qui peuvent produire de l'électricité grâce à l'énergie des courants, des marées (énergie marémotrice), ou bien de la houle (énergie houlomotrice). D'après l'Atlas du PNUE (2017), la demande du continent africain en électricité pourrait être entièrement satisfaite grâce aux vents et courants marins s'ils étaient exploités ; on en est encore loin. Ce sont les côtes est-africaines bordant l'Océan Indien qui présenteraient un grand potentiel en énergie marémotrice, tandis que les capacités houlomotrices les plus puissantes se situeraient le long des côtes de l'Afrique du Sud, où se rejoignent les deux océans. Deux régions, en tout cas, qui sont aptes à devenir des pôles à la pointe du développement énergétique renouvelable au vu de leurs réserves : l'Afrique de l'Est dispose du plus grand potentiel en EnR du continent grâce au solaire et à l'éolien (suivi de l'Afrique australe, cf. figure 15), et émet le moins de GES (Cantoni & Musso, 2017, p.15).

*Figure 15 :*

POTENTIEL EN ÉNERGIES RENOUVELABLES ET DEMANDE ATTENDUE EN 2040 (en centaines de TWh/an)



Source: IEA, 2014

Avec un potentiel photovoltaïque qui dépasse les 200 000 TWh/an<sup>1</sup>, et le CSP et l'éolien qui dépassent chacun les 150 000 TWh/an, l'Afrique de l'Est a très largement les moyens énergétiques pour répondre à l'une des plus faibles demandes électriques mondiales, à peine 25 000 TWh/an en 2040 selon ces chiffres de l'AIE. Plus importante en Afrique australe, deuxième bloc régional de ce graphique, l'hydroélectricité y atteint 150 000 TWh/an mais reste cependant légèrement devancée par les capacités solaires thermodynamiques (CSP), exploitées par l'Afrique du Sud comme on l'a vu.

Source : Scott, 2015, p.21

Malgré ce considérable potentiel, le développement des énergies intermittentes (disponibles aléatoirement et non en continu, en fonction de flux naturels variables), telles que l'éolien et le solaire, reste freiné par des interconnexions régionales limitées (cf. 1.3. supra) qui poussent K. Megherbi à considérer les réseaux nationaux comme des « îlots électriques » (in ADEA, 2015, p.98). Cela entraînerait des coûts plus élevés, alors que les technologies renouvelables forment « l'un des meilleurs instruments de gestion des risques du secteur de l'électricité » (*Ibid*, p.101). Encourager la production renouvelable revient selon lui à diminuer :

- les risques de tensions géopolitiques liés à l'obtention des ressources puisqu'il ne peut y avoir de discordance pour le solaire et l'éolien, contrairement à ce que l'on peut voir avec les fleuves entre l'Éthiopie et l'Égypte
- les risques de volatilité des prix, contrairement aux énergies conventionnelles
- les risques de retard dans le développement des grands programmes d'infrastructures énergétiques
- ou encore, les risques de panne des centrales.

De multiples initiatives au niveau continental et international ont vu le jour cette dernière décennie pour, dans ce sens, faire mûrir les projets d'énergies renouvelables et soutenir l'entreprise d'une électrification moderne. Après l'avènement en 2013 du Fonds africain des énergies renouvelables (AREF), qui permet notamment des investissements en Éthiopie

<sup>1</sup> Chiffres vérifiés avec ceux de l' « Africa Energy Outlook 2019 » de l'AIE (p.72), eux-mêmes tirés de l'IRENA.



(géothermie) et Ouganda (hydraulique), deux pays souhaitant suivre l'exemple du voisin kenyan, l'Alliance solaire internationale (ASI) fut créée fin 2015 avec pour but la coopération entre d'un côté tous les pays à fort potentiel solaire situés en zone tropicale et de l'autre, les pays développés maîtrisant la technologie photovoltaïque et/ou thermodynamique. La finalité de l'ASI est de développer à grande échelle le solaire et de réduire son coût, ce qui est bien amorcé, en palliant ainsi les difficultés telles que l'insuffisance des infrastructures énergétiques, décrite comme l'une des principales causes du manque d'investissement dans les secteurs industriels d'Afrique, malgré les percées chinoises et indiennes (Cantoni & Musso, *op. cit.*, p.12). Pour ce faire, et afin d'appuyer définitivement le recours aux EnR, la COP21 de Paris (2015) lança aussi et surtout l'*Africa Renewable Energy Initiative* (AREI) pilotée par l'UA et qui rassemble tous les États du continent. Cette plateforme vise à accélérer et accroître la production renouvelable pour atteindre au moins 300 GW de capacités installées en 2030, et s'inscrit par-là dans la lignée de SE4ALL et de ses trois objectifs principaux : l'accès universel à des services énergétiques modernes, un taux mondial d'amélioration de l'efficacité énergétique multiplié par deux, tout comme la part des EnR dans la panoplie énergétique mondiale. Le concept déjà énoncé de '*leapfrogging*' se retrouve dans l'un des objectifs de l'AREI, qui est en effet d'« aider les pays africains à sauter des étapes pour embrasser des systèmes d'énergies renouvelables qui puissent soutenir des stratégies de développement sobres en carbone tout en renforçant la sécurité économique et énergétique » (Site Internet de l'AIE).

Pourtant, malgré ses objectifs salutaires pour l'émergence de l'Afrique et pour la limitation de l'empreinte environnementale, certaines critiques ont fusé à l'égard de l'AREI, mettant en lumière des tensions entre acteurs européens et africains. Ces derniers, qui regroupent un grand nombre d'associations mais aussi des décideurs politiques du continent, accusent les pays d'Europe, France en tête, d'imposer des projets qui favorisent les intérêts directs de leurs multinationales de l'énergie et de leurs bureaux d'études alors que le cadre fondateur de l'AREI donne la priorité aux africains et à leurs entreprises dans le choix des projets ainsi que leur mise en œuvre (Bernier, février 2018). Suite à la démission d'un scientifique malien qui travaillait pour l'Initiative en 2017, il est devenu évident que de nouveaux conflits d'intérêts géoéconomiques et politiques se dessinent pour l'accès à l'électricité en ASS bien que – ou parce que – l'ERD fasse de plus en plus l'unanimité. La moitié des « acteurs [africains] clés de l'énergie » (dirigeants de compagnies d'électricité, de sociétés *mini-grids* ou *off-grids*, ou de fonds d'investissement, gestionnaires d'infrastructures économiques, représentants politiques nationaux, régionaux ou continentaux, etc.) estiment qu'il faut se tourner vers le renouvelable ; le solaire, l'hydraulique et l'éolien constituant respectivement les trois sources énergétiques les plus prometteuses pour la majorité d'entre eux, tandis que cinq pays d'Afrique australe et orientale (Afrique du Sud, Kenya, Éthiopie, Mozambique, Zambie) sont parmi les plus cités en termes de potentiel du mix énergétique (Institut Choiseul, 2017).

Les *feed-in-tariff* (FIT), ou « tarifs de rachat garanti », mécanismes dont la baisse des coûts et l'amélioration de l'efficacité énergétique seraient prouvées, représentent une stratégie économique concrète pour déployer les EnR et décentraliser le secteur électrique. Ce principe, adopté pour l'heure par six pays africains (dont quatre en Afrique de l'Est), repose sur l'obligation pour un opérateur d'acheter, sur une longue durée et à un prix fixe, l'électricité produite à partir de sources renouvelables par un particulier ou une entreprise

(Pognon Azoumé & Lebot, in Allah-Kouadio & alli., 2015, p.463). Il s'agit donc d'un renversement dans le procédé puisque le consommateur devient un producteur indépendant qui vend son courant électrique au distributeur historique, devenu lui client, via des accords d'achat (PPA). Cela permet à une exploitation d'EnR de devenir rentable pour un petit producteur d'électricité (SPP, « Small Power Producer ») dont la survie dépend des revenus (Tenenbaum & alli., 2014, pp.7-8). Au final, ce processus fondamentalement marqué « *bottom-up* » donne naissance à un « nouveau modèle de développement écologique » (Cantoni & Musso, *op. cit.*), qui ne peut être exempté de travaux d'infrastructures, certes, mais qui auront un impact bien moindre sur le milieu et les habitants par rapport aux grands barrages gérés par des multinationales en concertation avec les élites politiques. Ici, les panneaux PV, mini-barrages ou les petites éoliennes développés à l'échelle locale, rurale, permettent d'apporter le courant dans chaque zone géographique, profitant des atouts naturels d'une ASS qui entame sa marche vers l'électrification écoresponsable.

Si les États comme le Kenya ou même l'Afrique du Sud, les institutions internationales comme l'UA ou même l'UE, ainsi que les bailleurs de fonds (AFD par exemple) et sociétés d'énergie étrangères, ont compris que l'Afrique est « à l'aube d'une révolution énergétique verte sans précédent », d'après les dires de Makhtar Diop, il reste toutefois à désamorcer certaines tensions et désaccords qui ne font qu'entraver la réussite des programmes, et à accorder des aides financières pour les projets hors-réseau dans la mesure où l'approche décentralisée peut utiliser le même potentiel renouvelable que les projets *on-grid*, et donc bénéficier d'une électricité moderne là où les réseaux verticaux ne parviendront certainement pas à court terme. Il est indiscutable que l'introduction des EnR à une échelle conséquente (plusieurs dizaines voire centaines de mégawatts) dans l'offre électrique d'un pays subsaharien est une avancée de taille pour la décarbonation et participe à la transition énergétique globale. Néanmoins, quand bien même les grands parcs solaires ou éoliens renforcent les capacités d'un réseau électrique qui subissait auparavant de sérieuses pannes, et apportent l'électricité en zones (péri)urbaines, les campagnes isolées ne voient que peu leurs problèmes d'accès réglés grâce à ces installations reliées au réseau. On pourrait donc renchérir sur ce qu'affirmaient Kouadio & alli. (2015) – « la transition vers les énergies renouvelables n'est pas un choix idéologique mais une nécessité » –, en disant que le *bottom-up* est indispensable en ASS.

Selon l'AIE, les EnR compteront pour 63% du mix électrique subsaharien (hors Afrique du Sud) en 2040, mais celui-ci sera surtout bien plus diversifié qu'en 2018, avec aucune énergie à plus de 30% et donc une moindre prédominance de l'hydroélectricité (« Africa Energy Outlook 2019 », p.127). Cela devrait modérer la pression sur la ressource en eau, si précieuse pour l'agriculture dans les zones rurales. Le continent africain est encore le moins urbanisé au monde mais ses campagnes connaissent un exode soutenu depuis le début du siècle, provoquant l'explosion progressive de villes qui voient grandir les habitats précaires (bien que la part de la population urbaine vivant dans des bidonvilles diminue). Quel est l'impact de l'électrification rurale sur l'évolution des migrations infra-étatiques ? L'exclusion spatiale vis-à-vis du courant électrique concernant en premier lieu les zones peu denses, c'est sur celles-ci que l'attention doit être portée pour contenir les afflux de populations pouvant fragiliser les régions urbaines, notamment littorales, et éviter de lourdes conséquences sociales et écologiques.

### 2.1.3. Les effets de la modernisation des campagnes sur la croissance urbaine subsaharienne : l'offre d'électricité comme frein à l'exode rural ?

#### *Des inégalités d'accès villes/campagnes qui encouragent le dépeuplement des espaces ruraux*

Les différences très prononcées qui existent entre l'ASS urbaine et l'ASS rurale en termes d'accès des populations à l'énergie façonnent la géographie inégalitaire du sous-continent vis-à-vis des services de base. En Afrique de l'Est, ce sont 69% des ruraux qui vivent sans électricité contre 22% des urbains (cf. carte 2 en introduction) ; 86% des ruraux contre 33% des urbains en Afrique australe hors Afrique du Sud<sup>1</sup>.

On retrouve ce fossé jusque dans le critère de définition établi par la première organisation mondiale d'expertise dans le domaine énergétique puisque l'AIE considère en effet qu'un ménage rural a accès à l'électricité s'il consomme 250 kWh/an, et son homologue urbain le double. Néanmoins, il n'y a pas de seuil universellement adopté car l'Afrique du Sud prend celui de 600 kWh/an par exemple (Taccoen & Legrand, 2020, p.3). Il est certain en tout cas que les campagnes restent très délaissées, l'Atlas du NEPAD (2016) rappelant que ce sont toujours les populations rurales qui disposent le moins des formes énergétiques modernes quels que soient les pays. Les données statistiques vont bien dans ce sens : la consommation moyenne d'un foyer électrifié en ville correspondrait à trois fois celle d'un foyer rural, tandis qu'un hôtel de standing moyen dans le centre d'une ville africaine consomme annuellement autant d'électricité que 1000 foyers ruraux, et une usine de textile autant que 500 villages (Maigne & alli., 2019, p.340). La prééminence des consommateurs industriels est flagrante à Madagascar par exemple, où les clients moyenne/haute tension représentent plus de 40% des ventes pour moins de 1% des usagers (Shanker, 2012, p.81).

Avec l'augmentation de la population et l'urbanisation croissante, la fracture séparant le monde urbain et le monde rural s'amplifie, comme le prévoyait l'ADEA en 2015, en particulier parce que « les investissements actuels dans les réseaux d'électricité ne permettent pas de contrer l'effet de la croissance démographique » (Imbernon, 2016, p.41). Dès lors, l'électrification rurale a un rôle de premier plan à jouer sur l'évolution des migrations infra-étatiques allant des campagnes vers les villes.

Selon Blimpo & Cosgrove-Davies (2020), l'urbanisation fait partie des quatre grandes tendances contemporaines qui affectent l'Afrique, avec les changements technologiques, l'intégration régionale et le changement climatique, et qui doivent être prises en compte dans tous les efforts de planification et de développement du secteur de l'électricité. Le continent s'urbanise plus vite que n'importe quelle autre partie de la planète, avec plus de 80% de sa croissance démographique – la plus rapide au monde – qui a lieu dans les villes. Celles-ci seront au nombre de cent à compter un million d'habitants en 2025, soit deux fois plus qu'en Amérique latine ; Kinshasa, Luanda, Nairobi ou Johannesburg font notamment partie des métropoles qui

---

<sup>1</sup> AIE, « World Energy Outlook 2019 ». Ces chiffres dépendent toutefois des pays inclus dans chacune des deux régions bien sûr. Or elles ne sont pas définies de la même manière entre l'ONU et l'AIE, celle-ci comptant moins d'États situés en Afrique orientale.

grossissent à un rythme effréné (Muggah & Hill, 2018). Mais cette « turbo-urbanisation » constituerait, avec le boom démographique d'une jeunesse souvent sans réelles perspectives d'emploi, une « bombe à retardement » d'après les dires de certains analystes (*Ibid*) qui s'inquiètent des dangers de la pression sur l'espace qu'engendre un taux de croissance annuel de 4% dans les plus grandes agglomérations. L'ASS est également en effet le continent le plus jeune puisque 62% des subsahariens ont moins de 25 ans (63% en Afrique de l'Est et 47% en Afrique australe)<sup>1</sup>. D'un point de vue géoéconomique, il est surtout important de relever et de comprendre que contrairement à ce qui était observable historiquement dans les autres régions du monde – pays du Nord ayant connu une électrification précoce en tête –, « l'urbanisation africaine est un processus engendré par la pauvreté, et non la transition socioéconomique induite par l'industrialisation » (UN-Habitat, 2008, cité dans Shanker, *op. cit.*, p.24). C'est-à-dire que la précarité des conditions de vie dans les campagnes guide vers leur dépeuplement, alors même qu'elle est reconduite en ville, lorsque la pauvreté s'illustre par la démultiplication des quartiers informels et insalubres.

Figure 16 :

CROISSANCE DÉMOGRAPHIQUE ET URBANISATION							
	POPULATION TOTALE			TAUX DE CROISSANCE ANNUEL MOYEN DE LA POPULATION		TAUX DE CROISSANCE ANNUEL MOYEN DE LA POPULATION URBAINE	PART DE LA POPULATION AYANT MOINS DE 25 ANS
	PART DE LA POPULATION URBAINE			2013-2018	2018-2050	2015-2020	2019
	1990	2020	2050				
Afrique subsaharienne	484 407 000	1 093 197 000	2 116 226 000	2,69%	2,23%	3,98%	62%
	27,5%	41,5%	58%				
Afrique de l'Est	190 970 000	444 237 000	849 713 000	2,72%	2,19%	4,45%	63%
	18%	29%	47%				
Afrique australe	42 046 000	67 504 000	87 379 000	1,46%	0,89%	2,09%	47%
	49%	65%	78%				

Le rythme de croissance de la population urbaine est remarquablement soutenu en ASS, mais encore plus en Afrique de l'Est, qui reste pourtant la plus rurale des grandes régions africaines. Elle devrait gagner au total plus de 658 millions d'habitants entre 1990 et 2050 (plus d'1,6 milliards pour l'ASS) alors qu'une bonne majorité de ces habitants sont jeunes. Si le taux d'urbanisation augmente moins vite en Afrique australe (tout comme la croissance démographique en général), ce n'est pas seulement parce que la zone compte moins d'États<sup>2</sup> mais aussi parce que 65% des individus vivent déjà en ville ; on était déjà à la moitié d'urbains en 1990. L'Afrique australe a donc connu une « transition urbaine » bien plus précoce que l'Afrique orientale.

Si l'urbanisation de l'ASS « peut avoir un impact substantiel sur la manière de penser l'expansion du réseau » (Blimpo & Cosgrove-Davies, *op. cit.*, p.149), l'électrification universelle peut ralentir l'exode rural, notamment en permettant le développement des villes secondaires, et ainsi réduire la croissance des bidonvilles des grandes métropoles, caractérisés par des habitations illégales très précaires faites de matériaux de récupération. Il faut cependant noter que la part de la population citadine subsaharienne vivant dans des bidonvilles connaît

<sup>1</sup> Nations Unies, « World Population Prospects 2019 »

<sup>2</sup> Les régions correspondent ici au découpage de l'ONU.

une baisse continue depuis trente ans : elle représentait tout de même 55% en 2014 mais était de 67% en 1990<sup>1</sup> alors que la population urbaine augmente de presque 4% par an entre 2015 et 2020. De plus en plus majoritaires en Afrique australe, les résidents urbains en sont encore loin en Afrique de l'Est bien qu'ils soient passés de 18 à 29% entre 1990 et 2020 (cf. figure 16).

L'étude menée en Éthiopie par Fried & Lagakos (2017, cité dans Blimpo & Cosgrove-Davies, *op. cit.*, p.33) révèle que l'électrification des campagnes entraîne une réduction de 26% de l'exode rural, accréditant la thèse selon laquelle un meilleur accès à l'électricité dans les régions peu denses peut freiner les migrations vers des villes déjà surpeuplées et où l'infrastructure atteint la limite de ses possibilités (*Ibid*). Vu que ces déplacements de population sont motivés par l'absence de services publics essentiels ainsi que la pénibilité des activités paysannes et le manque d'alternatives comme le soulignait Shanker (*op. cit.*), il est logique de penser que les résidents des villages isolés seraient tout de suite moins enclins à quitter leurs régions s'ils disposaient de l'électricité car celle-ci permet de moderniser l'appareil productif. Parmi les services matériels – principalement électromécaniques – qu'elle fournit, le pompage de l'eau, la petite motorisation artisanale ou encore la mouture des céréales (sans parler de la ventilation et réfrigération) amélioreraient les rendements agricoles et réduiraient la pénibilité du travail, ce qui changerait assez radicalement la donne. Pour l'heure, une électrification modique limite la diffusion de ces services nécessitant des équipements puissants en comparaison avec les services immatériels (radio, TV, éclairage, téléphonie mobile), dominants dans la demande des zones rurales et périurbaines « du fait de leur forte valeur d'usage et de la possibilité d'y répondre avec quelques dizaines de watts » (Debeugny & alli., 2017, p.144).

Un taux de migration plus faible vers les pôles de développement aiderait par ailleurs à rendre la planification urbaine plus gérable : le surpeuplement est l'une des caractéristiques actuelles des villes africaines, dans lesquelles l'accès à l'énergie n'est pas toujours plus conséquent qu'en milieu rural, et il engendre une urbanisation incontrôlée en ASS qui est, selon Heuraux (2010), appelée à générer de plus en plus d'exclus des services en réseau.

### ***L'accroissement de zones urbaines et périurbaines paupérisées, touchées par la déficience énergétique***

Comme on l'a déjà évoqué, au même titre que le rapport de l'ADEA (2015, p.49), des délestages très réguliers se produisent dans les zones urbaines subsahariennes, ne permettant l'accès à l'électricité que par tranches horaires et par quartiers. Cette situation est due notamment à l'incapacité des réseaux à faire face à une expansion urbaine rapide, puisque Jaglin rappelait que les autorités publiques métropolitaines ont perdu le contrôle de vastes espaces non planifiés et pauvres après 1950 alors que les infrastructures conventionnelles engendraient une demande croissante et insatisfaite en termes de services (2012, p.58). Aujourd'hui, même le rythme de croissance démographique des centres urbains moins peuplés reste plus soutenu que leur développement économique, et celui des services qui vont avec (Shanker, *op. cit.*, p.73).

---

<sup>1</sup> Données de la Banque mondiale

En conséquence, puisque le réseau centralisé n'atteint que très peu les quartiers démunis et marginalisés que forment les bidonvilles, l'informalité urbaine se déploie massivement, marquée par quantité de solutions alternatives dont le piratage d'électricité. Pour Jaglin, il ne s'agit pas d'une forme de résistance mais bien d'une adaptation face aux « conditions spécifiques de l'urbanisation dominée du Sud » : c'est en somme « l'expression structurelle d'un enrayement du modèle du réseau conventionnel » (*Ibid*), qui rappelle que le déploiement de l'énergie est entravé en ville aussi dans les PED, bien que ce soit l'électrification rurale qui fasse – logiquement – l'objet de nombreuses études. L'accès à l'électricité dans les bidonvilles de quinze grandes villes du continent ne dépasse pas 15%, or un rapport du Programme des Nations Unies pour les établissements humains (UN-Habitat, 2008) précise que les compagnies d'électricité bénéficieraient de l'électrification de ces logements de fortune dans la mesure où cela éviterait les dommages causés à leurs installations par les connexions illégales. Au contraire, le fait de reporter la fourniture d'infrastructures telles que le courant électrique jusqu'après l'installation des populations augmente grandement les coûts, est difficile à mettre en place, et peut finir par développer des bidonvilles (Lall & alli., 2017, p.140). Mais bien qu'il soit admis qu'un accès élargi à l'électricité puisse améliorer la santé, la sécurité et générer des revenus au sein des quartiers pauvres, leur population reste ignorée par les opérateurs électriques qui gardent une vision négative de ce segment de marché (Shanker, *op. cit.*), en particulier à cause du caractère informel de l'habitat et du problème foncier plus général des bidonvilles : y logent des résidents qui, quand ils ne sont pas simplement squatteurs, donc en situation irrégulière, louent auprès de propriétaires riches n'habitant jamais le quartier, et sont donc difficiles à identifier et à atteindre (*Ibid*).

Il en va de même pour les zones géographiques se situant à la périphérie des villes et qui se développent spontanément avec l'explosion urbaine. On parle de mitage urbain pour désigner la construction de nouveaux bâtiments qui ne sont pas concentrés pour regrouper les capitaux et accroître la densité économique, mais qui ont au contraire tendance à repousser les limites extérieures d'agglomérations devenant alors « tentaculaires ». Cela rend la ville africaine « dévoreuse d'espace » et du coup, « au fur et à mesure de son extension, les charges des différents équipements urbains deviennent très lourdes du fait de la longueur des réseaux (eau, assainissement, électricité, voies publiques, transport) » (*Ibid*). Comme l'expliquaient Lall & alli. (*op. cit.*), l'éloignement des zones précédemment bâties sape donc les quelques efforts des municipalités pour fournir ces services qui requièrent des économies d'échelle, puisqu'une faible densité de population augmente notamment le coût par habitant de l'électrification. C'est d'ailleurs bien pour cela que les territoires urbains denses peuvent être desservis de manière plus rentable que les régions rurales, étant donné qu'un kilomètre de ligne basse tension alimente jusqu'à 500 usagers en ville (1000 kWh/jour) contre une moyenne de 50 usagers en campagne (à peine 10 kWh/jour)<sup>1</sup>.

Ainsi, la périurbanisation, qui a lieu par définition autour des agglomérations et s'étale sur des espaces jusqu'ici ruraux, se caractérise surtout en Afrique par l'accroissement de quartiers « à l'habitat et à l'environnement socioéconomique dégradés », devenant des zones non viabilisées qui représentent « un vrai défi lancé à l'électrification » (Heuraux, *op. cit.*, p.159). Ce

---

<sup>1</sup> Maigne & alli., 2019, p.338

phénomène renforce l'exclusion urbaine, dont le manque de services essentiels est un facteur aggravant, avec au final un tiers des personnes dans le monde sans accès à une énergie moderne vivant en zones périurbaines. Or, les pouvoirs publics seraient généralement opposés à l'électrification d'espaces « où rien n'est en situation de durabilité, ni les populations ni l'habitat » afin, d'après Heuraux, d' « éviter de pérenniser ces implantations en leur donnant des attributs de légalité à travers une facturation officielle basée sur un emplacement territorial », alors même que la demande peut y être importante – toujours plus qu'en milieu rural (*Ibid*, p.178).

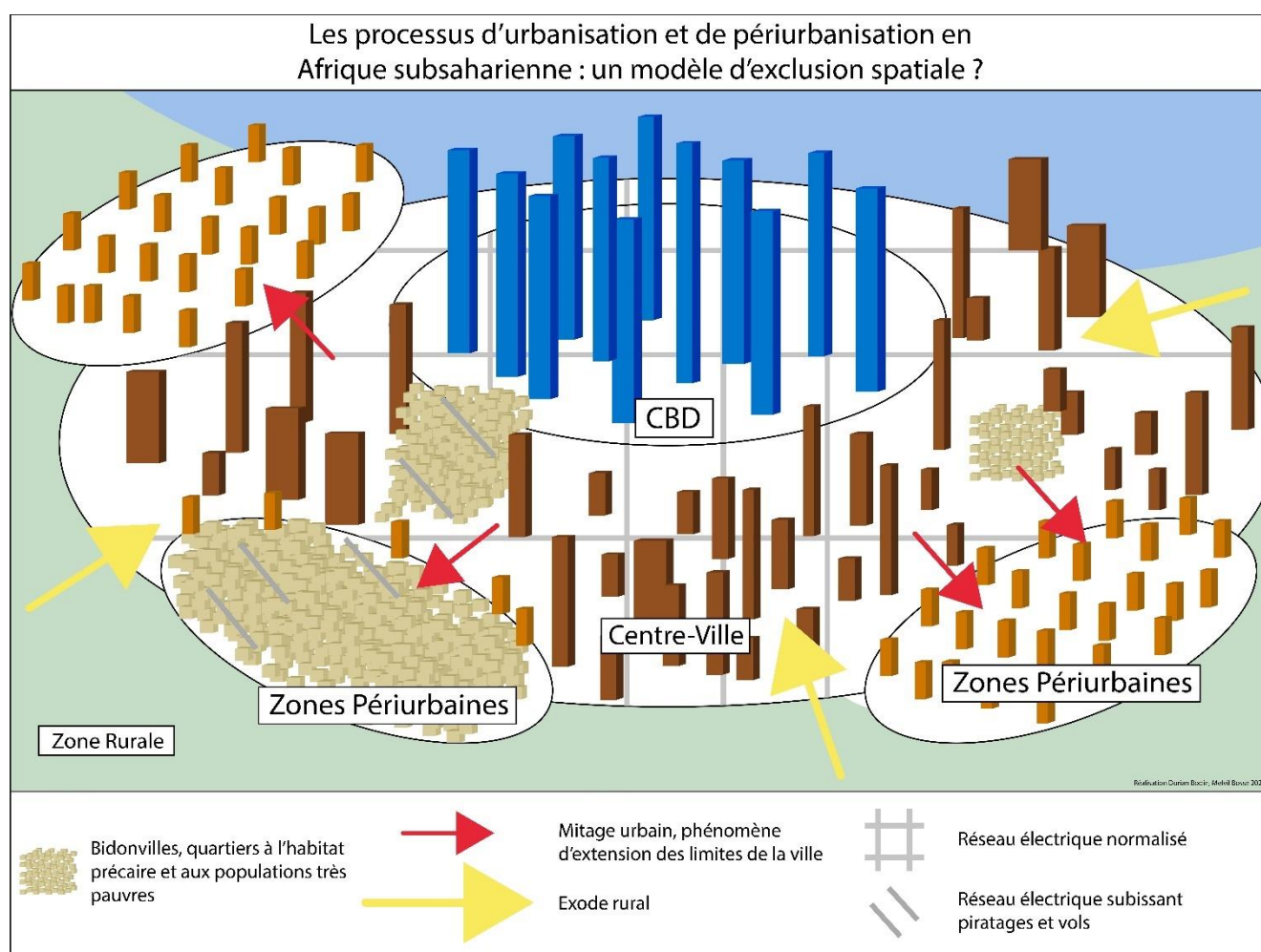
Le cas du Kenya peut cependant servir de modèle à suivre au vu des gros progrès, dans les années 2010, de ce pays comptant certaines des plus grandes agglomérations défavorisées de la planète. À Nairobi, sur un total de 3,4 millions d'habitants, deux millions vivaient dans des quartiers non lotis<sup>1</sup>, et une part importante du budget des ménages périurbains pauvres de la capitale, dépourvus d'électricité, était consacré aux dépenses énergétiques il y a une dizaine d'années : 30% en moyenne pour des revenus de seulement 315 dollars annuels par habitant (Shanker, *op. cit.*). Les dépenses substituables par l'électricité représentaient 16% des revenus dans les bidonvilles, dont le Kenya compte l'un des plus grands au monde, contre 8% dans les campagnes, tandis que les branchements illicites (contrôlés notamment par des cartels locaux) provoquaient régulièrement des incendies d'origine électrique et électrocutions. En cause, une marginalisation de ces zones vis-à-vis des programmes officiels dans les années 2000 en raison de leurs spécificités économiques (faible demande, solvabilité, densité, caractère informel de l'habitat, insécurité), jusqu'à l'adoption en 2014 d'une approche axée sur les communautés, et empruntée en fait aux stratégies d'électrification rurale. Dès lors, le nombre de ménages des quartiers les plus pauvres connectés par la société nationale Kenya Power est passée de 5000 à plus de 150 000 en un an grâce à des branchements à la portée financière des habitants ; ceux-ci étant toujours plus à vouloir disposer d'une telle alimentation sûre, fiable et abordable depuis 2015 (Banque mondiale, 20/08/15).

Le petit « miracle » kenyan constitue toutefois une exception. Le très faible taux d'électrification des bidonvilles africains qui persiste indique que de nombreuses familles quittant la campagne pour la ville se retrouvent finalement dans la même situation d'insuffisance énergétique car il est souvent très compliqué de « dimensionner et mettre en œuvre un réseau répondant à des normes urbaines classiques » dans les quartiers d'habitats précaires (Heuraux, *op. cit.*). Environ un quart des urbains vit quand-même sans électricité au total en ASS (75% des ruraux), alors que l'exode rural est entraîné par l'insécurité, la précarité économique et le rêve d'un « eldorado » en ville (Shanker, *op. cit.*, p.25). Ces mouvements migratoires viennent plutôt renforcer la pression urbaine et la désorganisation des villes d'Afrique, dans lesquelles vit une part importante des individus en situation de pénurie énergétique à l'échelle mondiale.

---

<sup>1</sup> « Électrifier les bidonvilles kenyans : de dures leçons pour des gains énormes », Banque mondiale, 20 août 2015

Figure 17:



Ce schéma illustre l'accumulation de population dans les villes d'Afrique subsaharienne, dont les *central business district* (CBD) et centres-villes sont toutefois moins denses que dans les agglomérations asiatiques. Les bidonvilles – et townships sud-africains – peuvent se situer aussi bien à proximité des emplois, donc dans l'hypercentre (Kibera à Nairobi, Tandale à Dar es Salaam), qu'en milieu périurbain, où ils croissent le plus (Soweto à Johannesburg).

### *Une grande fragmentation sociospatiale et la cherté des villes africaines parmi les causes de la pusillanimité des investisseurs*

Tant pour les ménages que pour les entreprises, les agglomérations africaines sont très chères, près de 30% plus coûteuses que les villes non-africaines à niveaux de revenus similaires d'après la Banque mondiale<sup>1</sup>. Seulement, il se trouve que le continent s'urbanise tout en demeurant pauvre, davantage que d'autres régions en développement quand elles ont affiché des degrés d'urbanisation comparables. Ainsi, alors que l'ASS avait un taux d'urbanisation de 40% en 2013, le PIB/habitant était de 1000 dollars<sup>2</sup> contre 3600 dollars pour l'Asie de l'Est et Pacifique lorsqu'elle a atteint le taux de 40% dans les années 1990, et 1800 dollars pour le Moyen-Orient

<sup>1</sup> Muggah & Hill, *World Economic Forum*, 12/07/18

<sup>2</sup> Dollars US constants de 2005



et l'Afrique du Nord, qui ont connu 40% d'urbanisation à la fin des années 1960 (Lall & alli., 2017, p.17).

De plus, l'inefficacité de leur aménagement spatial rend les villes subsahariennes 20% plus fragmentées que les métropoles asiatiques et latino-américaines (*Ibid*) ; la fragmentation urbaine se définissant comme une « coupure [partielle ou absolue] entre des parties de la ville, sur les plans social, économique et politique » (Gervais-Lambony, 2001, cité dans *Géoconfluences*). Le repli sur soi de ces différentes parties composant l'aire urbaine (et notamment l'autonomisation des services) caractérise alors ces territoires, tout comme la dispersion spatiale, c'est-à-dire que les travailleurs et employeurs sont éloignés les uns des autres et donc exclus des opportunités économiques. Résultat, plus de 60% de la population urbaine vit dans des zones plus ou moins surpeuplées, est mal logée (souvent dans des taudis, même si la vie des personnes vivant dans des taudis s'est améliorée entre 2010 et 2015 d'après un rapport de l'ONU<sup>1</sup>), et n'a pas d'accès adéquat à l'eau potable et aux sanitaires (Lall & alli., *op. cit.*, p.26).

Pour Muggah & Hill (2018), « ce n'est pas seulement le fossé de l'infrastructure urbaine, mais le manque de planification urbaine, l'utilisation inefficace des terres, les blocages réglementaires et les droits acquis qui empêchent les villes africaines d'avancer ». Celles-ci restent surpeuplées, selon l'étude de Lall & alli. pour la Banque mondiale intitulée « Ouvrir les villes africaines au monde » (2017) :

- au sens où leurs habitants s'entassent dans les habitations précaires et rudimentaires du centre-ville pour être proches de leur(s) lieu(x) de travail
- en raison de l'absence de logements formels planifiés à proximité des emplois et des services
- parce qu'elles ne sont pas denses en termes d'activité économique, d'infrastructures, de logements ou de structures commerciales.

Ainsi, malgré le développement du phénomène périurbain, l'absence d'une politique de construction de logements (abordables) adaptée serait susceptible d'augmenter la population des quartiers informels au cœur des villes, situés à proximité des emplois comme Kibera à Nairobi et Tandale à Dar es Salaam. L'un des problèmes majeurs du processus urbain en Afrique est que le processus de concentration de la population citadine n'a pas donné lieu à des investissements suffisants, donc la densité humaine ne s'accompagne pas du développement économique espéré en particulier grâce aux économies d'échelle. En clair, les métropoles d'ASS ont les inconvénients du fourmillement urbain sans avoir les avantages. Par conséquent, « tant [qu'elles] seront plongées dans un désordre manifeste, caractérisé par des formes fragmentées et des marchés dysfonctionnels, elles continueront de susciter de faibles attentes [en termes d'investissement] et resteront prisonnières de la trappe de sous-développement » (*Ibid*). Pour l'instant bien trop déconnectées du reste du monde, peu considérées à l'échelle internationale, ces villes présentent malgré tout des atouts dont elles devront impérativement se

---

<sup>1</sup> Nations Unies, Objectifs du Millénaire pour le Développement, Rapport 2015, p.60

servir si jamais l'électrification rurale permettait d'alimenter d'immenses foyers de population grâce à l'amélioration des rendements agricoles.

### *L'expansion urbaine finalement corolaire de l'électrification rurale décentralisée*

À contre-courant de ce qui a été développé jusqu'ici à propos d'une urbanisation potentiellement limitée grâce à l'électrification des campagnes isolées au peuplement clairsemé, il faut souligner que l'accès à l'électricité peut aussi soutenir, plus ou moins directement, l'expansion urbaine puisque les villes sont, et ont toujours été, tributaires de la situation économique des campagnes qui sont dans leur « ombre ». Or on affirmait plus haut que le processus en question fournit des techniques agricoles modernes pouvant permettre de nourrir une population urbaine grandissante (ADEA, 2015, p.21). Cette pression démographique engendre certes l'augmentation de la consommation de bois combustible – principal facteur de déforestation (Magrin & alli., 2016, p.36) –, et aggrave donc les risques environnementaux en devenant une pression écologique ; mais d'un autre côté, comme l'expliquent Blimpo & Cosgrove-Davies, l'urbanisation a les moyens d'orienter la fourniture des services d'électricité vers davantage de systèmes hors-réseau, du moins pendant les phases initiales de l'électrification. En effet, dans la mesure où elle fait baisser la part de la population rurale, l'urbanisation rend le raccordement électrique des campagnes moins attrayant financièrement, et peut donc conduire vers le *bottom-up*, c'est-à-dire la solution la plus cohérente pour des zones peu denses (*op. cit.*, p.32).

Toutefois, l'attractivité financière n'est pas le seul paramètre à rentrer en compte : une étude du SE4ALL (2019) atteste ainsi qu'il est nécessaire d'accorder l'électrification selon chaque terrain d'application et de ne pas faire de la planification à moindre coût l'objectif final parce que « le type et le niveau de service les mieux adaptés à des régions et à des segments de marché particuliers doivent avoir la priorité sur le coût relatif de l'électricité. Par exemple, une charge éloignée mais très productive peut aider à justifier l'extension du réseau, malgré son coût relativement plus élevé », alors qu'inversement, comme l'affirmait Desarnaud (2016) à travers le cas bangladais, les options telles que les systèmes solaires individuels constituent une solution (provisoirement) rentable pour les foyers urbains non électrifiés. Milieu rural ne rime donc pas forcément avec option *bottom-up*, tout comme l'accès fiable grâce au réseau monocéphale est loin d'être assuré dans chaque recoin des villes, et ce même si Malengé soutient que le taux d'urbanisation reste déterminant pour avancer des hypothèses sur l'importance de l'approche décentralisée par rapport à l'approche centralisée (in ADEA, *op. cit.*, p.149).

Jaglin confirme elle que la fourniture énergétique en milieu urbain peut avoir de multiples aspects : un réseau avec des branchements et compteurs individuels ; des piquages en aval des compteurs (systèmes informels d'abonnés semi-grossistes) ; des piquages sur le réseau (braconnage d'électricité) ; des systèmes *off-grid* ; des fonctionnalités accessibles aux ménages non raccordés, comme des services de location des batteries, de recharge de téléphone ou encore des séances collectives de TV (2012, p.54). Ce foisonnement démontre que « malgré les nombreux défis auxquels elles doivent faire face, ou peut-être grâce à eux, les villes africaines

sont dynamiques et créatives », à tel point que l’informalité représenterait finalement autant, voire plus, un atout qu’un problème dans la mesure où la plupart des services urbains – transport, énergie, eau, gestion des déchets, télécommunications, logement, sécurité publique – sont pris en charge par des prestataires privés informels (Muggah & Hill, 2018). L’exemple d’Addis-Abeba, qui a assemblé deux de ces services pour un projet (gestion des ordures et énergie), était ainsi mis en exergue par Muggah & Hill, car la capitale éthiopienne détient la première usine de valorisation énergétique des déchets sur le continent, avec une centrale qui fournit 30% des besoins de la ville grâce à 80% de ses déchets. Devant produire 185 GWh/an, elle doit améliorer l’accès à l’électricité de l’une des premières métropoles est-africaines, l’une des vingt plus peuplées du continent, et l’un des moteurs de l’urbanisation subsaharienne, région qui dépassera les 50% de population urbaine en 2036. Cela dit, l’Afrique de l’Est ne compte encore aucun pays parmi ceux d’Afrique où au moins 20% de la population totale vit dans une agglomération de plus d’un million d’habitants<sup>1</sup>. La donne pourrait changer si la région s’impose comme précurseur de l’ERD via les énergies renouvelables, qui moderniserait les activités de campagnes pouvant faire grossir les villes. À moins que le secteur agricole offre plutôt des opportunités économiques aux jeunes ruraux, et que l’électricité puisse, pourquoi pas, contribuer à l’intensification des exportations à l’instar des producteurs de thé kenyans<sup>2</sup>.

Rappelons, pour conclure cette sous-partie, que les zones urbaines africaines comptent près d’un demi-milliard d’habitants et verront cette population doubler ces 25 prochaines années à mesure qu’un nombre croissant de migrants seront contraints de quitter les espaces ruraux (Lall & alli., 2017, p.11) ; il s’agit bien d’une contrainte étant donné que les campagnes sont encore dépourvues d’un accès significatif à l’énergie en 2020, alors qu’une amélioration des taux d’électrification reviendrait à atténuer les mouvements migratoires. Cependant, le revers de la médaille pourrait afficher une accélération du rythme de la croissance urbaine, permise par l’approvisionnement constant des villes en nourriture grâce aux bonnes dynamiques agricoles induite par la mécanisation électrique. Seulement, la grande majorité des États d’Afrique subsaharienne ne parvient pas à fournir à l’industrie et aux consommateurs citadins, pauvres ou aisés, l’énergie électrique dont ils ont besoin. Or, « la réussite d’une politique nationale d’accès à l’électricité en milieu rural et périurbain dépend fortement de la situation du secteur de l’électricité en milieu urbain et industriel » (Shanker, 2012, p.34).

---

<sup>1</sup> Données de la Banque mondiale (2019)

<sup>2</sup> Le Kenya est le troisième pays producteur de thé avec 10% de la production mondiale.

## 2.2. L'émergence de structures privées au service de l'électrification des marges

### 2.2.1. Quels porteurs de projets aujourd'hui ? Des acteurs indépendants qui accompagnent les communautés locales

La coordination ainsi que la répartition équitable des rôles entre les différents acteurs engagés, d'ordre technique, financier, institutionnel, s'avèrent indispensables dans l'optique d'une électrification durable déployée par les États africains (Debeugny & alli., 2017, p.148). À ce titre, le projet de petite hydroélectricité Rhyvière à Madagascar (2007-2015), conduit par l'ONG française Gret, et qui démontrerait l'importance d'un pouvoir public compétent et impliqué pour favoriser la pérennité des systèmes pluri-acteurs d'après Jacquemot & Reboulet (2017), constitue un bon exemple de réussite ; le rapport du Gret (Cerqueira & alli., 2019) mettant surtout en avant l'intérêt du triptyque usagers-opérateur-commune pour l'ERD sur l'île.

Les premiers sont formés d'une association d'usagers venant de la société civile, et/ou des autorités locales chargées d'une part de contrôler la bonne marche du service, d'autre part d'informer et de défendre les usagers. Ayant participé au programme en question, l'ingénieur agronome Juliette Darlu souligne que ces acteurs peuvent exercer un contre-pouvoir citoyen face au duo composé des pouvoirs publics nationaux et de l'opérateur privé ; c'est pourquoi ces associations doivent être impliquées dès le début du projet et placées au cœur du dispositif d'électrification de leur propre lieu de vie dans une « logique de responsabilisation des acteurs locaux » (Cerqueira & alli., *op. cit.*, p.89). En somme, « leur rôle est essentiel, non seulement parce que le service électrique leur est destiné et doit contribuer à leur qualité de vie et à leur essor économique, mais surtout parce qu'ils ont la charge de pérenniser et de rentabiliser cet accès à l'électricité pour toute leur communauté » (Heuroux, 2010, p.224). De leur côté, grâce à leur neutralité et à leur fine connaissance des contextes socio-culturels et des tissus économiques acquise sur le terrain, les ONG permettent l'émergence des accords entre acteurs ainsi que des règles contractuelles, et contribuent indirectement à l'installation durable d'un service qui « permet à la population de prendre conscience d'un nouveau droit à l'électricité, mais également d'un devoir à payer pour ce service et à se mobiliser pour le faire perdurer » (Cerqueira & alli., *op. cit.*). D'où le rôle des associations, bien que le rapport du Gret sur Rhyvière ne constate pas un grand dynamisme de leur part, les revendications citoyennes étant *de facto* plutôt portées individuellement, de manière moins structurée et plus directe vis-à-vis de l'opérateur. Ce dernier constitue le deuxième acteur déterminant de l'ERD puisqu'une bonne mise en œuvre passe par un contrat de délégation dont il est le détenteur : l'opérateur, dont l'expérience doit être conséquente et reconnue d'après les retours du Gret, approvisionne les usagers en électricité et a la charge des investissements relatifs aux installations et extensions du réseau. Quant à la commune, elle s'occupe de sa maintenance et de son développement. Elle représente la décentralisation politique et économique d'un secteur qui, dans un certain nombre de pays subsahariens s'inspirant probablement du modèle asiatique, a été confié ces dix ou vingt dernières années par les ministères de l'énergie à des agences d'électrification rurale (ADER). C'est cette ADER malgache qui a cofinancé, avec l'Union européenne (UE), le projet dont on

vient de prendre l'exemple, et dont le schéma d'acteurs en trio « rééquilibre l'opposition classique commune/délégitaire ou usagers/délégitaire et permet à de nouvelles alliances de se faire et de se défaire pour le bon fonctionnement du service » (*Ibid*).

Répondant à un objectif d'intégration géoéconomique de pans entiers de territoires à plusieurs échelles analytiques, le développement des options électriques décentralisées passe ainsi par l'engagement des pouvoirs publics en concertation avec bailleurs de fonds multilatéraux et bilatéraux, ONG et communautés locales, ce qui permet d'associer les capacités financières des différents acteurs et leurs compétences complémentaires (Avadikyan & Mainguy, 2016, p.18). L'organigramme de l'ERD a toutefois évolué, comme l'expliquent Maigne & alli. (2019, p.206), depuis la période où les ministères de l'énergie et les ONG spécialisées étaient les deux principaux types de porteurs de projet, avec une vision axée sur les usages sociaux de l'électricité, car les acteurs privés les ont massivement rejoint aujourd'hui. Vu qu'ils ciblent davantage les utilisations de plus forte valeur d'usage (télécommunications, éclairage, télédiffusion, activités économiques), « l'objectif de tout programme d'électrification rurale est de rendre le marché suffisamment attrayant et sécurisant pour attirer les investisseurs du secteur privé » (Heurax, *op. cit.*, p.216). Mais comme ceux-ci recherchent forcément des garanties en termes de retour sur investissement, l'enjeu pour les pays d'ASS reste d'ordre financier dans un contexte où les infrastructures électriques peinent encore à attirer ces investisseurs et recourent donc grandement à l'aide publique au développement (APD).

L'APD du secteur africain de l'énergie s'est considérablement accrue depuis le début des années 2000 et a été multipliée par six, passant d'environ 750 millions de dollars en 2003 à plus de 4,7 milliards en 2013<sup>1</sup>. Représentant globalement plus de 7% de l'APD sur le continent, l'énergie est l'objet de plusieurs dizaines de programmes internationaux dont l'écrasante majorité promeut les EnR (98% des 58 programmes étudiés par Otieno & alli. en 2016). Or, il s'avère que ces sources renouvelables ont en fait été ajoutées aux réseaux nationaux en grande partie grâce à l'ouverture de la production à l'investissement privé (BAD & ASEA, 2019) tandis que dans l'autre sens, le développement des EnR a instauré une porte d'entrée pour les flux de capitaux internationaux en Afrique selon l'observateur Thierno Bocar Tall (Bernier, février 2018).

Implantés dans de plus en plus de pays, les *Independent Power Producers* (IPP) se développent très rapidement parallèlement aux acteurs chinois du secteur : il s'agit d'opérateurs étrangers à l'écoute des sociétés civiles locales car agissant à une fine échelle géographique. Opérant dans plus de 30 pays contre 18 en 2016, ils comptent désormais pour une capacité totale installée de 27 GW sur le continent africain et pour près de 52 milliards de dollars d'investissements (contre à peine la moitié en 2016)<sup>2</sup>. En tout, 270 IPP seraient déjà opérationnels ou en construction, dont une majorité (43%) fonctionne grâce au solaire PV, 18,5% à l'éolien et presque 11% à l'hydraulique. L'un de leurs avantages majeurs est l'efficacité de leur fonctionnement car ils dépassent souvent les 90% en termes de disponibilité de leurs centrales contre maximum 65% en général pour les centrales thermiques des services publics subsahariens ; motivés en effet

---

<sup>1</sup> Otieno & alli., 2016

<sup>2</sup> Rapport BAD & ASEA, 2019, p.16. Données statistiques comparées avec celles du rapport de la Banque mondiale de 2016 : « *Independent Power Projects in Sub-Saharan Africa, Lessons from five key countries* »

par les perspectives de gain économique, les IPP se concentrent sur la performance opérationnelle (Heysch de la Borde & Charafi, 2013) quand les compagnies nationales veulent avant tout éviter la faillite. Par contre, dans de nombreux États, IPP et SPP ne bénéficient de tarifs préférentiels que s'ils produisent à partir d'EnR ou de cogénération alors que Tenenbaum & alli. (2014) affirment qu'« accepter plutôt qu'interdire les petits producteurs d'électricité hybrides [c'est-à-dire utilisant une combinaison entre combustibles fossiles et sources renouvelables grâce à une technologie moins coûteuse que le diesel] donnera plus de chances à un pays d'obtenir plus de succès » dans le déploiement des mini-réseaux isolés respectueux de la décarbonation énergétique. De plus, les trois principaux modes de sélection des opérateurs privés, c'est-à-dire l'appel d'offres, les *feed-in-tariff* et les accords bilatéraux réglementés, ne sont efficaces que s'ils s'accompagnent de processus clairs et transparents s'appuyant sur la législation (Karlsson, 2013). Or, les investissements ont été freinés par les problèmes de gouvernance, de régulation et de tarification en ASS (Avadikyan & Mainguy, *op. cit.*), région où la sélection de nouveaux projets est marquée par la lenteur et le manque de transparence – ce qui explique la présence beaucoup moins importante d'IPP par rapport à l'Amérique centrale.

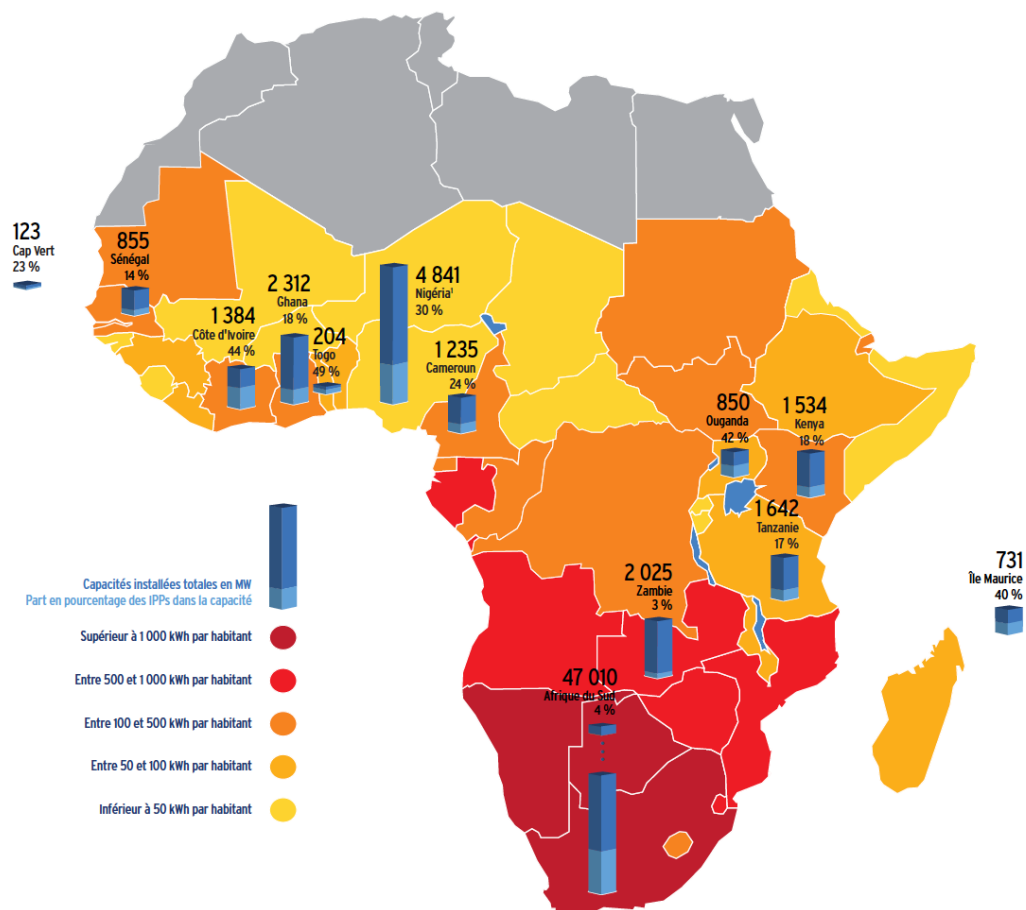
Les investissements privés réalisés ces deux dernières décennies se concentrent finalement dans un nombre limité de pays (carte 13) : l'Afrique du Sud, le Kenya, le Nigéria, l'Ouganda et la Tanzanie sont les cinq pays africains les plus expérimentés pour l'accueil d'IPP selon la Banque mondiale. L'Afrique de l'Est et australe se présente donc comme pionnière en la matière mais l'ensemble du continent doit parvenir à attirer davantage d'investisseurs – ce qui nécessite un environnement des affaires propice – car dans la plupart des États, les besoins de financement du secteur dépassent de loin ce que peuvent offrir des finances publiques déjà mises à rude épreuve<sup>1</sup>. D'où le rôle fondamental qu'ont à jouer les bailleurs de fonds et les institutions internationales dans l'octroiement de financements.

---

<sup>1</sup> Banque mondiale, « Un nouveau rapport met en évidence l'importance capitale des projets de production d'énergie indépendante pour électrifier l'Afrique subsaharienne », 22/06/2016

Carte 13 :

## Consommation électrique et part du secteur privé dans les capacités installées en Afrique subsaharienne, 2013\*



<sup>1</sup> Capacités installées disponibles

Source : CIA, 2009 - Banque mondiale, 2010 - Proparco / Secteur Privé & Développement, 2013

Bien que les IPP soient plus importants en valeur relative dans la capacité électrique des pays d'Afrique de l'Ouest (Togo, Côte d'Ivoire, Nigéria, Ghana, Sénégal, ainsi que Cameroun), c'est le Sud et l'Est du continent qui ont expérimenté le recours à ces acteurs en premier lieu, l'Afrique australe bénéficiant des plus grosses consommations électriques d'ASS. L'Afrique du Sud ressort de cette carte tirée de la revue *Secteur Privé & Développement*, en termes de capacité totale installée, suivie de loin par la première puissance subsaharienne, le Nigéria, pays où environ la moitié de la population reste en-dessous du seuil de pauvreté.

S'ils n'interviennent pas directement en accordant des prêts ou des dons monétaires, les bailleurs tels que la Banque mondiale, la Banque africaine de développement, la banque allemande KfW, l'Agence Française de Développement ou ses homologues anglo-saxonnes UKAID et USAID, ainsi que l'Union européenne entre autres, peuvent aider les pays subsahariens à mettre en place un cadre réglementaire et institutionnel adapté pour les programmes d'ERD. De tels programmes mettent eux-mêmes en scène différents acteurs par le biais de partenariats qui se déclinent selon deux modèles en particulier :

- le partenariat public-privé (PPP).

Cependant, l'électricité produite dans ce cadre coûte parfois très cher, comme avec le barrage de Bujagali sur le Nil Blanc en Ouganda, qui assure la moitié de la production électrique nationale : le PPP signé pour l'exploitation entre l'État ougandais, qui l'achète, et la société Bujagali Energy Limited, qui lui vend, a fait exploser les tarifs, ce qui amaigrit par conséquent le budget étatique (Bernier, *op. cit.*). Un exemple plus fructueux pour l'acteur public vient de Tanzanie, pays disposant d'un des cadres politiques et réglementaires les plus adaptés pour des projets locaux *on* et *off-grid* en Afrique à en croire Andrew Scott (2015). L'opérateur national, la Tanesco, gère et exploite déjà une vingtaine de mini-réseaux et, malgré un potentiel d'investissement moindre qu'au Kenya (Karlssohn, *op. cit.*), l'Agence tanzanienne pour les énergies renouvelables détenait plus de 90 projets en préparation en 2015, les investissements venant de fonds publics et de dons. On voit donc ici un exemple de mission habituellement confiée au privé faire l'objet d'un intérêt premier de la part de l'agence publique.

- la société de service décentralisé (SSD).

Présentes en Éthiopie, Tanzanie, Kenya mais surtout en Afrique du Sud et dans toute l'Afrique australe, les SSD sont la plupart du temps lancées par des firmes étrangères telles qu'EDF. Comme l'explique Heuraux (*op. cit.*, pp.247-248), celles-ci ne sont là que pour l'« aide au démarrage », jusqu'à ce que la nouvelle entreprise puisse de manière autonome vendre ses services énergétiques, en majorité de type systèmes solaires individuels, à des dizaines de milliers de ménages ruraux sur un territoire défini (pour 10 à 20 ans) et s'occuper des installations électriques (exploitation, maintenance). Appuyées donc par un opérateur privé, fonctionnant selon des modalités proches de la délégation de service public, les SSD forment des sociétés de droit local gérées par des responsables et des personnels locaux qui, une fois la viabilité assurée, se voient transférer la totalité des parts de la société ; ces opérateurs ruraux agissent ainsi « pour le compte de la puissance publique dans un cadre réglementaire clair (concession d'électrification, cahier des charges, tarification régulée...) nécessitant la mise en place préalable d'un cadre institutionnel adapté » (*Ibid*).

Puisqu'elles créent de l'emploi sur place grâce à une réelle intégration dans le tissu socio-économique local, les SSD comme KES en Afrique du Sud sont des acteurs de plus en plus privilégiés par les promoteurs internationaux bien que leur dépendance à l'égard des financements émanant des bailleurs limite leur déploiement, dans la mesure où ces sociétés existent en grande majorité grâce aux subventions venant de l'extérieur du continent.

Aujourd'hui, en ce qui concerne les sociétés françaises accompagnant l'électrification africaine, on parle moins d'EDF ou Total que d'Engie, qui exploite ou construit déjà 3 GW au total sur le continent. Cela dit, elle reste pour l'heure implantée principalement en Afrique du Nord et Afrique du Sud<sup>1</sup>, donc à l'écart des marges qui requièrent le plus l'ERD même si Engie dispose également depuis 2016 de bureaux de développement régionaux en Afrique de l'Est et en

---

<sup>1</sup> En Afrique du Sud, Engie a des intérêts dans un parc éolien (Aurora, 94 MW), deux parcs solaires PV (21 MW) et un solaire CSP (Kathu, voir par ailleurs), ainsi que deux centrales de production d'énergie thermique de pointe (Avon, 670 MW, et Dedisa, 335 MW). (Communiqué de presse Engie, 06/02/18)



Afrique centrale et de l'Ouest. Engie, qui ambitionne de devenir d'ici 2025 un partenaire de référence dans une dizaine de pays pour les centrales de production électrique, les services énergétiques aux entreprises et les solutions décentralisées, a acquis pour ce faire Mobisol, start-up pionnière dans les solutions africaines *off-grid* qui est déjà présente en Tanzanie, au Kenya et au Rwanda. Trois pays d'Afrique de l'Est et australe s'ajoutent ainsi au pré carré de la société française après l'Ouganda, la Zambie et le Mozambique ; son but étant d'atteindre la clientèle des zones rurales, Engie est devenue leader de marché du solaire hors-réseau en Afrique grâce aux 150 000 installations domestiques déployées par Mobisol<sup>1</sup>.

Si les modèles d'acteurs (privés, publics, reliant les deux) ainsi que les solutions techniques d'électrification rurale décentralisée sont pluriels et ne manquent pas, l'attractivité de l'ASS dans le secteur énergétique – mais pas que – reste trop modeste en termes de volume de financements et d'investissements à l'échelle globale. Malgré la prise de conscience d'une urgence climatique qui s'accompagne d'une large mobilisation des financeurs, « force est de constater que [les levées de fonds] ne recouvrent pas encore l'ensemble des besoins<sup>2</sup>, dans une situation où les capitaux extérieurs restent nécessaires pour pallier l'incapacité des États à financer les services de base par les recettes fiscales » (Maigne & alli., 2019, p.153). Certes, les bailleurs se tournent de plus en plus vers les projets d'ERD renouvelables, mais l'électrification en réseau reste tout de même majoritairement prisée par les portefeuilles tels que celui de l'AFD. De plus, les envois sont inégalement répartis entre les pays, avec l'Afrique du Sud (et Eskom) comme principal bénéficiaire des apports du Fonds pour les technologies propres. L'exemple de la deuxième puissance d'ASS prenant la plus grande part du gâteau serait révélateur de la priorité accordée par les institutions luttant contre le changement climatique aux pays ayant connu (plus ou moins récemment) une forte croissance économique et uniquement à ceux-là pour la réduction de leurs émissions carbone ; « une conséquence importante de cette politique climatique est que la problématique de la pauvreté et du développement reste déconnectée de celle du climat, surtout dans le domaine de l'atténuation » (Avadikyan & Mainguy, *op. cit.*, p.13).

Ce sont plutôt finalement le Fonds pour l'environnement mondial et le Programme de développement accéléré des EnR pour les pays à faible revenu<sup>3</sup> qui ont renforcé l'accès énergétique pour les plus pauvres (*Ibid*), et contribué à l'amorçage d'une électrification africaine. Pour Makhtar Diop, celle-ci sera plus lente sans l'apport d'investisseurs institutionnels tels que fonds de pensions et assurances, une tâche à laquelle la Banque mondiale s'attelle en « dérisquant » les investissements (in Institut Choiseul, 2017). Une initiative comme « Power Africa », lancée par Barack Obama en Tanzanie en 2013, et appuyée par l'USAID en partenariat avec la BM et la BAD, peut changer la donne en ce qu'elle rassemble sept pays (États-Unis, Tanzanie, Kenya, Éthiopie, Ghana, Nigéria, Libéria) et les secteurs privés des deux côtés de l'Atlantique. Avec près de 53 millions de personnes ayant eu accès à l'électricité entre 2013 et 2017 grâce à ce programme, les résultats sont plus qu'encourageants puisque 10,6 millions de foyers et entreprises ont été connectés au réseau, bien que l'objectif initial était d'en connecter

---

<sup>1</sup> Communiqué de presse Engie, 03/09/19

<sup>2</sup> Seulement 10% de ces besoins peuvent être couverts grâce aux 5 milliards de dollars par an alloués à l'électrification subsaharienne dans la décennie 2010-2020 (Maigne & alli., 2019, p.172).

<sup>3</sup> *Scaling Up Renewable Energy in Low Income Countries Program* (SREP)

60 millions sur cinq ans pour fournir 30 GW. « Power Africa » a accusé du retard au démarrage, et il faut préciser que la majorité de ses investissements se concentrent dans un seul pays, le Nigéria. Néanmoins, le financement de 80 projets énergétiques était bouclé en 2017 dont neuf éoliens (810 MW au total), 18 hydroélectriques (1030 MW) et 628 MW de solaire. En tout, 54 milliards de dollars ont été mobilisés, « Power Africa » ayant rassemblé près de 140 partenaires aussi bien publics que privés (*La Tribune Afrique*, 04/07/19). Issus de divers horizons géographiques et institutionnels, ces acteurs peuvent donc agir de concert et/ou se partager les charges, aussi bien pour le renforcement et l'extension des réseaux que pour les options décentralisées, sans que leurs divergences de point de vue – s'il y en a – n'entravent le bon fonctionnement de l'initiative à grande échelle.

Si les observateurs libéraux plaident pour une séparation des trois activités du secteur électrique, production, transport et commercialisation, c'est notamment parce qu'ils sont favorables à la loi du marché alors que le transport se prête mal à la concurrence étant donné qu'il nécessite des investissements coûteux et beaucoup de maintenance. En revanche, la production et la commercialisation seraient très propices à l'ouverture au privé<sup>1</sup> donc pour eux, le réseau public ne doit garder son monopole naturel que dans le domaine du transport, selon la même logique qu'en Europe (Bernier, *op. cit.*). Pourtant, l'étude de la Fondem soulignait que l'implication, encore récente, d'acteurs privés dans un secteur traditionnellement public, qui reste extrêmement politique, est dénigrée par certains leaders d'opinion au sein d'États exigeant que les opérateurs nationaux soient les seuls responsables de la croissance du secteur énergétique. Ainsi, beaucoup de responsables politiques continuent de plaider pour la mise en place de tarifs bas difficilement soutenables pour les opérateurs, en ne tenant pas compte de la situation financière de ces derniers lorsqu'ils défendent la péréquation tarifaire, c'est-à-dire l'application d'un tarif identique pour deux mêmes profils de consommateurs mais qui vivent dans des régions différentes. La localisation géographique de ces usagers n'influe donc en rien sur le prix de leur électricité, mais ce système fondé sur la solidarité entre classes d'abonnés, censé faciliter l'accès des plus défavorisés, ne peut fonctionner qu'à deux conditions pour l'ERD à l'échelle locale selon Maigne & alli. (*op. cit.*, p.245) : le pourcentage d'abonnés urbains doit être nettement supérieur à celui des abonnés ruraux, et les consommations des abonnés urbains ainsi que les ressources financières issues de leur redevance doivent être élevées. Or *de facto*, « dans la plupart des pays d'Afrique subsaharienne, la population est encore majoritairement rurale, les consommations électriques en milieu urbain sont faibles, et le montant des redevances est aléatoire » (*Ibid*).

Cela n'empêche pas les responsables politiques nationaux, régionaux ou communaux d'exiger la péréquation tarifaire locale et la généralisation des coûts en vigueur en zones urbaines, malgré la présence des « nouveaux acteurs de l'électrification individuelle ». Si ces derniers, qui font partie intégrante du paysage de l'ERD, échappent souvent à toute mécanique de régulation ou d'aménagement structuré du territoire (*Ibid*, p.104), les ministères de l'énergie en ASS ont tout de même mis en place, en même temps que les ADER, des organismes de régulation dont le

---

<sup>1</sup> Le rapport de la BAD et de l'ASEA (2019) précise qu'au Kenya, les sociétés étatiques majoritaires que sont KenGen (production) et Kenya Power (transport-distribution) sont distinctes, ce qui a permis au pays d'attirer de gros volumes d'investissements privés, parallèlement à l'Ouganda qui a procédé de la même manière. Grâce à ce modèle, ces deux États est-africains sont des références sur le continent en matière d'accueil d'IPP.

but est de rechercher l'équilibre entre viabilité commerciale des IPP et accessibilité tarifaire des ménages. Ces agences nationales de régulation veillant au respect d'un cahier des charges prédéfini représentent des autorités indépendantes qui visent à créer une concurrence équitable fondée sur des règles pour les producteurs, les consommateurs et les start-up privées, avec une attention particulière portée sur la qualité des installations et la sensibilisation des clients d'après la Fondem. Toutefois, leur indépendance par rapport à l'État pose souvent problème en Afrique ; de cela dépend leur capacité à assurer efficacement leur fonction (BAD & ASEA, *op. cit.*) alors que si elles fonctionnent correctement, ces institutions sont cruciales pour attirer les investisseurs au sein du secteur électrique dans la mesure où les acteurs privés sont en quête de transparence, de prévisibilité et de bonne gouvernance – « autant de gages que des autorités de régulation bien développées sont censées donner » (BAD, 2018, p.2).

Calculée par l'Indice Mo Ibrahim, la gouvernance globale en Afrique maintient actuellement sa tendance – modérée – à l'amélioration avec, d'après un rapport de 2018, 34 pays sur 54 (réunissant trois africains sur quatre) ayant connu des progrès au cours de la dernière décennie. En 2017, le continent a réalisé son score le plus élevé des dix dernières années (49,9/100) et deux pays d'Afrique australe, la Namibie et le Botswana, figuraient parmi les cinq premiers du classement. Toutefois, cette tendance à la hausse a été irrégulière puisqu'elle a suivi une période de ralentissement (2010-2014), même si quinze États (près de la moitié de la population africaine) ont ensuite relancé les progrès avec le Kenya, le Maroc et la Côte d'Ivoire en tête. Surtout, la catégorie Environnement des entreprises fait partie des trois catégories (sur quatorze) qui enregistrent une dégradation moyenne sur la période, ce qui reste de mauvaise augure pour les potentiels commanditaires de l'électrification rurale subsaharienne.

Sur le continent africain, les progrès les plus notables se sont d'abord observés là où les administrations ont établi des fonds et agences dédiés à l'électrification rurale, alors que celles-ci existent dorénavant dans une vingtaine de pays d'ASS ; ainsi que des schémas de subvention bien organisés, même s'ils doivent être plus équitables puisque le système de subvention de l'électricité de nombreux pays profite essentiellement aux classes aisées tout en freinant l'accès des plus pauvres (Avadikyan & Mainguy, *op. cit.*, p.18). La politique de subvention restant toutefois inévitable, l'État, toujours l'un des principaux acteurs, ne peut se désengager totalement du secteur d'après l'ADEA (2015), notamment parce qu'il encadre – aux côtés des ONG – les actions des acteurs privés. Ceux-ci peuvent démontrer des limites majeures : s'ils cherchent uniquement la rentabilité économique, leur souci de réduire la pauvreté et les inégalités, de créer de la valeur ajoutée locale, et de maîtriser les externalités environnementales, peut être infime dans leur vision de ce marché (Darlu, in Maigne & alli., *op. cit.*, p.376). En effet, depuis que les agences lancent des appels d'offres auxquelles répondent les porteurs de projets (alors que ces derniers apportaient eux-mêmes les initiatives d'ERD dans les territoires auparavant), « l'approche reste souvent d'abord commerciale et la vision de l'électrification rurale que porte la majorité des financements est celle d'un déploiement privilégié d'activités suffisamment rentables pour attirer un maximum d'investisseurs privés » (Jacquemot & Reboulet, *op. cit.*, p.181).

La Fondem affirmait alors qu'entre des États aux ressources limitées, des agences de développement frileuses et des opérateurs privés liés par des critères de rentabilité (à l'image

des entreprises multinationales de l'énergie devenues actionnaires des compagnies d'électricité africaines dans le cadre de leur développement et de leur diversification internationale<sup>1</sup>), la majorité des populations rurales subsahariennes ne pouvait espérer disposer d'un service électrique dans un avenir proche. Et ce n'est certainement pas la situation si particulière de l'année 2020 qui arrangera les choses. Si la mobilisation d'acteurs issus d'ASS pour apporter en fonds propres l'énergie dans leur région est nécessaire, les financements locaux restent rares pour l'instant : peu de banques et d'investisseurs africains interviennent en dette ou en capital sur les projets d'électrification d'un continent où l'écrasante majorité de la somme investie dans les systèmes *pay-as-you-go* (cf. 2.2.2. infra) fut levée auprès d'acteurs internationaux (Debeugny & alli., *op. cit.*, p.149). Néanmoins, des motifs d'espoir apparaissent car de multiples start-up se sont développées cette dernière décennie en Afrique de l'Est (Kenya, Tanzanie, Rwanda, Ouganda en tête) afin d'offrir de nouvelles formes d'accès à l'électricité, massivement grâce au solaire, comme M-Kopa au Kenya (250 000 ventes dans le pays en 2017)<sup>2</sup>. Participant à la hausse exponentielle des solutions *bottom-up* au sud du Sahara, elles sont au premier plan de l'avenir énergétique des pays émergeant progressivement, et elles s'organisent autour d'un réseau composé d'une vingtaine d'entreprises, de start-up innovantes et de services publics. L'*Africa Mini-Grid Developers Association* (AMDA), qui dessert 11 000 connexions, a ainsi été lancée en 2018 au Kenya, en Tanzanie puis au Nigéria, en Éthiopie et en Ouganda, avec l'ambition de s'implanter partout sur le continent. Le but : fournir des mini-réseaux pour pas moins de 290 millions de personnes d'ici 2030 (*Energy for Africa*, mai 2018, p.26). Dans cette optique, la transition énergétique à l'échelle mondiale trouvera un modèle à suivre, déjà engagé, puisque l'énergie renouvelable est par définition une énergie décentralisée ; d'où l'importance, selon le sénégalais Abdou Fall (in Maigne & alli., *op. cit.*, p.399), d'une réforme qui responsabilise aussi les pouvoirs locaux dans le domaine, et d'une juste implication, en définitive, des trois niveaux de gouvernance (national, régional, local). Sans quoi l'ERD ne pourra satisfaire le plus grand nombre, malgré la multiplicité des formes novatrices d'accès à la lumière électrique.

---

<sup>1</sup> Parmi les motivations des investisseurs étrangers du secteur africain de l'électricité (occidentaux mais aussi et surtout chinois, indiens, turcs etc. aujourd'hui), Heuraux citait la sécurisation de leur approvisionnement énergétique ainsi que de leur accès aux matières premières du continent, en échange du financement d'infrastructures électriques locales (2010, p.164).

<sup>2</sup> Maigne & alli., 2019, p.279

## 2.2.2. Un panel de solutions innovantes multiscalaires adaptées au continent

L'électrification rurale décentralisée en Afrique subsaharienne peut, on l'a vu, s'appuyer sur quantité de ressources énergétiques durables de choix, mobilisables à des fins économiques et développementalistes pour produire une électricité fiable et pérenne, tout ce qui manque actuellement au sous-continent. Mais d'un point de vue technique, de quelles solutions *bottom-up* exactement parlons-nous lorsque l'on mentionne l'électrification de régions sous-développées ou en cours de développement ? Par quoi se caractérise précisément l'accès à l'électricité dans les territoires où il gagne du terrain depuis une ou deux décennies ? Comment se définit un *mini-grid*, et quelles différences entre les systèmes raccordables aux réseaux de grande portée et les systèmes *off-grid* des zones les plus reculées ?

L'Afrique se révèle être un « terrain très dynamique pour les solutions d'électrification décentralisées », et particulièrement le territoire rural subsaharien, qualifié de laboratoire de systèmes *bottom-up*, allant de la lampe portable au mini-réseau (Maigne & alli., 2019). Producteurs décentralisés exploitant des petites centrales électriques situées à proximité de leurs clients, les *Small Power Producers* (SPP) peuvent exercer leur activité via des mini-réseaux isolés (*off-grid*) ou des mini-réseaux raccordés à un réseau national ou régional plus important. Un mini-réseau raccordé vend de l'électricité directement à des clients de détail, et peut également acheter et vendre au plus grand réseau auquel il est interconnecté (Tenenbaum & alli., 2014, p.22). Les SPP doivent toutefois généralement répondre à des critères de taille et de type de combustible et technologie utilisés. L'initiative « Lightning Global » de la Banque mondiale, qui favorise le développement d'un marché de solutions d'éclairage propres *off-grid* en Afrique, a notamment défini depuis 2009 des standards stricts de qualité. Les générateurs utilisés dans les mini-réseaux peuvent être des panneaux solaires photovoltaïques, des éoliennes électriques, des micro-turbines hydroélectriques comme à Madagascar, ou encore des générateurs diesel. Jacquemot & Reboulet précisent que la partie production d'électricité en milieu rural inclut souvent un ou plusieurs générateurs qui utilisent soit un combustible fossile soit une source d'énergie renouvelable, des conditionneurs électriques qui regroupent les convertisseurs de tension, les redresseurs et les onduleurs courant alternatif/courant continu, et une technologie de gestion de l'énergie telle que des systèmes de répartition des charges (2017, p.171).

Le choix le plus pertinent entre mini-réseaux raccordés et hors-réseau, en ce qui concerne la solution technique à privilégier pour électrifier une zone donnée, dépend principalement de la densité de population et de leur proximité au réseau existant : les acteurs de l'ERD adopteront en priorité le *off-grid* pour les populations de territoires très faiblement peuplés et éloignés du réseau, ne permettant un accès qu'aux services les plus basiques. On parle de pré-électrification pour ce premier pas vers les usages électriques, dans les cas où la zone géographique en question connaît un peuplement humain clairsemé. La baisse des prix de la technologie solaire affecte la planification spatiale de l'électrification par le réseau, surtout en zone rurale (Blimpo & Cosgrove-Davies, 2020, p.149), puisque c'est logiquement l'énergie solaire qui est privilégiée aujourd'hui au sein de la gamme des options à développer dans l'Afrique subsaharienne des marges. Les systèmes *bottom-up* couvrant donc de plus en plus de terrain, les réseaux centralisés

ont moins de lieux à atteindre, sauf dans le cas des raccordements décentralisés provisoires qui « dépannent » en attendant l'arrivée potentielle des compagnies d'électricité de grande échelle.

Pour explorer les situations plus en profondeur, détaillons le panel de systèmes électriques mis en place en relevant les usages permis et le nombre d'habitants ciblés. Les populations rurales recourent à « toute une palette de solutions alternatives disponibles sur le marché » pour couvrir leurs besoins – surtout domestiques – en électricité (Maigne & alli., *op. cit.*, p.94). Cela se fait le plus souvent de manière encore largement informelle, bien qu'une structure presque pyramidale, hiérarchisée, de l'ERD se décline puisque différentes options se profilent selon l'échelle territoriale.

À l'échelle la plus grande d'un point de vue géographique – c'est-à-dire la plus locale, concernant le moins d'habitants –, les pico-dispositifs isolés peuvent approvisionner un ménage ou au mieux une petite entité collective pour des usages simples tels que l'éclairage domestique mais aussi l'alimentation d'une école ou d'un centre de santé (Jacquemot & Reboulet, *op. cit.*, p.156). Ils peuvent s'avérer indispensables dans la mesure où seulement 35% des écoles primaires ont accès à l'électricité en ASS, et 70% des centres de santé<sup>1</sup>. Un exemple de manque de moyens dans le domaine de la santé provient de RDC, où l'hôpital de Mbuji-Mayi (3,4 millions d'habitants, deuxième ville du pays) est entré en grève en janvier 2020 après huit mois sans courant (Taccoen & Legrand, 2020, p.5).

Développées majoritairement au Kenya, en Tanzanie, en Éthiopie et en Ouganda, où elles répondent aux besoins de 15 à 20% des ruraux<sup>2</sup>, les pico-technologies représentent le plus petit des systèmes hors-réseau, le « premier échelon de l'électrification ». Grâce à de jeunes sociétés telles que PowerGen, Devergy et Fenix Intl, elles connaissent un grand succès. Il s'agit surtout de solutions solaires, le pico-PV se caractérisant par des panneaux solaires photovoltaïques légers et compacts capables de générer quelques watts pour alimenter en électricité un large éventail d'appareils portatifs de petite taille (Blimpo & Cosgrove-Davies, *op. cit.*, p.89) ; un kit pico-PV offre des fonctions élargies à l'échelle d'un ménage, avec un équipement complet coûtant entre 100 et 1000 dollars<sup>129</sup>. Quelques start-up est-africaines à la croissance exponentielle ont ainsi développé dans les années 2010 une nouvelle génération de kits solaires composés typiquement d'un module de 5 à 10 watts, d'une batterie et d'un régulateur géré à distance, de deux à trois LED basse consommation et de chargeurs de téléphone (Debeugny & alli., 2017, p.142). Cinq millions de systèmes ont été installés en moins de cinq ans, pour au total 90 millions de personnes utilisant de tels kits<sup>3</sup>. Au Kenya, D. Light Solar System, qui propose ses kits solaires individuels via un système de microcrédit, agit dans une optique humanitaire puisque la société fournit le service à des populations très pauvres de zones marginalisées voire en conflit, en travaillant avec des organisations telles que la Croix-Rouge et Unicef. Les kits sont d'ailleurs distribués en même temps que les soins et la nourriture (Jacquemot & Reboulet, *op. cit.*, p.177). Le succès de ces formes novatrices d'électrification vient finalement questionner le modèle centralisé puisque « l'extension conventionnelle des

---

<sup>1</sup> Scott, 2015, p.6

<sup>2</sup> Jacquemot & Reboulet, 2017, p.157

<sup>3</sup> His & de Gromard, 2017, p.135

réseaux [...] n'a pas réussi en Afrique à répondre à la diversité de sa demande rurale » (Debeugny & alli., *op. cit.*).

À une deuxième échelle, on trouve une « solution [hybride] intermédiaire en cours d'expérimentation » (Maigne & alli., *op. cit.*, p.26), le nanoréseau, qui raccorde physiquement un groupement d'abonnés (3 à 5 foyers) à une source de production solaire collective (production « mutualisée ») grâce à un réseau électrique de quelques dizaines de mètres. Destiné à un usage essentiellement domestique, le concept repose sur les économies d'échelle et l'évolutivité du dispositif au service d'une électrification progressive du territoire (*Ibid.*). Différents nanoréseaux peuvent s'interconnecter et se relayer, voire se raccorder à un réseau de plus grande ampleur tel qu'un micro ou mini-réseau.

Les micro-réseaux, qui alimentent désormais 15 millions d'africains<sup>1</sup>, correspondent à des kiosques ou plateformes énergétiques de taille modeste, avec une puissance de quelques centaines de watts à quelques kilowatts, desservant généralement moins de 150 clients résidentiels ou l'équivalent d'une petite communauté villageoise pour des services domestiques et publics. Également privilégié dans la majorité des cas ici, que ce soit à Madagascar, au Kenya, au Rwanda, en Tanzanie ou en Ouganda, le photovoltaïque dessert une grande quantité d'usages avec les micro-réseaux : recharge de lampes, de téléphones, de batteries ; purification de l'eau ; développement d'activités liées à la photocopie, la réfrigération, la petite irrigation, la première transformation (meunerie, décortiqueuse, batteuse de maïs, rappeuse de manioc, polisseuse de riz) ; stockage post-récoltes ; artisanat, notamment soudure et couture ; accès TV et Internet (Jacquemot & Reboulet, *op. cit.*).

Enfin, les mini-réseaux, à plus petite échelle géographique, sont des systèmes de distribution en réseau basse tension dotés d'un générateur central ou alors fournissant de l'électricité à partir de plusieurs petits groupes électrogènes raccordés uniquement au réseau isolé (Tenenbaum & alli., *op. cit.*, p.27). D'une longueur comprise entre 1 et 10 km en moyenne, les mini-réseaux fonctionnent en autonomie et combinent la production locale à la distribution locale pour fournir de 10 kW à 10 MW, soit des capacités de puissance relativement élevées pour les localités rurales d'ASS. Ils sont physiquement composés d'un ensemble de supports, les poteaux, et de conducteurs, les câbles. D'après Maigne & alli., il n'existe pas de différences significatives entre un mini-réseau basse tension rural et une antenne basse tension urbaine.

Les mini-réseaux comme les centrales hydroélectriques du projet Rhyvière sont installés à l'échelle d'un bourg, pouvant satisfaire la demande d'une dizaine à quelques milliers d'habitants. Près de 1900 mini-réseaux ruraux seraient installés en ASS pour une capacité d'environ 35 MW<sup>2</sup> mais l'on relève de fortes disparités territoriales ; ainsi, « de même que la téléphonie mobile se diffuse en Afrique selon des modalités et un rythme propres à chaque pays, l'accès à l'électricité prendra des chemins différents selon les territoires » (Debeugny & alli., *op. cit.*).

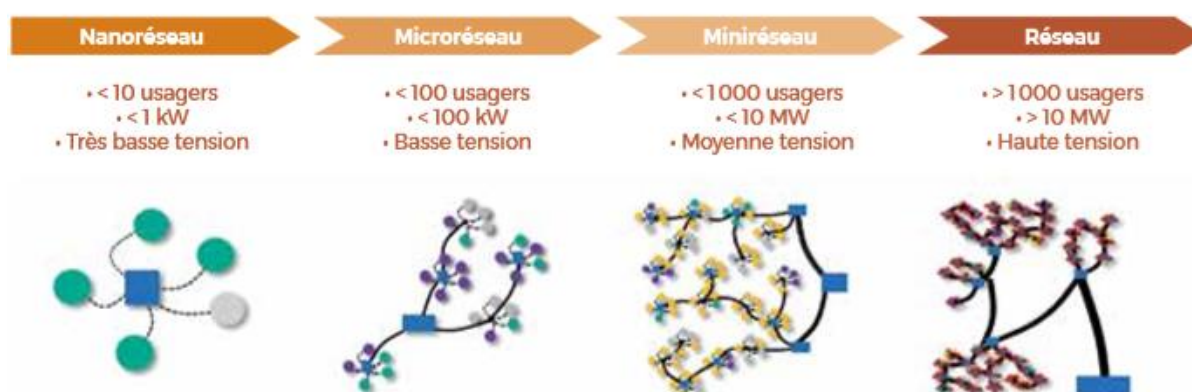
---

<sup>1</sup> Taccoen & Legrand, 2020, p.6

<sup>2</sup> Maigne & alli., 2019, p.334

Figure 18 :

### La logique de densification des nanoréseaux



Source : Nanoé, <https://www.nanoe.net>.

D'après ce schéma issu du rapport de la Fondem (2019), un micro-réseau (basse tension) serait composé de plusieurs nanoréseaux (très basse tension) connectés entre eux et reliés à une source de production centrale. Au sein du processus de densification, le mini-réseau (moyenne tension) prend ensuite le relais lorsque la population à raccorder est plus nombreuse. Ces mini-réseaux laissent imaginer un raccordement progressif au réseau (ADEA, 2015, p.57). On a donc ici le développement de trois systèmes réticulaires, interconnectés ou isolés, contribuant à l'électrification des campagnes africaines, avant que le réseau (haute tension) ne distribue son courant de manière verticale. La solution la plus cohérente dépendant toujours, bien sûr, des caractéristiques du peuplement humain dans la région desservie.

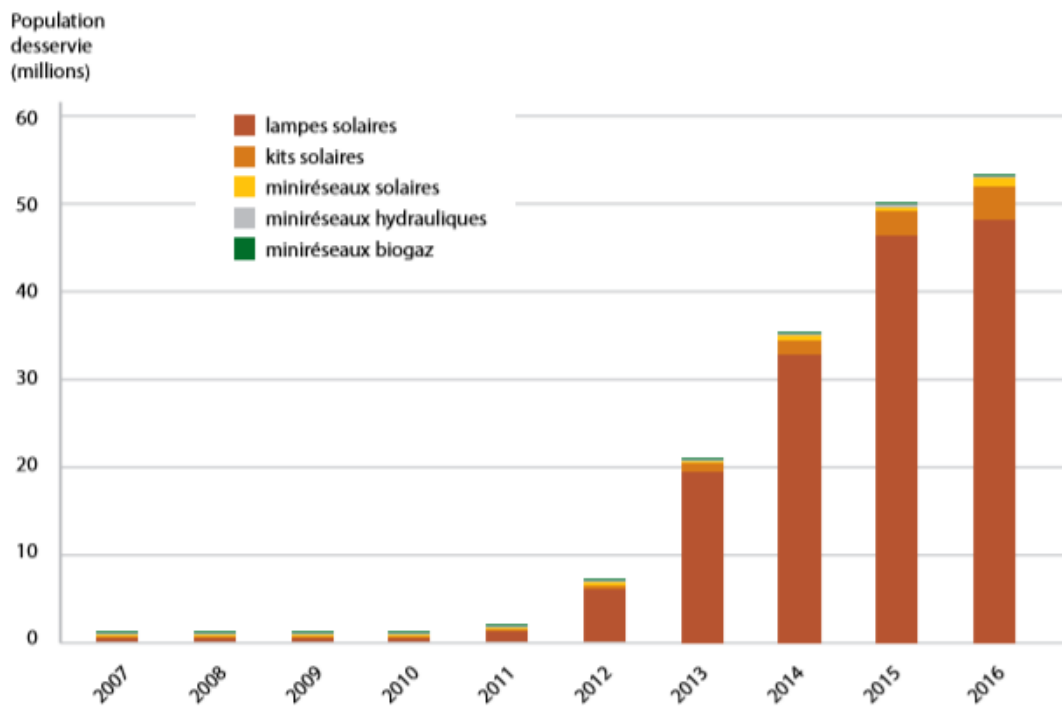
Jacquemot & Reboulet rappellent que nombre de projets font appel en réalité à au moins deux familles de solutions et combinent sous une forme hybride deux ou plusieurs sources d'énergie. Cette méthode peut être un atout dans la mesure où cela empêche le risque que ne se développe une multitude d'initiatives spontanées, à l'écart les unes des autres, qui seraient lancées sans harmonisation ni dialogue ; risque relevé par Debeugny & alli. au regard de l'absence de gouvernance adaptée et de coordination à l'échelle nationale. En Afrique au final, les solutions décentralisées alimentaient 53 millions de personnes en 2016 contre 2 millions en 2011, et leur capacité cumulée est passée de 231 MW en 2008 à près d'1,2 GW en 2017, avec plus des 2/3 (820 MW) pour la technologie solaire<sup>1</sup>. Ce sont essentiellement les lampes solaires qui tirent cette croissance, surtout en Afrique de l'Est : elles équipaient près de 50 millions de personnes en 2016, tandis que 4 millions disposaient d'un *solar home system* (SHS), c'est-à-dire un système solaire individuel, et que plus d'un million étaient alimentés par mini-réseau solaire. La lampe solaire portable est en effet la plus accessible, coûtant environ 10 euros contre 200 à 500 € pour un SHS (Maigne & alli., *op. cit.*, pp.126-127).

<sup>1</sup> IRENA, 2018, cité dans Maigne & alli., 2019, p.126



Figure 19 :

### Population bénéficiant de solutions renouvelables hors réseau en Afrique



Source : IRENA, « Off-Grid renewable energy solutions, Global and Regional Status and Trends » (Abu Dhabi, 2018).

Depuis que les installations *off-grid* se diffusent à grande échelle dans le continent (début des années 2010), les lampes solaires en représentent l'écrasante majorité, portant presque à elles seules cette croissance. Moins adaptés au hors-réseau, les systèmes non solaires restent encore à la traîne.

Il faut cependant insister sur le fait que la diffusion, même accélérée, de lampes solaires ne permet pas d'atteindre l'objectif d'universalité des usages, et c'est donc moins l'électrification que la pré-électrification qui a progressé rapidement (*Ibid*). Cette pré-électrification donne accès à l'éclairage, la recharge de téléphones, la radio et télévision, et d'autres utilisations de faible puissance ; pour réaliser une (réelle) électrification couvrant davantage d'usages, le mini-réseau solaire resterait l'option la plus intéressante en relais de l'extension de réseau, mais son financement n'est pas chose aisée.

Figure 20 :

### ÉCHELLE TRADITIONNELLE DE L'ÉLECTRIFICATION

	Étapes	Source d'énergie	Utilisations
Sans électrification	Étape 0	Éclairage par une flamme de bougie ou de lampe au kérosène	Éclairage
Pré-électrification	Étape 1	Lampes torches/lampes de poche et petits appareils à piles	Éclairage, recharge de téléphone portable et radios
	Étape 2	Batteries de voiture ou moto	Éclairage, recharge de téléphone portable, radios, petits téléviseurs noir et blanc et couleur, et appareils de faible puissance.
	Étape 3	Lanternes/torches alimentées par des cellules photovoltaïques et des kits solaires fournissant de l'électricité à des ampoules à incandescence, lampes fluorescentes compactes ou des lampe à diode électroluminescente (LED), et des petits appareils	Éclairage, recharge de téléphone portable, radios, petits téléviseurs noir et blanc et couleur, et appareils de faible puissance.
	Étape 4	Systèmes photovoltaïques solaires à usage domestique et communautaire	Éclairage, recharge de téléphone portable, petits téléviseurs noir et blanc et couleur, petits réfrigérateurs et autres appareils de faible puissance
Électrification	Étape 5	Mini-réseaux isolés alimentés par de petits générateurs (à énergie fossile, renouvelable et hybride) produisant du courant alternatif pour un réseau local de distribution	Éclairage, recharge de téléphone portable, petits téléviseurs noir et blanc et couleur, ventilateurs, climatiseurs, réfrigérateurs, petits moteurs et pompes électriques
	Étape 6	Mini-réseaux interconnectés au réseau et utilisant des petits groupes électrogènes comme alimentation de secours par rapport à l'électricité du réseau/ou comme source d'approvisionnement du réseau principal en énergie en bloc	Éclairage, recharge de téléphone portable, petits téléviseurs noir et blanc et couleur, ventilateurs, climatiseurs, réfrigérateurs, moteurs et pompes électriques
	Étape 7	Alimentation par un réseau national ou régional	Éclairage, recharge de téléphone portable, petits téléviseurs noir et blanc et couleur, ventilateurs, climatiseurs, réfrigérateurs, moteurs et pompes électriques

Source : Tenenbaum & alli., 2014, p.47

Ce tableau présente certes des défauts relevés par Tenenbaum & alli. (2014, pp.47-48) quant à sa pertinence pour analyser les niveaux d'électrification : il laisse supposer que les échelons se grimpent les uns après les autres dans une « progression normale » alors qu'il est possible pour les ménages de sauter une ou des étape(s) ; il définit les étapes et différentes phases en fonction de moyens énergétiques alors que les technologies évoluent avec le temps ; il ne distingue pas les niveaux de qualité de l'électricité fournie par différents projets utilisant le même procédé, dans un souci de généralisation. Mais cette échelle schématisée de l'électrification a le mérite de poser les bases pour comprendre de manière simplifiée quelles options permettent tel ou tel usage ainsi que l'évolution possible de l'étape 1 à l'étape 7. On passe ainsi de la flamme de bougie ou de la lampe à kérosène très polluante, au réseau régional/national en passant par les lampes individuelles, les pico-PV et les deux formes de mini-réseaux : isolés (*off-grid*) ou interconnectés (*on-grid*). Si l'on s'en tient à ce tableau, c'est la présence d'appareils tels que les ventilateurs, climatiseurs, réfrigérateurs, et les moteurs/pompes électriques qui font passer, grâce aux mini-réseaux, de la pré-électrification à l'électrification. Rappelons tout de même, comme il est souvent dit, que ce sont les premiers kWh fournis qui font la différence la plus significative dans l'amélioration de la vie des populations pauvres grâce à l'électricité.

Aujourd'hui, « plusieurs schémas innovants tentent de résoudre l'équation de la multiplicité des usages sur un territoire » (Maigne & alli., *op. cit.*, p.26). Parmi eux, les kiosques énergie : installés au centre d'une localité rurale, ils offrent divers services aux habitants (recharge de téléphone ou de lampe portable, multimédia, froid, etc.), et associent de la sorte production significative d'électricité et vente de ces services. De tels dispositifs restent généralement propriétés de l'opérateur privé mais sont confiés à un gérant local choisi pour son profil commercial, entrepreneurial, et sa bonne implantation locale (*Ibid*). À noter que des ONG françaises pionnières testent également plusieurs concepts de plateformes énergétiques proposant un accès électrique en même temps que des services comme la recharge de téléphone, cette dernière pratique étant devenue le principal vecteur du processus d'électrification devant l'éclairage. Recharger son téléphone s'est ainsi imposé comme un « marché porteur pour des solutions électriques individuelles » (*Ibid*, p.99) car comme le souligne Jean-Louis Borloo, depuis la révolution des communications dans les années 2000, qui s'est traduite par une diffusion massive des smartphones en ASS, il n'existe désormais que peu de foyers qui sont dépourvus de téléphones portables alors même qu'il faut parfois marcher des kilomètres pour aller le recharger faute de courant électrique. Or, en tant qu'innovation technique et financière, le principe du *pay-as-you-go* associe aujourd'hui électrification et téléphonie mobile, tandis que les start-up développant les kits solaires sont souvent associées à des sociétés de télécoms qui y voient l'opportunité de diversifier leurs activités. « On voit ainsi émerger en Afrique une vraie singularité dans le domaine du microsolaire (kit solaire, batterie et LED) qui, associé à un paiement mobile, représente à lui seul un condensé d'innovations qui bousculent le secteur électrique » (His & de Gromard, 2017, p.137).

Les systèmes *pay-as-you-go* sont des solutions solaires qui « bouleversent les dynamiques de l'électrification rurale » d'après Debeugny & alli. (2017, p.142), alors qu'ils furent d'abord mis en place par les opérateurs de téléphonie mobile, via le concept des cartes prépayées. Le *pay-as-you-go* désigne en fait le système de paiement anticipé d'un service, quel qu'il soit, selon un montant fixé en fonction de l'usage prévisionnel. Dans le cas de l'électricité, les prix sont basés sur le niveau de dépenses traditionnellement dédiées au pétrole lampant ou aux piles. Un dispositif de coupure, bloquant l'usage dès que la balance des prépaiements est épuisée, est intégré à ce modèle qui réduit sensiblement les coûts de distribution et de recouvrement, et qui accorde une place centrale à la téléphonie mobile, le *pay-as-you-go* s'appuyant sur des paiements mobiles journaliers ou mensuels.

Grâce à ce système, qui a pénétré en Tanzanie et au Kenya en 2010, « l'éclairage électrique devient un service abordable pour les populations et rentable pour ses opérateurs » (*Ibid*) ; cela explique que 85% des investissements de l'*off-grid* solaire entre 2012 et 2017 aient été attirés vers le *pay-as-you-go*, qui a mobilisé plus de 210 milliards de dollars en dette et en capital investissement en 2016 contre 20 millions en 2013<sup>1</sup>. L'immense majorité fut destinée à l'Afrique orientale, qui a concentré 86% des ventes *pay-as-you-go* entre 2013 et 2017. À la fin de cette année 2017, M-Kopa et Mobisol avaient électrifié 600 000 foyers chacun (Maigne & alli., *op. cit.*, p.283).

---

<sup>1</sup> Bloomberg New Energy Finance, 2017, cité dans Maigne & alli., 2019, p.175

Carte 14 :

LA DIFFUSION PLANÉTAIRE DU *PAY-AS-YOU-GO*

Mobile money is now available in TWO THIRDS of low- and middle-income countries



De cinq pays accueillant ce mécanisme novateur en 2006 à 92 pays en 2016 : en dix ans, le *pay-as-you-go* s'est diffusé dans près de la moitié des pays du monde. Il est aujourd'hui introduit dans quasiment l'ensemble du continent africain alors que seule la Zambie l'utilisait il y a une quinzaine d'années. À noter également son développement effréné en Amérique latine.

Source : *ClimateScope.org* (cité dans Maigne & alli., 2019, p.285)

Si la carte 14 témoigne de l'intérêt grandissant des investisseurs privés à l'égard du *pay-as-you-go* dans les années 2010, le dispositif est toutefois plus fragile que prévu d'un point de vue économique d'après la Fondem, puisque malgré les perspectives de croissance et les chiffres annoncés par les acteurs impliqués, seule une minorité d'opérateurs atteint le volume critique permettant de trouver l'équilibre financier tout en satisfaisant les investisseurs. En conséquence, les promoteurs se trouvent obligés de réorienter leurs actions vers les zones périurbaines ayant des ressources économiques stables ou croissantes, un faible enclavement et une forte densité de population. Mais cela est dû notamment aux aspirations de ces start-up, dont la priorité ne serait pas de réduire la pauvreté en dépit de ce qu'affiche leur communication : « la rentabilité est *de facto* l'objectif premier des opérateurs PAYG, dont le modèle recherche sa viabilité sans le soutien de subventions et exige l'implication d'investisseurs. Ces derniers, souvent éloignés des problématiques sociétales des populations rurales, exigent un retour sur investissement plus ou moins rapide » (Maigne & alli., *op. cit.*, p.287). Le *pay-as-you-go* a donc des failles assez profondes pour le développement de l'ERD : il n'est pas aussi rural que prévu étant donné que les opérateurs sont parfois conduits à se détourner des campagnes et donc à s'éloigner de leurs promesses initiales d'inclusion, il ne couvre que les besoins domestiques à forte valeur d'usage, et enfin la dépersonnalisation de sa vente empêche les interrelations entre agents et clients, ce qui peut être problématique dans des territoires où le contact humain revêt traditionnellement une importance majeure (*Ibid*).

Ni les *solar home system* ni le *pay-as-you-go* ne permettront donc à eux seuls d'électrifier l'Afrique rurale de manière inclusive. C'est pour cela que « de nouvelles stratégies doivent [...] être envisagées pour réduire les inégalités d'accès » (Jacquemot & Reboulet, *op. cit.*, p.181). Selon l'AIE, pour que 140 millions d'africains supplémentaires aient accès à l'électricité par le biais des mini-réseaux, il faudrait installer entre 4000 et 8000 mini-réseaux par an pendant 25 ans (*Ibid*), ce qui est loin des tendances actuelles. Le continent nécessite des politiques encadrantes clairement définies, faute de quoi les projets solaires *off-grid* et *mini-grid* portés par le privé ne viendront que ponctuellement s'ajouter à des extensions de réseaux nationaux en excluant un grand nombre de régions et d'utilisateurs (Debeugny & alli., *op. cit.*, p.148). Pour

Aubin (2019), les nouvelles technologies (batteries, *net metering*, SHS, prépaiement digital, *blockchains*, mini-réseaux, solutions mutualisées avec les usages productifs de l'électricité) permettent d'inventer de nouveaux modèles d'approvisionnement décentralisés pour les populations, les consommateurs privés, mais aussi d'améliorer l'efficacité des réseaux. C'est tout l'enjeu des *smart grids* (réseaux intelligents), qui ajustent les flux d'électricité entre fournisseurs et consommateurs en temps réel grâce aux technologies informatiques de pointe. La gestion s'en trouve améliorée grâce aux informations collectées sur l'état du réseau car les *smart grids* contribuent à une adéquation entre production, distribution et consommation. « Ainsi énergéticiens privés ou publics et opérateurs télécoms s'associent-ils pour développer des solutions multiservices accélérant l'accès à l'électricité et ses usages productifs tels que connectivité et électricité, paiements digitaux et solutions individuelles d'énergie, abonnements télécoms et énergie mutualisés, etc. » (Aubin, 2019, p.185). L'offre ne fait donc pas défaut, ni en quantité ni en qualité (ni d'ailleurs dans une perspective de transition écologique au regard des ressources durables), puisque le panorama du *bottom-up* est très diversifié. Mais si les nouvelles technologies énergétiques sont de plus en plus diffusées, et bien que les systèmes décentralisés connaissent de réelles avancées dans les territoires d'ASS, l'exploitation de sources renouvelables dont ils dépendent requière capacités budgétaires suffisantes chez les usagers et financements adéquats chez les prestataires.

Par conséquent, dans les faits, 530 millions de personnes sur le continent n'auront pas d'autre choix que de compter sur les installations hors-réseau en 2040<sup>1</sup>, et en 2050, entre 250 et 400 millions de subsahariens devraient encore être privés d'électricité<sup>2</sup>. Surtout, le groupe électrogène diesel restera incontournable dans un avenir proche sur le marché – informel – africain. D'après une étude de *Jeune Afrique*, dans les zones isolées subsahariennes, 95% du courant provient de tels appareils<sup>3</sup>. Shanker (2012) estime que ces groupes diesel représentent une solution de référence pour différentes raisons, notamment le faible coût d'investissement pour une unité de production et le fait que, cette technologie étant éprouvée, les compétences nécessaires à son entretien sont présentes partout, ce qui évite les coûts de formation nécessaires pour l'implantation de technologies moins développées jusqu'ici.

---

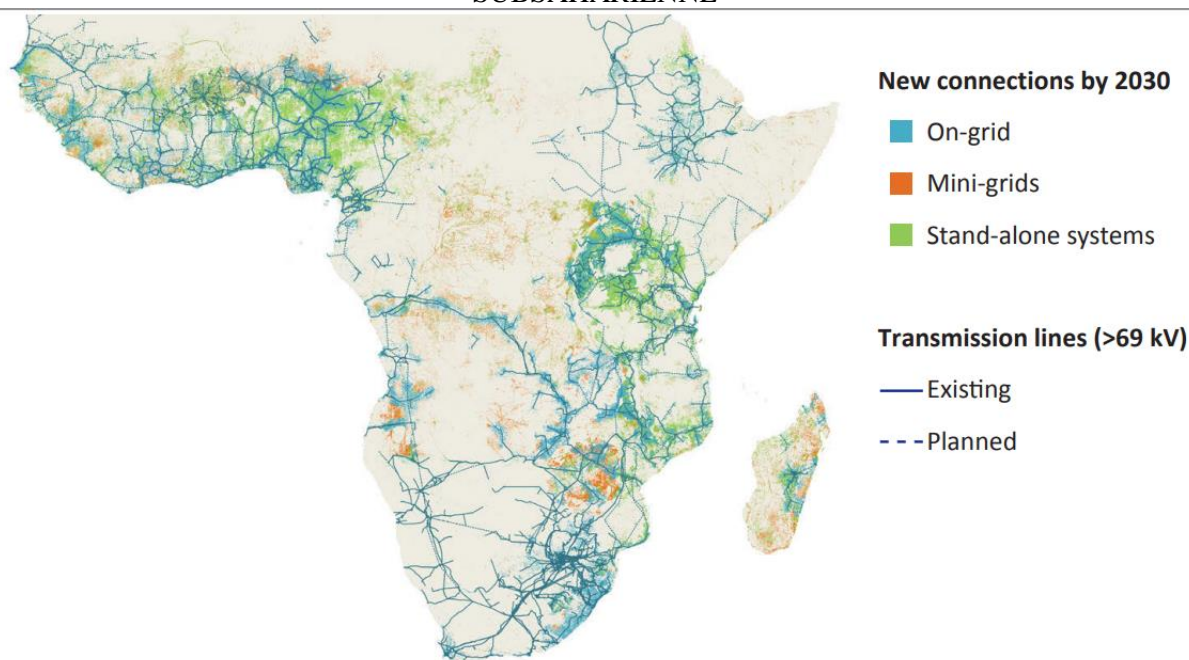
<sup>1</sup> Jacquemot & Reboulet, 2017, p.181

<sup>2</sup> ADEA, 2015, p.11

<sup>3</sup> Taccoen, in *Energy for Africa*, mai 2018, p.12

Carte 15 :

## LES DIFFÉRENTS MOYENS D'ACCÈS À L'ÉLECTRICITÉ POUR L'AVENIR DE L'AFRIQUE SUBSAHARIENNE



Source : AIE, « Africa Energy Outlook 2019 », p.209

Cette carte tirée du rapport de l'AIE « Africa Energy Outlook 2019 » démontre l'importante quantité de nouveaux systèmes électriques individuels (en vert) d'ici 2030 dans les pays d'Afrique de l'Est (Kenya, Ouganda, Tanzanie, Rwanda, Mozambique) mais aussi en Afrique de l'Ouest, notamment au Nigéria, par rapport à une Afrique australe davantage raccordée aux réseaux (en bleu), tout comme l'Éthiopie, exception est-africaine, s'appuie beaucoup sur le *on-grid* comme on peut l'observer. Les mini-réseaux (en orange) sont eux assez éparpillés mais on peut relever leur forte présence au Zimbabwe, en RDC et dans le Sud-Ouest de l'Angola.

En 2030, 80% de la population mondiale hors-réseau se situera en Afrique.

En définitive, le continent africain, bon dernier en termes d'accès à l'électricité, a vu se développer un vaste marché de vente de multiples services électriques ces dix-quinze dernières années, qui est né de la « vulgarisation rapide » des équipements de production solaire (due à la baisse des prix du PV) et des récepteurs à haute performance, ainsi que de la demande croissante de populations rurales lassées d'attendre un hypothétique raccordement au réseau (Maigne & alli., 2019, p.104). Le panel de solutions modernes d'électrification, nombreuses et de plus en plus éprouvées d'après l'ADEA, s'est en effet considérablement diversifié, pour couvrir de nos jours une large gamme de puissance, d'usages et de coûts, pouvant donc répondre à différentes situations et à tous les niveaux de demande (Debeugny & alli., 2017, p.143). Toutefois, les dispositifs modernes, dont le coût n'est pas toujours à la portée de tous, ne sont pas dépourvus d'inconvénients majeurs, à commencer par le *pay-as-you-go*, qui semble bien s'appuyer davantage sur l'intelligence des smartphones que sur le capital humain. Un élément qui encourage Maigne & alli. à prendre des pincettes car seul « l'avenir confirmera si un tel dispositif, qui fait peu de place au facteur humain et repose sur la fiabilité de composants électroniques très dispersés géographiquement, est réellement adapté aux territoires ruraux

subsahariens » (*op. cit.*, p.281). De plus, l'enjeu est d'éviter au maximum d'avoir affaire à un éventail d'options technologiques distantes et éparpillées, alors qu'elles sont censées être complémentaires, puisqu'aucune ne permettra à elle seule de passer du zéro accès à la pré-électrification puis à l'électrification performante. En somme, « leur juxtaposition aléatoire sur un même territoire, sans vision ni cohérence d'ensemble, produit parfois des effets pervers » (*Ibid*, p.260). Il va de soi que le choix de la meilleure solution électrique pour une localité rurale africaine précise doit être mûrement réfléchi, fondé sur des études empiriques, et adapté aux caractéristiques du terrain (sociales, économiques, juridiques, géographiques, climatiques, météorologiques, géopolitiques, sécuritaires). Car « il ne suffit pas d'avoir du soleil ou de la biomasse pour équiper avec succès des villages entiers. Le recours à l'une ou l'autre de ces technologies dépend beaucoup – pour ne pas dire prioritairement – du type d'habitat (nature, densité du groupement) et surtout du type de besoins à couvrir, lesquels peuvent être très différenciés : petite ou grosse puissance ; usage domestique, économique ou collectif ; public et social ou commercial » (Heuraux, 2010, p.207).

Sur l'île de Madagascar, le large réseau hydrographique semble être de bon augure pour un recours conséquent à la pico-hydroélectricité. Pourtant, 73% de la production électrique totale du pays se fait encore à base de fioul<sup>1</sup>, ce qui revient cher, et la capacité de production annuelle du pays n'est que de 417 MW pour un territoire de 587 000 km<sup>2</sup>. Tandis que les centrales hydroélectriques malgaches datent encore de la colonisation française, la priorité dans cet État insulaire pauvre va désormais moins aux grands barrages qu'aux micro et mini-réseaux décentralisés pour que l'hydraulique apporte l'énergie électrique à chacune des vingt-deux régions.

---

<sup>1</sup> *Le Monde*, 15/10/2019



### 2.2.3. À Madagascar, des investissements privés encore insuffisants pour pallier le déficit d'une des économies les moins avancées d'Afrique

La cinquième plus grande île au monde, Madagascar, située à 400km des côtes mozambicaines dans l'Ouest de l'Océan Indien, possède d'indéniables atouts pouvant potentiellement permettre son émergence économique. Parmi eux, le patrimoine naturel, d'un côté, devrait grandement encourager le secteur du tourisme puisque le pays jouit sur ce point d'une des plus importantes richesses de la planète : détenant 5% de la biodiversité mondiale, l'île abrite de nombreuses espèces de faune et de flore endémiques, et compte au total 15 types d'écosystèmes terrestres et 26 types d'écosystèmes marins<sup>1</sup>. D'un autre côté, les ressources minérales – commercialisables – sont très variées et abondent dans le sous-sol malgache : argent, béryllium, chromite, cobalt, colombite, cuivre, fer, ilménite, manganèse, mascagnite, nickel, or, pierres précieuses comme les saphirs et rubis, platine, tourmaline, zirconium. En 2018, on retrouvait ainsi le nickel brut (12%), le cobalt (7%) et l'or (3%) au sein des plus importantes exportations du pays aux côtés de la vanille (27%) et des clous de girofle (4,6%), avec respectivement 429 millions de dollars, 234 millions et 110 millions pour les trois minerais (contre 945 millions pour la vanille, produit alimentaire phare de Madagascar)<sup>2</sup>.

Et pourtant, la « Grande Île » se caractérise par l'un des plus faibles PIB au monde, de l'ordre de 14 millions de dollars (US courants) en 2019, faisant d'elle la 129<sup>ème</sup> économie de la planète, et par un PIB par habitant de seulement 522 dollars, soit le huitième plus faible d'ASS<sup>3</sup>. Madagascar était classée 132<sup>ème</sup> sur 141 pays au classement « The Global Competitiveness Report 2019 » du *World Economic Forum*, et 46<sup>ème</sup> sur les 54 États d'Afrique en termes de développement humain par l'Indice Mo Ibrahim (2018). Le pays connaît en effet une grave situation d'extrême pauvreté puisque pas moins de 77% de la population est concernée<sup>139</sup>, soit presque 21 millions d'habitants sur une population totale de 27 millions. Cela s'explique par le fait que le milieu rural, où vit 63% des malgaches, est le plus affecté par la pauvreté. En somme,

---

<sup>1</sup> Site Internet du Programme des Nations Unies pour le Développement (PNUD) (<https://www.mg.undp.org/content/madagascar/fr/home/about-us/>)

<sup>2</sup> Données du Site Internet 'The Observatory of Economic Complexity'

<sup>3</sup> Données de la Banque mondiale



la Banque mondiale soulignait en 2013 que Madagascar était d'un point de vue économique le moins performant de tous les pays du monde qui sont en paix, avec une croissance trop faible et « insuffisamment partagée ».

Cette situation entraîne bien sûr un grand retard dans l'électrification de l'île, particulièrement dans les campagnes puisque le taux d'accès rural n'est que de 12% contre 46% en ville, pour un taux d'accès à l'électricité global de 25%<sup>1</sup>. Comme dans beaucoup de régions subsahariennes, le manque d'accès à ce service essentiel conduit à une grosse dépendance au charbon de bois en tant que ressource énergétique ; cela accroît dès lors la déforestation alors que plus de 20% du territoire malgache est recouvert de forêts (environ 13 millions d'hectares) mais que la forêt tropicale humide occupait auparavant plus du double de sa surface actuelle, qui est de 8% de la superficie malgache. Par conséquent, la diminution de ce couvert forestier, qui s'étend notamment sur toute la bande littorale de l'Est du territoire, constitue l'une des déforestations les plus alarmantes du monde tropical d'après l'Institut de Recherche pour le Développement (IRD). Historiquement corrélée au développement des grandes villes du pays approvisionnées par le bois-énergie, à savoir Toliara depuis les années 1960 et Antananarivo depuis les années 1970 (Blanc-Pamard & Ramiarantsoa, 2003, p.363), la consommation de cette ressource – par habitant – représentait 76,5% de la consommation énergétique totale en milieu rural en 2015 selon les estimations de l'*African Energy Commission* (AFREC) ; la biomasse représentant en tout cette même année 99% de l'approvisionnement énergétique national. Madon (2017) précisait que les plantations d'eucalyptus approvisionnent en charbon de bois la capitale Antananarivo, où plus de 80% des ménages utilisent encore cette ressource<sup>2</sup>. Puisque celle-ci continue d'offrir le prix le plus compétitif étant donné la facilité de prélèvement d'une matière première dont l'exploitation ne demande pas d'entretien, les alternatives comme le gaz et les EnR restent trop insignifiantes, malgré un potentiel de réserves gazières situées notamment dans le Canal de Mozambique, à l'Ouest de l'île, qui restent sous-exploitées à l'heure actuelle. Pourtant selon Heuraux, l'insularité malgache en fait « un marché à part, susceptible d'intéresser les grands groupes industriels et énergétiques, même si l'instabilité politique reste un frein à l'investissement » (2010, p.319). Cette instabilité résulte de la crise politique de 2009, débutée par des manifestations populaires contestant la hausse des prix ainsi que les pratiques frauduleuses du président Marc Ravalomanana (en fonction de 2002 à 2009), et qui s'est poursuivie par des émeutes ayant fait des centaines de morts. Elle a finalement abouti à la pire crise économique de l'histoire malgache à cause de l'arrêt de l'aide financière et des investissements étrangers, la communauté internationale ayant en effet condamné la prise de pouvoir d'Andry Rajoelina, président *de facto* de 2009 à 2014 et à nouveau à la tête du pays aujourd'hui. L'État s'est donc retrouvé dans l'incapacité de mener à bien les réformes nécessaires pour soutenir la politique d'accès à l'électricité (Cerqueira & alli., 2019, p.38).

En 2015, la production hydroélectrique (58%) et la production thermique (42%) au gasoil ou au fioul ont atteint respectivement presque un million de MWh et 600 000 MWh dans le pays. Mais si la génération d'électricité de la part de la Jirama, la compagnie nationale, repose exclusivement sur les centrales exploitant ces deux ressources en augmentation linéaire, la part

---

<sup>1</sup> AIE, « World Energy Outlook 2019 »

<sup>2</sup> Louvel & de Gromard, 2017, p.232

de l'hydroélectricité dans le mix de Madagascar est en baisse constante depuis plus de vingt ans, étant passée de 80% en 1997 à 60% en 2015<sup>1</sup>. Le rapport du Gret « Des turbines et des hommes » (2019) souligne pourtant qu'il est possible d'un point de vue technique de répondre à une grande partie de la demande en électricité sur le territoire à partir des seules ressources hydrauliques. En effet, Madagascar dispose d'un potentiel hydroélectrique tout à fait notable : on parle de 22 GW, bien que « seulement » 10 GW seraient économiquement exploitables (Heuraux, *op. cit.*). En dehors du Mangoky (714 km) au Sud et du Betsiboka (525 km) au Nord, les débits importants sont ceux des fleuves du Nord et des hauts plateaux centraux (Mahavavy, Sambirano, Ikopa), tandis qu'ils sont courts, rapides et jonchés de cascades à l'Est (Maningory, Mangoro) contrairement aux longs cours d'eau de l'Ouest. De nombreux sites hydroélectriques potentiels sont ainsi répartis assez équitablement sur le territoire, et notamment certains de grande capacité (plus de 100 MW) situés à proximité des centres urbains (Antananarivo, Antsirabe, Toamasina, Fianarantsoa) et des zones industrielles qui consomment le plus<sup>2</sup> (Rakotomalala, 2013, p.47). Mais malgré un coût de revient plus rentable pour cette solution que pour les centrales thermiques, le parc hydroélectrique malgache ne s'est pas développé depuis 1982 (Heuraux, *op. cit.*).

Les pertes – en valeur relative – de l'hydraulique dans le réseau national profitent au secteur thermique, qui accroît sa production grâce à la location de groupes électrogènes palliant les défaillances chroniques du système. Sous les pressions sociales et politiques, la Jirama n'a en effet d'autre choix, pour fournir une électricité fiable, que de recourir à ces équipements thermiques qui alimentent aujourd'hui une bonne partie des lignes électriques – avec de lourdes conséquences sur les finances de l'entreprise (Cerqueira & alli., *op. cit.*). En cause notamment les faibles capacités installées des quelques installations solaires ou de biomasse qui ont vu le jour depuis le début des années 2010 (*Ibid*).

Le territoire malgache est vaste et doté d'un mauvais réseau routier, donc difficile à gérer pour une société publique qui électrifie au total 114 localités<sup>3</sup>. Le pays est administrativement divisé en vingt-deux régions (*faritra*) réparties dans six provinces (*faritany*) que la Constitution de 2010 a conservé malgré le découpage régional en 2004 : provinces d'Antananarivo autour de la capitale au centre, de Mahajanga au Nord-Ouest, d'Antsiranana à la pointe Nord de l'île, de Toamasina à l'Est, de Fianarantsoa au Sud-Est, et de Toliara au Sud et à l'Ouest. S'appuyant sur un réseau interconnecté autour des grandes villes d'Antananarivo, Toamasina et Fianarantsoa, et sur une centaine de réseaux isolés dans les capitales de départements<sup>4</sup>, la Jirama ne peut desservir que 570 000 abonnés<sup>146</sup> alors que Madagascar compte 27 millions d'habitants. Elle gère des mini-réseaux thermiques, coûteux en carburant, qui électrifient la plupart des villes secondaires rurales ; mais le Gret assure qu'avec une croissance démographique de 3% par an, il faudrait réaliser au moins 14 000 branchements par an pour conserver le taux d'électrification actuel, et bien davantage pour l'augmenter dans les zones non couvertes par la

---

<sup>1</sup> Cerqueira & alli., 2019, p.34

<sup>2</sup> Les 1000 clients industriels de Madagascar consomment à eux seuls près de 37% de la production électrique totale (Cerqueira & alli., 2019, p.31).

<sup>3</sup> Site Internet de la Jirama (chiffres de 2019)

<sup>4</sup> Cet échelon de l'administration territoriale n'a pas été pris en compte dans la Constitution de 2010, qui se cantonne aux provinces, régions et communes.

Jirama. Or, le nombre de nouveaux raccordements, qui n'était que de 7300 par an en moyenne entre 2006 et 2015, semble désormais baisser (Cerqueira & alli., *op. cit.*). Un enjeu majeur pour la compagnie d'État, dont la dette s'élève aujourd'hui selon la Banque mondiale à 400 millions d'euros pour des pertes de près de 75 millions (*Le Monde*, 15/10/19). Bien qu'elle détienne plus de 110 centres de production électrique, la Jirama n'intervient que dans 66 des 232 communes urbaines<sup>1</sup> alors qu'elle est censée être la première société de distribution d'électricité et d'eau sur l'île.

Conséquence de ces difficultés criantes et du manque de moyens, le réseau n'a pas évolué depuis au moins quarante ans à Madagascar (*Ibid*) alors que les tracés des lignes électriques se concentrent souvent sur le centre des localités, au détriment des familles qui en sont éloignées (Cerqueira & alli., *op. cit.*, p.9). Il y a 400 km de lignes haute tension et 1000 km de lignes moyenne tension pour un territoire grand comme la France métropolitaine et la Suisse réunies, à comparer avec les 105 000 km de seules lignes à très haute tension en France. Désormais, le ministère de l'énergie promet l'installation sur la « Grande Île » d'au moins 1100 km de lignes ces cinq prochaines années pour atteindre 50% d'électrification, parallèlement à l'élaboration de Plans communaux afin de fournir un accès dans les 17 000 *fokontany*, plus petites divisions territoriales malgaches. Néanmoins, la durée du mandat présidentiel dans le pays, qui est de cinq ans, constitue selon le journal *Le Monde* un problème majeur d'intérêt politique puisqu'aucun dirigeant ne voudrait s'investir dans la construction d'une infrastructure importante s'il ne peut pas l'inaugurer officiellement en tant que chef de l'État. Il y aurait donc un lien entre l'absence d'initiative de grande envergure dans le secteur électrique et le risque de non-réélection pour les présidents de Madagascar, ce qui traduit des conflits d'intérêt de premier plan dans un contexte critique. Comme l'expliquent en effet Cerqueira & alli., les crises politico-économiques du tournant des années 2000 et 2010 ont fragilisé l'État et entraîné une baisse drastique du budget dédié à l'électricité, « tant pour l'investissement dans de nouvelles infrastructures électriques que pour l'entretien des infrastructures existantes, conduisant à une dégradation croissante des réseaux » (*op. cit.*, p.53).

---

<sup>1</sup> Cerqueira & alli., 2019, p.47

Carte 16 :

# LES RÉSEAUX DANS L'ESPACE GÉOGRAPHIQUE ET POLITIQUE MALGACHE



- |                           |                          |   |
|---------------------------|--------------------------|---|
| Principaux fleuves        | Limite de province       | Limite de région                          |
| Couvert forestier en 1953 | Province d'Antananarivo  | <b>Melaky</b> Nom de région               |
| Couvert forestier en 1990 | Province de Mahajanga    | Principales villes                        |
| Couvert forestier en 2014 | Province d'Antsiranana   | Réseaux électriques                       |
|                           | Province de Toamasina    | Chemin de fer                             |
|                           | Province de Fianarantsoa | Site hydroélectrique du projet Rhyvière I |
|                           | Province de Toliara      |   |

Source des données : <http://download.geofabrik.de/africa/madagascar.html> ; [igismap.com](http://igismap.com) ; <https://datacatalog.worldbank.org/dataset/madagascar-electricity-transmission-bioscenemada.cirad.fr> ; <https://datacatalog.worldbank.org/dataset/madagascar-electricity-transmission-bioscenemada.cirad.fr>

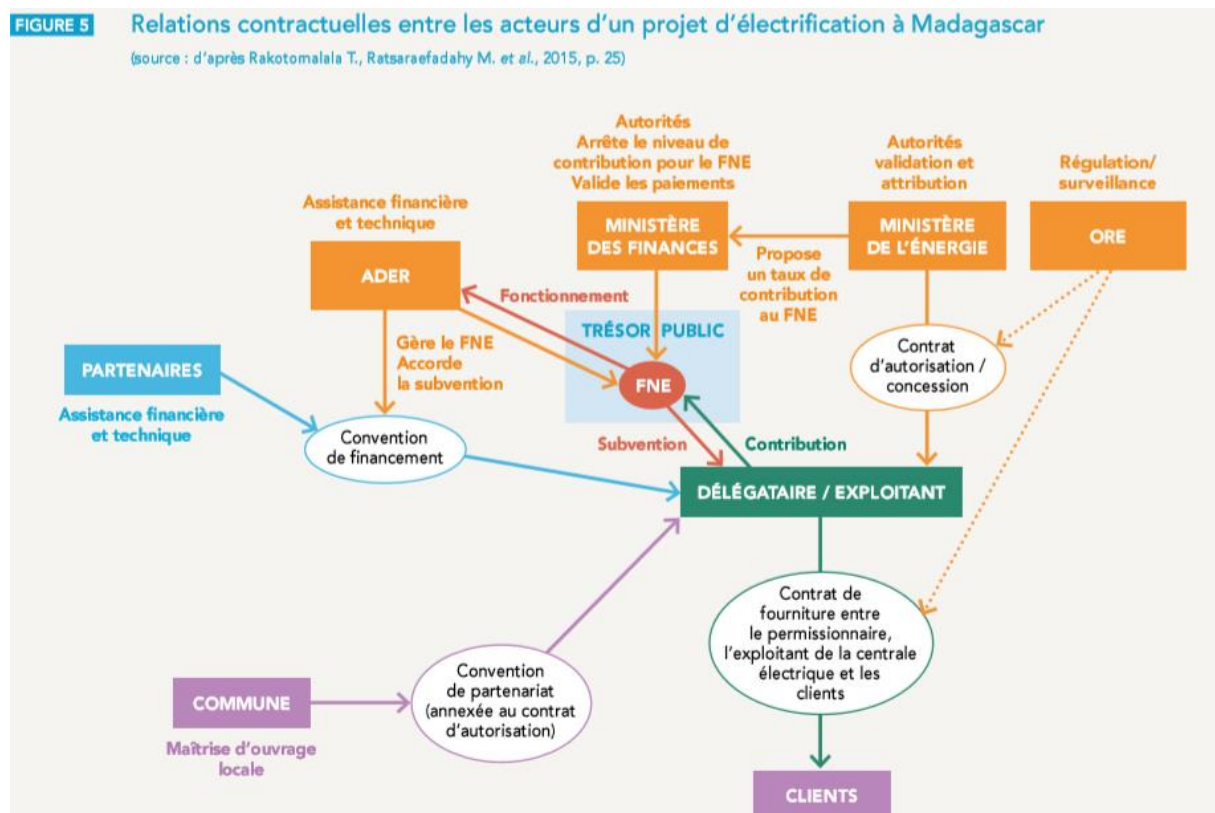
Madagascar est le 46<sup>ème</sup> État africain sur 54 dans le classement Ibrahim (2018) pour les infrastructures et le 43<sup>ème</sup> en termes de fiabilité du réseau électrique. Peu étonnant lorsque l'on sait que le pays a subi plus de 12 000 coupures dues à des pannes en 2015, essentiellement sur le réseau basse tension (qui alimente les moins aisés des consommateurs), pour au total près de 730 000 heures de coupures de service ; cela représente l'équivalent de plus de 80 réseaux isolés non fonctionnels durant toute une année, soit les 2/3 des sites desservis par la Jirama (Cerqueira & alli., 2019, p.31). Les causes des pannes électriques (centrales hydrauliques au ralenti en saison sèche et en période de sécheresse, incidents techniques en saison des pluies et en cas d'inondations, manque de carburant, etc.) viennent en grande partie du changement climatique car ce phénomène touche très durement Madagascar, troisième pays au monde le plus vulnérable aux dérèglements d'après le Programme des Nations Unies pour le Développement (PNUD). L'île est ainsi très exposée aux cyclones, sécheresses et inondations, c'est-à-dire des catastrophes naturelles ayant un impact direct sur l'approvisionnement énergétique.

Afin de (re)lancer le secteur électrique malgache, la concurrence fut autorisée dès 1998 lorsque le gouvernement encouragea pour la première fois les IPP à développer des projets hydroélectriques. Dans la lignée furent créés, la décennie suivante, l'Office de régulation de l'électricité (ORE) et l'ADER, dont le rôle a depuis pris de l'importance puisqu'elle serait maintenant reconnue comme l'acteur clé de l'électrification rurale sur la « Grande Île », constituant selon le Gret l'interlocuteur privilégié des bailleurs de fonds internationaux. Mais l'ADER ne garde tout de même qu'une faible capacité de suivi et de contrôle en réalité, et force est de constater que la crise nationale l'a privé des ressources nécessaires à sa tâche (*Ibid*, p.10). Dès lors, l'électrification du pays avance surtout grâce à l'aide de partenaires extérieurs tels que le Gret ou Électriciens sans frontières, ONG française participant au développement de solutions énergétiques à Madagascar. Cette structure a lancé le projet Café Lumière entre 2016 et 2019 dans le centre de l'île, en partenariat avec les collectivités locales et un opérateur privé. Il consiste en la mise en place de plateformes énergétiques hybrides, situées entre le kit individuel et le mini-réseau, qui fournissent différents services à un village grâce au solaire (Maigne & alli., 2019, p.325).

Mais c'est surtout le projet du Gret Rhyvière I (Réseau hydroélectrique villageois et protection de l'environnement), ayant permis d'électrifier huit communes dans deux régions orientales du pays (Atsinanana et Vavovavy-Fitovinany) grâce à trois centrales hydroélectriques de moins de 500 kW, qui a obtenu des résultats encourageants. D'après le rapport de 2019, cette initiative a prouvé que la petite hydro est une solution viable pour l'accès à l'électricité hors-réseau à Madagascar. Elle fonctionne via une concession dite *Build-Operate-Transfer* (BOT), c'est-à-dire que la construction, une partie du financement, l'exploitation et l'entretien des infrastructures sont confiés à un opérateur en échange d'une rémunération issue des tarifs payés par les usagers du service. Cela a permis à Rhyvière I (2007-2015) – en attendant l'achèvement d'une seconde initiative en cours – de répondre à ses trois objectifs : premièrement, développer l'utilisation locale de petits réseaux hydro ; deuxièmement, contribuer à l'amélioration du cadre de vie et au développement économique des zones rurales malgaches par un accès électrique durable sur la base de PPP ; enfin, contribuer au renforcement de la professionnalisation des acteurs privés et institutionnels de l'ERD malgache.

Cependant, si ce projet, financé en bonne partie par la Facilité Énergie de l'UE, a su passer outre les obstacles initiaux, les schémas d'acteurs sont complexes en général en raison du rôle très flou, car peu défini, de chacun dans l'ERD locale et des conflits d'usage qui en découlent. « La répartition des responsabilités entre les opérateurs et la compagnie est sujette à controverse, car elle favorise cette dernière en lui laissant le soin d'électrifier les sites isolés les plus importants, et donc potentiellement les plus rentables, dont elle ne cède pas les concessions aux opérateurs privés. Ces derniers ne peuvent donc qu'électrifier des sites isolés de taille plus petite, moins rentables. Il serait pourtant plus intéressant pour la Jirama d'abandonner les réseaux isolés, dont la gestion est trop compliquée pour une structure aussi centralisée, et trop lourde d'un point de vue financier, et de les laisser aux opérateurs privés. Cela lui permettrait de se concentrer sur le réseau interconnecté. » (Cerqueira & alli., *op. cit.*, p.41). Tel est l'avis du Gret, qui synthétisait les relations entre acteurs à travers le schéma suivant.

Figure 21 :



Cette figure démontre la complexité de l'organisation de l'électrification rurale malgache entre ses différents protagonistes, qui nouent différents types de liens : assistance technique et financière, aide via des subventions, appui via une contribution, délégation de services, contrats d'autorisation ou de concession.

Grâce au Fonds national de l'électricité (FNE), l'ADER ou le ministère des finances appuient le délégataire qui alimente ensuite les clients ; mais le contrat d'autorisation/concession est délivré par le ministère de l'énergie sous la surveillance de l'ORE. Des partenaires extérieurs ainsi que les communes peuvent aussi soutenir, via une convention, l'exploitant du service électrique qui est subventionné par le FNE, lui-même géré par l'ADER. Le FNE est en théorie alimenté par une taxe prélevée sur les factures des abonnés consommant plus de 20 kWh/mois (Cerqueira & alli., 2019, p.39).

Ce schéma ne fait cependant aucune distinction entre opérateurs publics et privés, alors qu'ils ne procèdent pas réellement à la même électrification.

Source : Cerqueira & alli., 2019, p.51



Des différends autour d'un projet d'ERD peuvent d'autre part émaner du rôle limité que l'on accorde aux communes, qui n'occupent aucune place officielle dans la législation du pays autour du secteur électrique. Elles n'ont souvent qu'à obtenir les droits fonciers (*Ibid*, p.65) alors que c'est bien à l'échelon local que s'opère l'électrification rurale, accordant normalement de manière « naturelle » une importance de choix aux autorités publiques à fine échelle. Cerqueira & alli. rappellent que la pérennité du réseau est liée à la capacité des usagers à revendiquer leurs droits mais également à la volonté de la commune de faire perdurer le service. C'est en cela aussi que le projet Rhyvière s'est avéré décisif car il a valorisé la participation des collectivités locales, tout comme il a mis en évidence, une fois de plus, l'intérêt de mobiliser le secteur associatif et particulièrement les ONG. En raison de leur connaissance des enjeux locaux, celles-ci sont de plus en plus sollicitées par des entreprises souhaitant nouer des partenariats car elles peuvent servir d'intermédiaires sociaux. Ces organisations font ainsi figure de prestataires de services tout en assurant le respect de valeurs environnementales et sociales : « en mesure de tester de nouvelles formes d'organisation de gestion de l'énergie moins capitalistiques et plus coopératives, les ONG restent indispensables pour innover et inventer un monde moins inégalitaire » (*Ibid*, p.11), alors que les inégalités d'accès entre régions et/ou entre catégories socioéconomiques sont frappantes à Madagascar.

*Figure 22 :*

**TABEAU 1 Répartition des ménages selon la source d'éclairage, par quintile de consommation**  
(source : d'après Instat, 2013, p. XII)

QUINTILE DE CONSOMMATION	ÉLECTRICITÉ	GÉNÉRATEUR	PÉTROLE LAMPANT	BOUGIES	AUTRES	TOTAL
Plus pauvres	0,7 %	1,8 %	88,5 %	1,2 %	7,9 %	100 %
2 <sup>e</sup> quintile	3,5 %	2,1 %	83,7 %	1,9 %	8,9 %	100 %
3 <sup>e</sup> quintile	7,7 %	2,0 %	79,8 %	3,3 %	7,3 %	100 %
4 <sup>e</sup> quintile	23,4 %	2,2 %	63,9 %	5,0 %	5,5 %	100 %
Plus riches	57,3 %	1,7 %	34,2 %	4,1 %	2,7 %	100 %
Ensemble	18,7 %	2,0 %	69,8 %	3,1 %	6,4 %	100 %

Seulement 0,7% et 3,5% des ménages des deux quintiles les plus pauvres, qui représentent 40% de la population malgache, s'éclairent à l'électricité. Sept habitants sur dix, et 88,5% parmi les plus pauvres, utilisent le pétrole lampant dans un pays où même au sein des plus riches – ou plutôt des moins pauvres –, seulement 57% s'éclairent à l'électricité. Le raccordement électrique reste donc un privilège, un « produit de luxe » selon *Le Monde*, réservé aux plus aisés sur l'île, qui est très inégalitaire à ce niveau.

L'absence de cadre réglementaire explicite, et le flou autour du rôle des différents acteurs, freinent considérablement les avancées et imposent de tempérer l'optimisme, ou l'ambition, du gouvernement. Malgré le potentiel colossal en termes d'énergie hydraulique, la réforme de la fin des années 1990 n'a pas véritablement enclenché une hausse des investissements privés en raison des difficultés d'accès aux financements et de la lourdeur des procédures d'attribution

Source : Cerqueira & alli., 2019, p.33



des concessions, autant de contraintes inhérentes à l'ERD sur l'île ; seulement 18 millions de dollars ont été investis entre 2000 et 2014, soit à peine plus d'un million par an<sup>1</sup>. Du côté de la Jirama, le passage d'un statut de société d'État à celui de société commerciale, en discussion depuis plusieurs années, n'est toujours pas effectif (Cerqueira & alli., *op. cit.*, p.41). Si certes la libéralisation du secteur de l'électrification rurale tend à s'accélérer pour des installations de petite puissance, les nouveaux opérateurs hydroélectriques de grande envergure restent peu nombreux, notamment du fait des seuils de production limitant leurs ambitions qui leur sont imposés. Toutefois, il existe maintenant une exception de taille puisque le plus gros investissement privé jamais réalisé au sein du secteur électrique de Madagascar est mobilisé actuellement pour qu'un barrage hydroélectrique de 120 MW sur le fleuve Ivondro, dans l'Est du pays, voit le jour d'ici 2023 (*Le Monde*, 15/10/19). Ce projet d'infrastructure, mené par un consortium international, s'inscrit dans le cadre du Plan national de développement (2015), qui a amorcé une nouvelle politique énergétique pour l'horizon 2030. Celle-ci vise un taux d'accès de 70% et une électricité abordable financièrement grâce à un recours massif aux EnR, dans l'optique de préserver le patrimoine écologique en luttant contre le changement climatique. Les objectifs sont ainsi : la valorisation du capital naturel et la protection de l'environnement ; l'accès à l'énergie durable pour tous ; l'assurance d'une sécurité et indépendance énergétiques à Madagascar ; le financement pérenne des besoins énergétiques ; l'adaptation et le renforcement du cadre réglementaire et institutionnel de l'environnement des affaires, bien qu'il soit déjà sur le papier adéquat pour une bonne gouvernance d'après la Banque mondiale (2013).

L'exemple de Madagascar illustre que les obstacles à l'électrification décentralisée restent conséquents malgré l'implication du privé ainsi que les ressources énergétiques et les technologies désormais disponibles : ce pays durement touché par la pauvreté dépend, pour son peu d'accès à l'électricité, de la production d'une société publique à la dérive, et surtout, pour l'approvisionnement énergétique de sa population, du charbon de bois. En conséquence, l'équilibre écologique de l'île se fragilise, et comme dans l'ensemble de l'ASS, l'évolution du climat affecte directement l'efficacité des moyens de production, expliquant en partie que non seulement les investisseurs sont encore trop peu nombreux au vu des risques, mais que les réseaux hydrographiques ne satisfont pas à eux seuls la demande électrique.

Deux décennies après une réforme libérale du secteur qualifiée d'inaboutie, le bilan est très mitigé car malgré l'implication nouvelle d'opérateurs privés, qui comptent aujourd'hui pour un quart de la production électrique nationale, la qualité du service n'est pas au rendez-vous. Cela n'empêche pas le Gret de suggérer que l'État malgache devrait « laisser aux opérateurs privés plus de place pour se développer » s'il souhaite vraiment renforcer l'électrification de l'île. Il faudrait toutefois que les IPP tirent les leçons des précédentes initiatives, en tenant compte en particulier des limites de Rhyvière I : le projet a été une réussite mais au final, peu de ménages pauvres en ont bénéficié, il a surtout profité aux plus aisés. En effet, même si peu de clients ont résilié leur abonnement (le nombre d'utilisateurs augmente même), les tarifs de la Jirama restent plus abordables pour de modestes consommations (Cerqueira & alli., 2019, p.8).

---

<sup>1</sup> Cerqueira & alli., 2019, p.58

« C'est [donc], en définitive, l'association entre le public et le privé qui va permettre d'accroître le taux de couverture et d'atteindre les clients les moins solvables » (*Ibid*). Ainsi, le secteur public doit se concentrer sur les régions les plus enclavées de la « Grande Île » selon Cerqueira & alli., pendant que le secteur privé peut électrifier les zones les plus dynamiques étant donné que les opérateurs ont des exigences de rentabilité. La coordination et l'unité entre acteurs, trop peu développées à Madagascar, sont des critères fortement requis pour casser les barrières de l'électrification universelle, dont les programmes décentralisés optent trop souvent pour une logique économique dans des régions précaires. L'enjeu, dès lors, est de garantir une électrification productive afin de surmonter les difficultés d'ordre géoéconomique.

### 2.3. La complémentarité entre différentes techniques d'électrification peut-elle suffire à résoudre les difficultés de la diffusion du courant ?

#### 2.3.1. Une nécessaire harmonisation des moyens énergétiques face à d'éventuelles limites d'efficacité

À l'inverse de ce qui est fréquemment pensé, formulé, ou bien mis en pratique dans les politiques d'électrification, il n'y a pas d'opposition fondamentale entre l'approche centralisée et l'approche décentralisée. En effet, comme le souligne le rapport de la Fondem, l'ERD n'est finalement pas antinomique des solutions *on-grid* s'appuyant sur les réseaux verticaux, ce qui vient remettre en question la problématique de recherche initiale de ce mémoire ainsi que la première hypothèse considérée. La méthode idéale serait celle qui combine les deux techniques plutôt que celle qui les oppose car l'électrification décentralisée se définit en fait par référence au réseau central ; elle en est ainsi devenue un complémentaire indispensable. Selon Maigne & alli. (2019, p.118), il s'agit en réalité de deux faces d'une même pièce, à deux échelles différentes, dont le but commun est d'électrifier le plus de ménages possibles

Un problème souvent relevé est pourtant le manque de coordination entre solutions techniques malgré leur non-opposition idéologique. À partir de là, l'enjeu de la diversification des sources d'énergie est de trouver des modes de coordination entre le *top-down* et le *bottom-up* (Avadikyan & Mainguy, 2016), ce qui est en mauvaise voie tant que réseaux centralisés, mini-réseaux et options hors-réseau sont déployés indépendamment les uns des autres plutôt que conçus comme des compléments. Ainsi, les perspectives actuelles entraînent une fragmentation des solutions qui va bien à l'écart de la vision cohésive, essentielle pour un accès universel, et donc *in fine* une stagnation des progrès (rapport SE4ALL, mai 2019). Les options *bottom-up* doivent être jointes aux grands projets d'infrastructures qui auraient eux vocation à répondre aux besoins de l'industrie, bien que l'Afrique ne prenne pas véritablement le chemin de l'industrialisation, comme l'ont montré Greggio & Maffei (2016) ; la forte demande énergétique à l'échelle continentale provenant avant tout de la croissance démographique. Une

approche unificatrice, à l'image de ce qui est proposé en Zambie, est donc peut-être le défi majeur pour combler le déficit électrique à l'échelle mondiale. L'Autorité d'Électrification Rurale zambienne est en effet responsable à la fois de l'extension du réseau, des mini-réseaux et des systèmes solaires domestiques.

À l'instar de Maigne & alli. (2019), qui préconisent un développement de solutions collectives (notamment les mini-réseaux) couplées aux solutions individuelles pour les milieux ruraux, le rapport de SE4ALL de mai 2019 estime qu'une combinaison de systèmes technologiques peut fournir de manière rentable différents niveaux d'accès dans des délais plus courts puisque les connexions du dernier kilomètre au réseau national sont souvent coûteuses et chronophages. Lorsqu'un réseau principal arrive dans une zone où opérait déjà un SPP, différentes options se présentent suite au raccordement : la conversion du petit producteur en petit distributeur ; le maintien du SPP en une entité autonome vendant de l'électricité au réseau principal ; la vente par le SPP de ses actifs à l'opérateur national ou à une autre entité ; ou encore le modèle du SPP qui agit à la fois comme producteur et distributeur (Tenenbaum & alli., 2014). Il y a donc des possibilités de voir une « production décentralisée avec appui du réseau » (*Ibid*, p.94), qui assure de fait la complémentarité entre intervenants.

En somme, « tous les services électriques mis en œuvre permettent à une partie de la population rurale d'améliorer ses conditions de vie, mais leur impact est évidemment moindre que si leurs porteurs joignaient leurs forces pour penser l'électrification d'un territoire et combiner leurs solutions de manière coordonnée et planifiée » (Maigne & alli., *op. cit.*, p.258). Dans ce sens, l'électrification universelle ne peut se passer de la complémentarité des méthodes. Celle-ci doit notamment permettre de compenser les capacités énergétiques mesurées, voire faibles, de certaines ressources durables comme l'éolien ou le solaire, qui n'offrent pas forcément le même potentiel électrique que d'autres énergies. Cette affirmation est toutefois à relativiser puisque l'obstacle de la modeste capacité des hors-réseaux n'est pas insupportable selon Jacquemot & Reboulet, étant donné que la réfrigération, l'utilisation d'outillages artisanaux, l'éclairage domestique ou encore la petite irrigation ne nécessitent pas de courant de forte puissance. Mais c'est plutôt lors des baisses de tension, fréquentes en ASS, que la puissance délivrée peut se révéler insuffisante, n'alimentant que des ampoules et pas des ventilateurs ou frigos (Blimpo & Cosgrove-Davies, 2020). Ce phénomène réduit par conséquent les avantages attendus du raccordement électrique, contribuant à une adoption peu élevée de l'électricité. Le taux d'adoption se définit comme la proportion de personnes vivant dans une zone couverte par le réseau et disposant d'un raccordement électrique (*Ibid*). Il s'agit ainsi du nombre de ménages qui se raccordent au réseau lorsqu'il est disponible dans leur zone d'habitation : cela dépend de leurs revenus et des avantages qu'ils en trouvent en termes d'usages. Il y a donc pour ces potentiels consommateurs un équilibre à rechercher quelle que soit la technologie adoptée. Par exemple, les prix du photovoltaïque ont certes drastiquement baissé récemment, mais le Wh produit par les petites centrales solaires reste cher pour une production journalière bel et bien limitée (Maigne & alli., *op. cit.*, p.158). Surtout pour des populations rurales subsahariennes encore majoritairement en situation de pauvreté ou même d'extrême pauvreté.

### 2.3.2. La rentabilisation du service, principe incompatible avec la demande de populations majoritairement pauvres

Ouvrir le secteur de la production et de la distribution d'électricité au privé est désormais une évidence dans les PED. Cette pratique, qui s'inscrit dans une approche libérale de l'électrification, n'est toutefois pas sans défaut dans la mesure où elle cherche la rentabilité financière d'un service destiné à des populations pauvres.

En plus d'avoir pour effet potentiel une déresponsabilisation de l'État dans sa mission de service public, les nouveaux modèles fondés sur les acteurs privés peuvent ainsi rarement bénéficier aux plus modestes, et excluent les populations les plus dispersées géographiquement – qui n'ont que de faibles revenus (Cerqueira & alli., 2019, p.11). Ils divergent donc de la seconde grande approche, en matière d'investissements, de l'accès à l'électricité hors-réseau par EnR, à savoir le modèle interventionniste, plus proche d'une conception humanitaire d'un droit à l'électricité (Maigne & alli., 2019, p.346). Développée notamment via les projets de mini-réseaux qui peuvent être portés par les pouvoirs publics compétents et accompagnés par des acteurs de la société civile (*Ibid*), l'approche interventionniste vise à la mise en œuvre d'une solution collective d'électrification dans une optique d'inclusion large des communautés locales. À l'inverse, les opérateurs indépendants procèdent à un échange marchand avec leurs clients pour l'acquisition d'un bien ou service électrique, davantage axé sur l'accès individuel pour des usages domestiques (*Ibid*, pp.172-174). Deux motivations assez distinctes apparaissent alors, d'un côté un objectif d'équité sociospatiale (qui présente un coût élevé pour la puissance publique), et de l'autre une volonté d'impulser un développement économique mais de manière plus individuelle car en n'incluant pas véritablement l'ensemble des habitants. C'est notamment ce qui est fait avec les systèmes solaires individuels développés par les start-up, qui se sont beaucoup diffusés ces dernières années mais qui ne restent accessibles qu'à une frange assez aisée de la population. Bien sûr, ça n'est pas la règle générale, et les acteurs privés, qui ne se concentrent pas tous uniquement sur les recettes engendrées, peuvent agir à chaque échelon de l'ERD comme on l'a vu (mini-réseaux, micro-réseaux, nanoréseaux, pico-dispositifs, kiosques énergie, ou même réseaux). Mais la réalité est celle d'une électrification rurale qui est par nature peu rentable, voire pas du tout (Cerqueira & alli., *op. cit.*, p.56). Sa viabilité économique est pénalisée par des investissements et des charges d'exploitation par usager plus élevées qu'en ville, avec pour conséquence ce que la Fondem désigne comme un effet paradoxal du point de vue du développement humain : alors même que les populations rurales sont économiquement plus fragiles, le coût d'accès est plus élevé pour elles. En effet, « plus le territoire est enclavé et pauvre, plus l'électricité y est chère » (Maigne & alli., *op. cit.*, p.244).

Ainsi, même lorsqu'une région bénéficie d'un approvisionnement en électricité en ASS, de nombreuses personnes ne peuvent pas se connecter au service parce qu'elles n'en ont pas les moyens (on retrouve la problématique du taux d'adoption). Comme l'explique Scott (2015), les nouveaux consommateurs doivent payer des frais de raccordement qui excluent en fait quantité de ménages vu qu'ils sont trop élevés, notamment par rapport aux normes internationales (de 20 à 50 euros par abonné). En conséquence, alors que les tarifs pratiqués par les opérateurs ne

recouvrent pourtant qu'à 70% les coûts<sup>1</sup>, l'électricité reste inabordable pour beaucoup. Scott estime que ces frais de raccordement pourraient être amortis par bien plus de ménages s'ils permettaient aux consommateurs d'étaler le paiement dans le temps, plutôt que de l'engager comme un coût initial. D'autant plus que les subventions accordées au secteur de l'électricité, qui représentent en moyenne 2% du PIB et 9% du total des recettes publiques en ASS<sup>150</sup>, sont insuffisantes ; surtout, elles ne bénéficient pas aux quintiles les plus défavorisés de la population puisque la tranche des 20% les plus pauvres ne reçoit que 9% du total des subventions destinées à ce secteur<sup>150</sup>. Pour éviter cet effet contradictoire, quelque peu pervers, Jacquemot & Reboulet (2017) affirment que l'innovation financière doit croître au même rythme que l'innovation technologique, et préconisent par exemple des montages financiers adaptés aux zones isolées établis sur la base du nombre de ménages pauvres réellement bénéficiaires.

Il est également impératif d'appliquer des tarifs reflétant les coûts réels et les risques des opérations qui sont entreprises, les acteurs privés étant devenus essentiels *de facto* bien que les pouvoirs publics restent importants. Pour Karlsson (2013), l'implication des premiers est vivement souhaitée tandis que l'engagement des seconds, reposant sur des bases financières saines, doit être sans faille. De nombreuses enquêtes auraient démontré que malgré leurs très faibles revenus, les ruraux n'ayant pas accès à l'électricité sont généralement disposés à payer nettement plus que le tarif urbain compte tenu des économies réalisées au final grâce à l'électricité (Maigne & alli., *op. cit.*). Ainsi, bien qu'elles soient légitimes, la priorité accordée au caractère abordable du prix et l'attribution de subventions dans le secteur énergétique sont contestables selon Heysch de la Borde & Charafi (2013) puisque les ménages sans accès électrique ont recours à des solutions de remplacement bien plus onéreuses. C'est pourquoi les utilisateurs doivent payer le vrai prix de l'électricité, mais il s'agit là d'une tâche difficile pour les foyers ruraux. « Les coûts de raccordement élevés et le faible accès sont le résultat de tarifs réglementés de l'électricité insuffisamment élevés et de la faible consommation. [...] Tant le taux d'accès que le niveau de la consommation sont inférieurs à ce qu'ils devraient être lorsqu'on compare les pays d'Afrique à ceux d'autres régions enregistrant des niveaux similaires de revenu par habitant » (Blimpo & Cosgrove-Davies, 2020, p.4).

Afin de permettre aux habitants marginalisés de bénéficier d'un accès électrique décent, et aux opérateurs de s'y retrouver dans leurs comptes, il faut non seulement des tarifs à la fois adaptés et abordables, mais également une électrification axée sur des activités et des pôles pouvant impulser une dynamique de développement économique. C'est en cela que « réussir une électrification rurale réellement inclusive reste complexe dans un environnement où la rentabilité des projets d'électrification est le plus souvent structurellement incertaine, voire impossible » (Maigne & alli., *op. cit.*, p.37).

---

<sup>1</sup> FMI, 2013, cité dans Heysch de la Borde & Charafi, 2013

### 2.3.3. L'électrification productive, un impératif pour la démarginalisation géoéconomique

Pour conduire les territoires ruraux sur le chemin du développement humain et économique, apporter l'électricité de manière non organisée, « brute », ne suffit pas, d'autant plus que la transition de la bougie à l'usage du service électrique n'est pas toujours évidente à négocier, comme l'ont montré les retours d'expérience. Maigne & alli. soulignent que cela requiert sensibilisation et accompagnement afin d'exploiter toutes les externalités positives possibles de l'électrification. En effet, « électrifier un territoire rural ne se réduit pas à apporter de l'électricité » car « cela s'accompagne d'une série de changements profonds qui peuvent se traduire par des bouleversements importants qui façonnent la vie quotidienne : désorganisation sociale, conflits politiques, disparition du savoir-faire, modification du régime alimentaire... » (Zélem, in Maigne & alli., 2019, p.218).

L'un des défis les plus importants est alors celui des usages commerciaux et artisanaux de l'énergie électrique, qui peuvent créer de la valeur ajoutée locale (Debeugny & alli., 2017) et amorcer un changement réel pour les populations rurales. L'électrification doit donc être productive en entraînant des activités génératrices de revenus et en créant des emplois pour engendrer une croissance significative à toutes les échelles. Elle joue ainsi un rôle crucial, notamment pour attirer plus d'investisseurs au sein d'activités économiques dont les besoins en électricité ne peuvent être satisfaits par les *solar home system*. Comme le déclarait le président kenyan Uhuru Kenyatta en 2015, il est impossible de combattre la pauvreté sans courant pour alimenter l'économie et les industries qui créent les emplois et la richesse (Ben Mohamed, 25/11/16). Au final, comme l'expliquent Blimpo & Cosgrove-Davies, l'accès à l'électricité ne peut être un objectif isolé pour les gouvernements africains, et c'est pour cela que l'utilisation productive de l'électrification doit être placée au cœur du problème : afin de réduire la pauvreté, le processus doit faire partie d'un train de mesures puisqu'il ne pourra changer la donne tout seul à échelle macroéconomique.

En somme, les pays doivent investir dans le secteur électrique mais aussi parallèlement dans d'autres infrastructures pour que l'électricité puisse dynamiser l'agriculture dans les campagnes et l'industrie dans les villes. « Le seul moyen de résoudre simultanément les problèmes d'accès, de faible consommation, de manque de fiabilité et de viabilité financière des compagnies électriques est que l'utilisation de l'électricité génère des revenus plus élevés pour les ménages » (Blimpo & Cosgrove-Davies, 2020, p.39).

L'aménagement du territoire doit dès lors s'accompagner d'une vision claire des objectifs socioéconomiques et d'un engagement politique en matière d'allocation des ressources ; pour Shanker (2012), se focaliser sur les « pôles de développement », qui sont des villes moyennes, permettrait la rentabilité du service électrique en raison de la présence initiale d'activités économiques et de la densité de population. Il importe donc de leur accorder la priorité pour maximiser l'impact des rares ressources disponibles pour l'électrification rurale, et donc indirectement bénéficier aux zones plus marginalisées. Mais selon Maigne & alli. (2019, p.230), le fait de cibler exclusivement les activités économiques crée « les conditions d'une nouvelle fracture sociale » dans une région où la majorité des ruraux vit de l'agriculture de subsistance.

Pourtant, l'électricité, intrant clé de la production, doit contribuer à la baisse du chômage et à l'amélioration des revenus, sans quoi la plupart des ménages ne peuvent en faire une utilisation significative au vu de leur maigre budget. Or, les acteurs économiques souhaitant avoir l'électricité sont aujourd'hui relativement peu nombreux dans les zones rurales subsahariennes, « souvent à cause de la méconnaissance des opportunités associées et/ou du manque de capacité financière pour s'équiper et/ou du défaut d'infrastructures complémentaires (transports, accès à l'eau) » (*Ibid*, p.207). La présence active de ces entrepreneurs est pourtant essentielle pour la viabilité des projets car ils ont une importance de premier plan dans la demande rurale ; l'accès à l'électricité peut potentiellement favoriser nombre d'activités telles que les commerces de proximité, les ateliers de réparation, de soudure ou de menuiserie, les garages ou salons de coiffure... (*Ibid*).

Enfin, l'adoption de l'électricité doit également considérablement s'améliorer en ASS, la part des ménages vivant près du réseau sans y être raccordés étant encore bien trop élevée. À tel point que le problème n'est pas toujours la densité du maillage électrique, puisque la superficie couverte par le réseau peut être grande, mais se trouve aussi du côté de l'adoption, de la demande des consommateurs. Alors que leurs besoins sont de plus en plus conséquents, leur adoption et utilisation de l'énergie électrique doivent prendre de l'ampleur parce qu'elles restent trop minimes, comme on le voyait à travers les statistiques de consommation. C'est impératif pour la soutenabilité financière de l'extension de l'électricité et pour encourager l'investissement. Par exemple, si tous les ménages à proximité du réseau électrique y étaient raccordés, les taux d'accès dépasseraient largement 60% en moyenne et doubleraient dans de nombreux États africains (Blimpo & Cosgrove-Davies, *op. cit.*, p.2).

## CONCLUSION DE LA DEUXIÈME PARTIE

L'électrification rurale décentralisée s'articule autour de solutions électriques alternatives axées sur les innovations technologiques promouvant le développement des énergies renouvelables et sur l'investissement des acteurs économiques du secteur privé. Cet alliage permet de déployer des options énergétiques très hétéroclites pour maximiser l'étendue des territoires couverts et la diversité des populations pouvant être desservies : habitants ruraux pauvres et foyers de peuplement peu denses mais aussi zones périurbaines ou encore villes moyennes secondaires faisant office de pôles de croissance.

S'il est vain de tendre vers une opposition schématique entre ces techniques *bottom-up* et les moyens dits *on-grid*, c'est-à-dire les réseaux plus centralisés, car il semble bien plus probant de joindre leurs atouts, l'ERD est tributaire des réformes nationales de l'électricité. Elle implique en effet l'arrivée croissante de nouveaux opérateurs indépendants – désormais autorisés par les États – sur un marché africain de l'électrification qui a mis du temps à s'ouvrir à la concurrence. Pour Debeugny & alli. (2017), l'objectif d'électrification pour tous les territoires ne peut être atteint sans révision de la gouvernance et des cadres réglementaires.

Les réformes sont toutefois loin de pouvoir suffire à résoudre les problèmes de déficit et d'abordabilité en matière d'accès (BAD & ASEA, 2019). À la nécessité de revoir les politiques économiques liées aux services publics de distribution (eau, électricité) s'ajoutent ainsi : d'une part le besoin de coopération entre différents types d'intervenants à chaque échelle géographique dans le but d'harmoniser leurs apports respectifs, mutualiser leurs compétences et finalement miser sur la complémentarité entre mini/micro-réseaux, hors-réseau, etc. ; d'autre part l'utilisation productive de l'électrification comme condition *sine qua non* pour le recul de la pauvreté, qui ne sera pas amorcé rien qu'en assemblant conjointement un panel d'installations énergétiques. En effet, pour tirer l'économie des communautés locales vers le haut, il est indispensable d'utiliser l'électricité comme un moyen intermédiaire permettant d'accéder à des biens et services modernes, et non comme un produit de consommation final que l'on apporterait du jour au lendemain sans suivi des impacts ni relevé des progrès effectués en termes de développement socioéconomique dans les campagnes, les milieux périurbains ou les bidonvilles. Pour cela, l'énergie électrique doit profiter aux ateliers artisanaux, commerçants, entrepreneurs, micro, petites et moyennes entreprises (MPME) locaux de toute sorte.

D'un point de vue social, les effets d'une électrification réussie se traduisent notamment par :

- une amélioration de la santé et de l'éducation car hôpitaux et écoles disposent de plus de moyens, et parce que les enfants peuvent étudier davantage grâce à l'éclairage électrique
- une amélioration de la condition féminine dans la mesure où les tâches et travaux incombés aux femmes deviennent moins pénibles et/ou prennent moins de temps grâce à des appareils électriques



- un ralentissement des migrations interétatiques, en particulier de l'exode rural qui conduit fréquemment à la multiplication des bidonvilles.

Le phénomène peut également avoir une influence considérable sur le climat lorsqu'il s'appuie sur les EnR. Comme l'analyse Desarnaud (2016), l'impact potentiel de l'électrification universelle sur le changement climatique est suivi de près par les pays développés puisque ceux-ci font pression sur les PED pour qu'ils entrent dans une phase de transition énergétique. Or, l'Afrique est peut-être aujourd'hui le continent qui engendre le plus cette dynamique, en tout cas il en a clairement le potentiel au vu de ses ressources et de son retard en termes d'accès et de sécurité énergétiques. Surtout, d'après l'AIE, l'électrification universelle ne provoquerait pas de hausse exponentielle des émissions de GES, car la demande d'énergie ne serait que faiblement supérieure au scénario de référence établi par l'agence. La Banque mondiale estime même que la pollution supplémentaire serait compensée par des gains accrus d'efficacité énergétique, ce qui est primordial, par une meilleure gestion de la biomasse, ressource si importante en ASS, et par la mise hors service de générateurs diesel à faible rendement extrêmement prisés dans la région (*Ibid*, p.12).

En conséquence, opposer le développement énergétique des pays du Sud et la protection de l'environnement n'est pas pertinent étant donné que l'un n'entrave pas l'autre, l'exploitation des ressources à grande échelle ne signifiant pas forcément accentuation du dérèglement climatique. Au contraire, selon Heurax, « l'extension et la maîtrise de l'électrification de l'Afrique doivent être vues comme une partie de la solution aux défis du changement climatique. L'électricité peut en effet se substituer avantageusement à certaines énergies traditionnelles. Alors que la plupart des pays subsahariens n'ont pas de planification électrique et sont plutôt dans une gestion à court terme de leurs besoins, la prise en compte du changement climatique accentue d'autant plus la nécessité de l'anticiper pour en atténuer les effets à travers une politique énergétique adaptée. En d'autres termes, climat, développement et électrification convergent en Afrique vers un intérêt commun » (2010, p.39). Cela est en bonne voie puisque les EnR connaissent et connaîtront quoi qu'il arrive un essor de premier plan sur le continent, où elles représenteront 44% de la capacité installée d'ici 2040.

Pour conclure, la Fondation Énergies pour le Monde distingue trois éléments de rupture ayant impulsé ces dernières années une dynamique nouvelle dans le domaine de l'électrification rurale des PED, ouvrant une voie prometteuse pour changer d'échelle en ce qui concerne les offres d'accès (Maigne & alli., 2019, p.154). En premier lieu, la prise de conscience globale de l'urgence de la lutte contre le changement climatique favorise le recours aux sources non conventionnelles et les politiques de maîtrise des consommations. Deuxièmement, nous assistons à un changement de paradigme technologique qui repose sur quatre piliers : la révolution numérique, la baisse du coût du solaire, la diffusion des récepteurs basse consommation, et les progrès effectués en matière de stockage. Enfin, une révolution de la distribution est en cours actuellement avec l'arrivée de ces entités privées investissant dans l'électrification des zones non desservies jusque-là, même si le chemin à parcourir est encore long (on ne peut pas parler de foisonnement des investissements pour l'instant). Dans les zones rurales en effet, les ressources financières disponibles ne sont pas à la hauteur du défi de l'Objectif de Développement Durable n°7 malgré de nombreux dispositifs innovants en termes

d'offre et de moyens de paiements. Le *pay-as-you-go*, par exemple, est présenté à juste titre comme un outil remarquable mais il est impossible de compter sur son seul usage, dans un contexte où « la large majorité des pays africains, bien qu'ils soient le plus souvent dotés de fonds d'électrification rurale, sont dans des situations « non abouties » en matière de systèmes de financement » (Jacquemot & Reboulet, 2017, p.182).

Une collaboration efficace entre États, institutions internationales, compagnies publiques, entreprises, ONG, société civile et collectivités locales, dès lors, s'avère essentielle. Selon le spécialiste Lionel Zinsou, l'important est bien le développement de systèmes *bottom-up* afin de réduire les coûts, les pertes électriques, et pour que l'électricité soit accessible à tous, tandis qu'il y aura toujours besoin d'aides et de crédits d'investissement venant de bailleurs publics ou privés. Il faut en outre garder à l'esprit que le changement d'échelle de l'ERD n'est jamais linéaire mais plutôt fait d'avancées et de reculs (*Ibid*) ; l'objectif de 100% d'accès en ASS d'ici 2030 étant dans tous les cas compliqué à atteindre puisque l'AIE estime les investissements nécessaires à 32 milliards de dollars par an.

### 3. La sécurité énergétique, facteur de développement d'un des pays les plus attractifs du continent : le Rwanda

#### 3.1. Un retard initial dans l'accès des rwandais... pallié par une centrale électrique unique au monde ?

Vingt-six ans après la fin de la guerre civile, le Rwanda (12,6 millions d'habitants) est sur la voie de l'émergence et bénéficie désormais d'une attractivité économique presque unique en Afrique subsaharienne, ayant su amorcer son développement en attirant les investisseurs étrangers.

Avec une croissance de 8% par an<sup>1</sup>, bien qu'elle soit logiquement en chute pour l'année 2020, le « pays des mille collines » maintient son ambition de promouvoir et accélérer son essor économique par les Nouvelles Technologies de l'Information et de la Communication (NTIC), faisant fi de la faible superficie et de l'enclavement de son territoire, tout comme du fait que celui-ci détienne très peu de ressources minières et pratiquement aucune industrie (Chauliac & Delaveau, 2015, p.8). La croissance démographique, qui est de 2,6% par an<sup>2</sup>, engendre de son côté un grossissement des agglomérations urbaines, dont les deux principales sont la capitale Kigali (1,25 millions d'habitants) et la région du Nord-Ouest autour de la ville de Rubavu (anciennement Gisenyi), près du lac Kivu, qui constitue la frontière avec la RDC. Parmi les principaux défis pour l'avenir de la capitale rwandaise se trouve la mise en place d'un système d'électricité performant, objectif qui s'inscrit dans le *Kigali Conceptual Master Plan* pour 2040, premier véritable programme de planification urbaine du pays (*Ibid*).

État le moins corrompu d'Afrique selon *Transparency International*<sup>3</sup>, le Rwanda était 8<sup>ème</sup> sur 54 au classement Ibrahim de la gouvernance globale (2018) avec un score de 64 sur 100, mais surtout premier en termes d'environnement des entreprises, et de transparence et redevabilité. Le pays figurait également en deuxième et cinquième position pour le développement économique durable et le développement humain respectivement, tandis que le « Global Competitiveness Report 2019 »<sup>4</sup> lui donne des scores supérieurs à 60/100 pour sa stabilité macroéconomique, son marché du travail et son environnement des affaires.

Cependant, le développement du Rwanda demeure « inégalitaire et impulsé depuis le sommet » selon Braeckman (2011), pour qui les mesures économiques sont souvent vécues comme des contraintes par la population, que ce soit à propos des travaux communautaires, des habitats regroupés<sup>5</sup>, de la généralisation des cultures de rente ou encore de l'interdiction de couper des arbres pour en faire du charbon de bois. La majorité des habitants reste ainsi pauvre à l'heure

---

<sup>1</sup> Huon, 24/11/15

<sup>2</sup> Nations Unies, « World Population Prospects 2019 »

<sup>3</sup> « Rwanda, miracle après le génocide », *Le Dessous des Cartes*, ARTE, 2018

<sup>4</sup> *World Economic Forum*

<sup>5</sup> Sept rwandais sur dix vivaient dans les *imidugudu*, villages groupés sur le bord des routes (Braeckman, 2011, p.91).

actuelle, le taux de pauvreté étant estimé à 55,5% en 2016 (touchant 6,5 millions de personnes) et à 62% dans les campagnes<sup>1</sup>. La pauvreté a certes été réduite en milieu urbain, vers lequel les migrations s'accroissent, mais 83% de la population rwandaise est toujours rurale<sup>2</sup>. En somme, les ambitions très élevées du gouvernement en matière énergétique cette dernière décennie n'ont pas encore permis de sortir l'ensemble des ménages de la précarité ; celle-ci induit un retard dans l'accès au service électrique, puisque seulement 44% des ruraux bénéficient de l'électricité contre 76% pour les citadins<sup>3</sup>.

À l'instar de l'ASS entière, le réseau électrique rwandais est loin d'être fiable à cause des pannes et délestages. Dans les années 2000, un quart de l'approvisionnement en électricité du pays provenait de centrales de secours<sup>4</sup> alors que les pertes liées à la transmission et la distribution affectent encore une part importante de la production. La capacité du réseau a toutefois nettement augmenté au cours des dernières années, en ayant notamment été renforcée par l'installation de la centrale électrique KivuWatt en 2016, la seule au monde qui fonctionne grâce au méthane. Pour la première fois, ce gaz a pu être puisé, au fond du lac Kivu, pour être utilisé en tant qu'énergie fossile.

*Figure 23 :*

#### LA STATION D'EXTRACTION DU MÉTHANE DE KIVUWATT SUR LE LAC KIVU



Source : Site Internet de ContourGlobal  
(<https://www.contourglobal.com/asset/kivuwatt>)

<sup>1</sup> « Poverty & Equity Brief, Rwanda, April 2020 », Banque mondiale

<sup>2</sup> Nations Unies, « World Urbanization Prospects : The 2018 Revision » (données disponibles en ligne)

<sup>3</sup> AIE, « World Energy Outlook 2019 »

<sup>4</sup> Heuraux, 2010, p.312

Carte 17 :

### LOCALISATION DE LA CENTRALE DE KIVUWATT DANS L'OUEST DU RWANDA



Source : Google Maps

La centrale électrique de KivuWatt est située à Kibuye, dans le district de Karongi, qui compte presque 300 000 habitants dans la province de l'Ouest. Il s'agit donc d'un équipement unique d'extraction de gaz lacustre à l'heure actuelle. Le méthane étant aussi inflammable qu'explosif, KivuWatt transforme une menace mortelle en source d'énergie (Afrizap, 19/05/16) puisqu'en cas de trop forte saturation, une fuite de ce gaz asphyxiant pourrait intoxiquer les populations alentours. La société américaine ContourGlobal, qui exploite la centrale par le biais de sa filiale KivuWatt Ltd. (accord de concession conclu avec le gouvernement rwandais en 2009), affirme néanmoins que le risque est maîtrisé puisqu'elle extrait les réserves de méthane en réduisant l'éventualité d'une catastrophe environnementale qui pourrait survenir d'une explosion – et libérer de grandes quantités de gaz. Si le lac Kivu fait partie des trois au monde dits « explosifs », c'est-à-dire ceux qui contiennent le plus de méthane sur Terre, sa spécificité est son taux de concentration très élevé, qui rend l'exploitation du biogaz possible et sûre alors que ça n'avait jamais été réalisé auparavant. D'une superficie de 2700 km<sup>2</sup> (plus vaste que le Luxembourg), le lac contient selon les estimations scientifiques 60 milliards de mètres cubes de méthane, de quoi produire de l'électricité pendant au moins 30 ans.

Ayant coûté 200 millions de dollars, réunis grâce à des capitaux privés et des prêts émanant d'institutions internationales dont la BAD, KivuWatt a permis : d'une part d'augmenter de plus de 60% la production électrique du Rwanda ; d'autre part de créer 15% d'emplois supplémentaires dans une région qui dépendait auparavant du tourisme et surtout, à 89%, de

l'agriculture, et où l'extrême pauvreté serait passée de 38% à 21% en trois ans<sup>1</sup>. Les besoins en électricité pour l'activité économique locale, par exemple l'industrie du thé et le secteur du tourisme, sont maintenant assouvis. Le succès de la centrale va permettre à ContourGlobal de construire au moins deux plateformes supplémentaires sur le site pour augmenter la capacité de celui-ci à environ 100 MW, tandis qu'une autre société américaine, Symbion Power, va également exploiter le méthane. Les réserves devraient de toute façon pouvoir fournir de l'électricité au pays pour les 400 prochaines années (Meyerfeld, 03/08/16).

Le Rwanda fait face cependant à un grand défi en termes de changement climatique puisque le méthane, hydrocarbure fortement combustible dont la concentration dans l'atmosphère a plus que doublé depuis la période de la Révolution Industrielle en raison des apports anthropiques, détient un potentiel de réchauffement global 28 fois plus élevé que le CO<sub>2</sub><sup>2</sup>. Si ce gaz s'avère être l'une des clés de l'indépendance énergétique rwandaise, celle-ci doit donc également s'appuyer sur d'autres systèmes d'approvisionnement. Alors que l'objectif du gouvernement pour l'année 2020 était un taux d'accès à l'électricité de 100% grâce à une sécurité énergétique totale, la situation liée à la pandémie de Covid-19 entrave bien sûr les efforts pour atteindre ce but, bien que la propagation du virus ait été fortement contenue dans le pays. Mais il suffit de prendre en compte les progrès réalisés ces dix dernières années en ce qui concerne les initiatives *bottom-up* pour percevoir des motifs d'espoir quant à l'avenir de l'électrification via les EnR dans les collines rwandaises. Avant que le gouvernement ne prenne réellement les choses en main, de nombreuses installations hydroélectriques étaient soit usagées, soit subissaient des retards de fonctionnement dus à l'absence de matériel ou à la fourniture de matériel défectueux, ce qui a valu une inspection du Parlement en 2014. Les pertes se comptaient alors en centaines de millions de francs rwandais (Taccoen & Legrand, 2020, p.8). Aujourd'hui, le Rwanda est considéré comme l'un des « pionniers verts » de l'Afrique.

---

<sup>1</sup> Meyerfeld, *Le Monde*, 03/08/16

<sup>2</sup> Wikipédia

### 3.2. Succès de l'électrification décentralisée, soutenue par le gouvernement

À travers son programme « Economic Development and Poverty Reduction Strategy II », qui fait du développement de l'énergie solaire une priorité, l'État rwandais soutient la mise en place massive de solutions énergétiques en-dehors du réseau national : « *there is strong and explicit support by the Government of Rwanda for the off-grid sector* » (*Overseas Development Institute*, 2016). Cette prise de position de la part du milieu politique, et surtout de l'exécutif, a abouti jusqu'ici à des résultats probants puisqu'environ 1,5 millions de rwandais auraient accès à l'électricité grâce à des systèmes solaires, surtout photovoltaïques. Cela est bien le fruit de mesures légales et réglementaires ainsi que de programmes spécifiques financés par les bailleurs de fonds et le gouvernement (Van der Plas & alli., 2017). Ce dernier semble adopter une stratégie d'électrification axée sur des systèmes solaires domestiques plus importants que les kits individuels et les petites lampes pour électrifier les foyers – notamment ruraux – du pays, dans un contexte où la capacité du secteur privé pour l'hydroélectricité augmente fortement également. En effet, une vingtaine d'entreprises serait actuellement en mesure de fournir une électricité de qualité dans ce secteur, en construisant et exploitant des micro-barrages sans aide majeure de la puissance publique (*Ibid*).

Au final, le concept de monopole est totalement éradiqué du secteur électrique rwandais aujourd'hui, et des tarifs d'approvisionnement en énergies renouvelables ont été établis pour des entreprises privées activement impliquées dans le pays (*Ibid*). Great Lakes Energy, société expérimentée dans le milieu photovoltaïque, se retrouve à la tête d'un marché informel dans lequel se déploient de nombreuses start-up par le biais d'une coopération en vogue, la Solar Association.

À une échelle plus importante cependant, des installations exploitant les sources renouvelables sont directement connectées au réseau national ; c'est le cas de la centrale de Rwamagana (8,5 MW de capacité installée) dans le district du même nom, situé à l'Est de la province de Kigali. Il s'agit du plus grand parc photovoltaïque d'Afrique de l'Est avec 28 000 panneaux sur 21 hectares, qui permettent de fournir 5,5% de la production électrique totale du Rwanda (Huon, 24/11/15). Mené par la multinationale Gigawatt Global, le projet s'est appuyé sur des panneaux fabriqués en Chine, et des onduleurs et transformateurs importés d'Allemagne ; il faut surtout noter que sa réalisation a créé 350 emplois locaux et permis d'augmenter la capacité de production rwandaise de 6% tout en alimentant plus de 15 000 foyers (Smith, 11/12/15), tandis que Mobisol fournissait de son côté des systèmes solaires individuels à plus de 20 000 ménages rwandais en 2015.

L'analyse du Rwanda de Blimpo & Cosgrove-Davies (2020, p.142) leur permet de distinguer trois grandes implications pour les politiques de l'ensemble de la région subsaharienne par la suite :

- pour produire des impacts plus importants, les projets d'électrification doivent veiller à ce que les communautés aient accès aux marchés
- l'accroissement de l'accessibilité des communautés grâce à une meilleure qualité des infrastructures publiques (transports...) leur permet de tirer profit de l'électrification, en particulier en zones rurales
- il est nécessaire d'investir dans les compétences pour assurer la création d'emplois en-dehors du secteur agricole et stimuler la transformation de l'économie.

Contrairement au passé, il n'y a plus de coupures majeures pour les abonnés du réseau au Rwanda (Van der Plas & alli., *op. cit.*). En revanche, les tarifs de l'électricité sont plus élevés que dans beaucoup d'autres pays africains (reflétant davantage les coûts, ce qui explique la viabilité des opérateurs), et le service n'est donc pas toujours accessible pour les plus pauvres. Pourtant, les progrès du pays au cours des années 2000 et 2010 ont été permis par des mesures gouvernementales favorisant l'accessibilité financière au raccordement, comme par exemple l'échelonnement du paiement des frais de raccordement, tel qu'il était sollicité par Scott (2015, supra). Et ce grâce au principal programme national d'accès à l'électricité, *Electricity Access Roll-Out Program* (EARP), qui se concentre sur le réseau central alors que le ministère des Infrastructures est lui axé sur l'électrification rurale. Les rôles sont ainsi bien répartis entre acteurs, et l'État rwandais mise sur la complémentarité réseau/hors-réseau puisqu'il est attendu que plus de la moitié des habitants auront accès au réseau national en 2024 et le reste à des systèmes *bottom-up* modernes.

Mais alors que l'initiative *Ignite Power* vise à couvrir en pico-dispositifs décentralisés l'ensemble de la population (cadence de 250 ménages équipés par jour<sup>1</sup>), en cas de réussite définitive, si jamais l'électrification décentralisée finit par atteindre tous les rwandais, le pays pourra-t-il dès lors envisager d'exporter l'électricité de KivuWatt pour répondre à une demande extérieure ?

---

<sup>1</sup> Jacquemot & Reboulet, 2017, p.157



# CONCLUSION GÉNÉRALE

« Pour que l’Afrique parvienne réellement à s’imposer dans l’économie mondiale, il faut relever le défi de l’électrification »

Makhtar Diop, vice-président Afrique de la Banque mondiale

Défi majeur du 21<sup>ème</sup> siècle pour les pays du Sud, l’accès à l’électricité revêt une importance capitale dans un but de modernisation structurelle des territoires marginalisés ou en périphérie des pôles de la mondialisation. Aucun réel développement industriel, technologique ou agricole n’est possible sans un approvisionnement énergétique continu (Aubin, 2019), alors qu’en Afrique subsaharienne, lorsqu’il y a du courant électrique, il est très fortement altéré par de nombreuses coupures qui sont particulièrement préjudiciables pour l’ensemble des industries, et par des pertes dans la transmission et la distribution. Ces pertes, qui contraignent les pays subsahariens à « abandonner » en moyenne plus de 20% de l’énergie électrique produite<sup>1</sup>, peuvent être techniques, car liées aux transformateurs et aux câbles, ou bien commerciales, c’est-à-dire dues aux non-paiements et aux branchements illégaux. Le phénomène caractérise des réseaux endommagés, obsolètes, donc inefficaces au sein d’États n’ayant parfois pas entrepris de travaux de rénovation depuis la période coloniale – qui a concerné pratiquement l’Afrique entière. Conséquence, le continent n’a jamais pu compter sur un capital énergétique lui permettant de concurrencer l’économie des pays asiatiques.

Le processus d’électrification est ainsi un préalable indispensable pour le développement économique et social, et l’insertion de l’ASS dans l’économie-monde. Cela relève d’une urgence qui, une fois derrière elles, bénéficierait non seulement à des économies africaines dont les entreprises auraient alors de nouvelles perspectives, mais aussi par ricochet aux économies développées. En effet, succombant d’une certaine manière à la tentation de faire des raccourcis, Charlez (2016) prétend que si un continent africain électrifié deviendrait pôle de stabilité, l’accroissement de la précarité énergétique serait à l’inverse source de déstabilisation globale dans un contexte d’extension de la pauvreté et de montée de l’intégrisme.

Afin d’éviter que ne se réalise un tel présage, réduire l’exclusion spatiale est un impératif, avec le désenclavement des espaces ruraux ou périurbains comme enjeu numéro un puisque les inégalités d’accès aux services essentiels, notamment l’électricité, sont colossales dans la région. Pour parvenir à inclure ces larges territoires en marge dans l’émergence à venir de l’ASS, différentes méthodes d’électrification sont éprouvées, notamment en réponse à l’incapacité des réseaux historiques verticaux à fournir une électricité fiable, encore moins à pénétrer dans l’ensemble des provinces subsahariennes. Sur ce point, l’électrification rurale décentralisée dispose d’atouts indéniables, d’autant plus que son fonctionnement grâce aux énergies renouvelables lui confère un avantage certain en matière de transition énergétique. C’est pourquoi les solutions *bottom-up* font partie intégrante du futur des pays africains dans un secteur qui doit viser en priorité l’amélioration de l’efficacité énergétique selon l’Association pour le Développement de l’Énergie en Afrique. Des gains d’efficacité

---

<sup>1</sup> Sokhna Seck & alli., 2019

énergétique, élément qui figure parmi les objectifs de l'initiative *Sustainable Energy for All*, permettraient une baisse des coûts pour les consommateurs et des investissements nécessaires en termes d'infrastructures, et une meilleure compétitivité économique du continent.

Seulement, de lourdes difficultés (techniques, financières...) restent à surmonter, quand certains a priori doivent être corrigés, faute de quoi le foisonnement d'options électriques, à partir d'énergies conventionnelles ou renouvelables, sera stérile. Parmi les erreurs commises, Maigne & alli. relèvent que la mise en œuvre des projets d'accès universel à l'électricité repose sur un axiome erroné hérité de l'électrification des pays industrialisés, à savoir un recours à une mosaïque de mini-réseaux qui permettront de construire un réseau connecté. Or en l'état actuel, « il paraît difficilement envisageable de réaliser cette extension des réseaux urbains vers les zones rurales puis leur interconnexion, du moins à moyen terme » (2019, p.339), à cause de ressources budgétaires trop maigres pour les États entre autres. Et comme le prouvent les schémas spatiaux qui ne font que renforcer l'enclavement de régions entières traversées par les « autoroutes de l'électricité », les projets d'interconnexion entre pays mutualisant des sources de production de très forte capacité, telles que les méga-barrages hydroélectriques, ne résoudront pas non plus les problèmes d'électrification des zones rurales.

Toujours sur le plan technique, la connaissance des réseaux de transmission est souvent insuffisante alors même que des études censées faire partie des programmes nationaux de réhabilitation sont cruciales pour identifier des sites pertinents qui accueilleront les nouveaux centres de production (Aubin, *op. cit.*). Les bouleversements actuels engagent pourtant le continent sur la voie du progrès, même s'ils sont difficiles à cerner dans la mesure où l'on observe d'un côté les travaux de construction de grandes infrastructures qui visent à renforcer l'efficacité des réseaux de distribution, et de l'autre le développement de structures bien plus modestes qui permettent l'affirmation d'opérateurs indépendants. Comme l'affirme Shanker, les évolutions technologiques engendrent des schémas industriels où des ouvrages de taille moyenne voire petite peuvent être les plus appropriés, ce qui affaiblit la légitimité du monopole naturel et ouvre la voie à une structuration plus éclatée, dans laquelle l'investissement privé a toute sa place. « Cette évolution ne nous dédouane pas pour autant de la nécessité d'une très forte coordination nationale, d'une part technique (programmation de la production et des réseaux de transport eux relèvent encore tout à fait du monopole naturel) et d'autre part financière pour assurer une mobilisation suffisante » (2012, p.80).

Concrètement, l'effort qui reste à fournir consiste autant en la densification du maillage électrique, c'est-à-dire amener plus de ménages actuellement couverts par le réseau à s'y raccorder, qu'en l'extensification, c'est-à-dire rendre l'électricité accessible dans des zones actuellement non desservies (Blimpo & Cosgrove-Davies, 2020). La combinaison de ces deux facteurs passe par l'exploitation accrue des ressources naturelles – surtout renouvelables – de l'Afrique subsaharienne afin que la région s'assure un accès énergétique fondamental pour son avenir, à la croisée du développement économique et social, et de la lutte contre le changement climatique.

## **ANNEXE**

### Principaux grands sites de production d'électricité en Afrique australe et orientale

<b>Nom</b>	<b>Pays</b>	<b>Type de centrale</b>	<b>Capacité installée (puissance en MW)</b>	<b>Statut actuel</b>	<b>Coût et financement</b>
Baringo	Kenya	Biogaz	10,8	En service	
Batoka Gorge	Zambie/ Zimbabwe	Hydroélectrique	2400	En projet	5,2 millions de dollars (BAD)
Bujagali	Ouganda	Hydroélectrique	250	En service	862 millions de dollars (consortium international)
Cahora Bassa	Mozambique	Hydroélectrique	2075	En service	Gouvernement colonial portugais dans les années 1970
Gilgel Gibe III	Éthiopie	Hydroélectrique	1870	En service	1,8 milliards de dollars (investissements chinois)
Grand Inga	RDC	Hydroélectrique	40 000	En projet	Autour de 80 milliards de dollars (BAD, consortium international)
High Grand Falls	Kenya	Hydroélectrique	700	En projet	2 millions de dollars (consortium international, notamment chinois et britannique)
Inga III	RDC	Hydroélectrique	11 000	En projet	14 milliards de dollars (BAD, consortium international)
Jasper	Afrique du Sud	Solaire photovoltaïque	95	En service	260 millions de dollars (consortium international sous l'égide d'une société sud-africaine)
Kariba	Zambie/ Zimbabwe	Hydroélectrique	1319	En service	480 millions de dollars (société italienne dans les années 1950)

Kathu	Afrique du Sud	Solaire thermodynamique	100	En service	750 millions d'euros (banques et fonds d'investissement sud-africains, Engie)
Kitui	Kenya	Thermique charbon	960	En projet	2 milliards de dollars (entreprises omanaise et chinoise)
KivuWatt	Rwanda	Méthane	26	En service	200 millions de dollars (BAD, capitaux privés, État rwandais)
Kusile	Afrique du Sud	Thermique charbon	4800	En construction (retards)	118 millions de Rands (5,8 millions d'euros)
Lauca	Angola	Hydroélectrique	2070	En construction	4,3 millions de dollars (fonds d'investissement britanniques, sud-africains, aide brésilienne, gouvernement angolais)
Muzizi	Ouganda	Hydroélectrique	45	En projet	30 millions de dollars (aide financière française et allemande au gouvernement ougandais)
Nalubaale (barrage des chutes d'Owen)	Ouganda	Hydroélectrique	180	En service	Investissements britanniques
Olkaria I, II, III, IV, V	Kenya	Géothermie	185, 105, 139, 140, 158	En service	669 millions de dollars pour Olkaria V (aide financière japonaise pour le gouvernement kenyan et KenGen)
Redstone	Afrique du Sud	Solaire thermodynamique	100	En projet	715 millions de dollars (partenariat Arabie Saoudite-Afrique du Sud)
Renaissance	Éthiopie	Hydroélectrique	6000	En construction	4,8 milliards de dollars (BAD, souscription nationale, prêts arabes, financement de l'EEPCO)

Rwamagana	Rwanda	Solaire photovoltaïque	8,5	En service	23,7 millions de dollars (aide européenne, norvégienne, finlandaise, néerlandaise et américaine)
Songo Songo (centrale d'Ubungo)	Tanzanie	Gazoduc on et offshore	112	En service	296 millions de dollars (BM, Banque européenne d'investissements, Tanesco, consortium d'entreprises internationales)
Soroti	Ouganda	Solaire photovoltaïque	10	En service	19 millions de dollars (aide européenne, allemande)
Stiegler's Gorge	Tanzanie	Hydroélectrique	2115	En construction	3,6 milliards de dollars (État tanzanien)
Lake Turkana Wind Power Station	Kenya	Éolien	310	En service	680 millions de dollars (investissements privés, prêt de l'Union européenne)
Volobe	Madagascar	Hydroélectrique	120	En projet	Consortium international

## **BIBLIOGRAPHIE**

### Bibliographie scientifique

AUBIN Charlotte, 2019, « Les enjeux des énergies renouvelables en Afrique : quel modèle d'électrification ? », *Revue internationale et stratégique*, vol.113, n°1, pp.177-185

AVADIKYAN Arman, MAINGUY Claire, 2016, « Accès à l'énergie et lutte contre le changement climatique : opportunités et défis en Afrique subsaharienne – Présentation », *Mondes en développement*, vol.176, n°4, pp.7-24

BEAUSSANT Henri, 2018, « L'aval gazier : industrie, électricité, services publics... », *Energy for Africa, Revue de l'Association pour le Développement de l'Énergie en Afrique*, n°22, pp.6-8

BLANC-PAMARD Chantal, RAKOTO RAMIARANTSOA Hervé, « Madagascar : les enjeux environnementaux », dans : LESOURD Michel, 2003, *L'Afrique. Vulnérabilité et défis*, Nantes, Éditions du Temps, Questions de géographie, 447 pages

BRAECKMAN Colette, 2011, « Le développement du Rwanda est-il durable ? », *Esprit*, vol. novembre, n°11, pp.86-98

CANTONI Roberto, MUSSO Marta, 2017, « L'énergie en Afrique : les faits et les chiffres. Introduction », *Afrique contemporaine*, vol. 261-262, n°1, pp.9-23

CHARLEZ Philippe, 2016, « Géopolitique de la transition énergétique », *Géoéconomie*, vol.82, n°5, pp.109-132

DEBEUGNY Charles, DE GROMARD Christian, JACQUOT Grégoire, 2017, « L'électrification complète de l'Afrique d'ici 2030 est-elle possible ? », *Afrique contemporaine*, vol. 261-262, n°1, pp.139-153

DESARNAUD Gabrielle, 2016, « Électrifier durablement l'Afrique et l'Asie », *Notes de l'Ifri*

DUBRESSON Alain & alli., 2011 (3<sup>ème</sup> édition), *L'Afrique subsaharienne. Une géographie du changement*, Paris, Armand Colin, Collection U, 256 pages

DUBRESSON Alain, 2013, « À propos d'une initiative municipale verte au Cap (Afrique du Sud) : les leçons du *Solar Water Heater Advanced Programme* », *Flux*, vol.93-94, n°3, pp.43-55

DUBRESSON Alain, 2019, « Eskom en 2019 : 'too big to fail or to support' ? Un modèle intégré en phase terminale: une chronique. », Document de travail de l'ANR Hybridelec

DUNLOP Jérôme, 2019, *Les 100 mots de la géographie*, Paris, PUF, Collection *Que sais-je ?*, 128 pages

FOUÉRÉ Marie-Aude, MAUPEU Hervé, 2015, « Une nouvelle Afrique de l'Est ? Introduction thématique », *Afrique contemporaine*, vol.253, n°1, pp.13-35

FRIED Stephie, LAGAKOS David, 2017, « Rural electrification, migration, and structural transformation. Evidence from Ethiopia », *International Growth Center*, University of Oxford (E-32301-ETH-1)

GASCON Alain, 2015a, « L'Éthiopie des « 15 Glorieuses », moteur de l'Afrique orientale ». Entre recherche de leadership et fragilités », *Afrique contemporaine*, vol.253, n°1, pp.37-51

GASCON Alain, 2015b, « Hydroélectricité, pouvoirs et frontières : un GAP pour l'Éthiopie ? », *Bulletin de l'association des géographes français*, 92-2, pp.141-153

GIRAC-MARINIER Carine (dir.), 2019, *Atlas socio-économique des pays du monde 2020*, Paris, Larousse, 352 pages

GREGGIO Rodolphe, MAFFÉI Benoît, 2016, « La pénurie énergétique, obstacle insurmontable à la croissance des pays africains ? », *Géoéconomie*, vol.82, n°5, pp.133-148

GROSSET Florian, NGUYEN Van, 2016, « Consommation d'énergie et croissance économique en Afrique subsaharienne », *Mondes en développement*, vol.176, n°4, pp.25-42

HECHT Gabrielle, 2016, *Uranium africain, une histoire globale*, Paris, Seuil, 416 pages

HEURAUX Christine, 2010, *L'électricité au cœur des défis africains. Manuel sur l'électrification en Afrique*, Karthala, Paris, 404 pages

HEYSCH DE LA BORDE Bertrand, CHARAFI Yasser, 2013, « Une vérité qui dérange », *Secteur Privé & Développement*, n°18, pp.9-12, Proparco, Groupe Agence Française de Développement

HIS Stéphane, DE GROMARD Stéphane, 2017, « Évolutions, révolutions et inerties dans l'énergie. Quelles implications pour l'Afrique ? », *Afrique contemporaine*, vol. 261-262, n°1, pp.125-138

HUGON Philippe, 2016, *Afriques. Entre puissance et vulnérabilité*, Paris, Armand Colin, 272 pages

JACQUEMOT Pierre, 2013, *Économie politique de l'Afrique contemporaine*, Paris, Armand Colin, Collection U, 456 pages

JACQUEMOT Pierre, 2017, « En République Démocratique du Congo, Inga, le plus grand barrage hydroélectrique du monde, encore à l'état de projet », *Afrique contemporaine*, vol. 261-262, n°1, pp.252-253

JACQUEMOT Pierre, REBOULET Marie-Noëlle, 2017, « Options technologiques et modèles d'organisation de l'électrification rurale en Afrique. Retours d'expérience », *Afrique contemporaine*, vol. 261-262, n°1, pp.155-184

JAGLIN Sylvie, 2012, « Services en réseaux et villes africaines : l'universalité par d'autres voies ? », *L'Espace géographique*, vol. tome 41, n°1, pp.51-67

JAGLIN Sylvie, VERDEIL Éric, 2013, « Énergie et ville des pays émergents : des transitions en question. Introduction », *Flux*, vol.93-94, n°3, pp.7-18

JAGLIN Sylvie, DUBRESSON Alain, 2015, *Eskom. Électricité et pouvoir en Afrique du Sud*, Paris, Karthala, 224 pages

JOHNSON Oliver, 2017, « La réforme du secteur de l'électricité au Ghana et en Tanzanie. Rapports de pouvoir, diffusion du savoir et appropriation », *Afrique contemporaine*, vol. 261-262, n°1, pp.25-48

KARLSSON Mikael, 2013, « Stimuler la croissance par une production électrique économiquement viable », *Secteur Privé & Développement*, n°18, pp.13-15, Proparco, Groupe Agence Française de Développement

KAYSER-BRIL Clara, AUGAREILS Pascal, 2016, « Projets d'accès à l'électricité : comment en mesurer les bénéfices ? », *Mondes en développement*, vol.176, n°4, pp.77-92

KOUADIO Georges, GRÉGOIRE Luc-Joël, EZOUA Joseph, « Enjeux et défis des énergies propres et de l'efficacité énergétique en Afrique », dans : ALLAH-KOUADIO Remy & alli., 2015, *Développement durable et émergence de l'Afrique*, pp.467-478, Brinon-sur-Sauldre, PNUD, Éditions Grandvaux

LIU Zhenya, 2015, *Global Energy Interconnection*, Cambridge, Academic Press, 396 pages

LOUVEL Roland, DE GROMARD Christian, 2017, « De la biomasse à la bioéconomie, une stratégie énergétique pour l'Afrique ? », *Afrique contemporaine*, vol. 261-262, n°1, pp.223-240

MADON Gérard, 2017, « Le bois, énergie de première nécessité en Afrique. Une ressource trop souvent négligée », *Afrique contemporaine*, vol. 261-262, n°1, pp.201-222

MAGRIN Géraud & alli., 2016, *Atlas de l'Afrique. Un continent émergent ?*, Paris, Autrement, 100 pages

MARTIN-AMOUREUX Jean-Marie, 2017, « Quel avenir pour le charbon minéral en Afrique ? », *Afrique contemporaine*, vol. 261-262, n°1, pp.185-199

MURPHY James T., 2001, « Making the energy transition in rural East Africa: Is leapfrogging an alternative? », *Technological Forecasting & Social Change*, n°68, pp.173-193

PLANCQ-TOURNADRE Marie, 2004, « Services d'eau et d'électricité au Cap, ou comment la sortie de l'apartheid fabrique des débranchés », *Flux*, vol.56-57, n°2, pp.13-26

POGNON AZOUMÉ, LEBOT Benoit, « Bonnes pratiques de développement des énergies propres et de l'efficacité énergétique en Afrique », dans : ALLAH-KOUADIO Remy & alli., 2015, *Développement durable et émergence de l'Afrique*, pp.457-466, Brinon-sur-Sauldre, PNUD, Éditions Grandvaux

SEBBAN Anne-Sophie, « Le monopole du gaz en Afrique se déplacerait-il à l'Est ? », dans : ENCEL Frédéric (dir.), 2016, *Gaz naturel, la nouvelle donne ?*, Paris, PUF, pp.87-101

SCOTT Andrew, 2015, « Building electricity supplies in Africa for growth and universal access », Background paper for *Power, People, Planet: Seizing Africa's energy and climate opportunities*, *New Climate Economy*, London and Washington D.C. Disponible à l'adresse suivante : <http://newclimateeconomy.report/misc/working-papers>



SEVERINO Jean-Michel, RAY Olivier, 2010, *Le temps de l'Afrique*, Paris, Odile Jacob, 352 pages

STECK Jean-Fabien, 2018, « L'Afrique subsaharienne », *Documentation Photographique*, n°8121, Paris, La Documentation française, 64 pages

TACCOEN Lionel, LEGRAND Emma, 2020, « Afrique subsaharienne et électricité. La lueur au bout du tunnel », *Lettre Géopolitique de l'électricité*, n°100 [en ligne]

VÉRON Jean-Bernard, 2015, « Éditorial », *Afrique contemporaine*, vol.253, n°1, pp.7-9

YUMKELLA Kandeh K., « L'initiative Énergie durable pour tous en Afrique », dans : ALLAH-KOUADIO Remy & alli., 2015, *Développement durable et émergence de l'Afrique*, pp.451-456, Brinon-sur-Sauldre, PNUD, Éditions Grandvaux

Pas d'auteur : 2017, « Sylvie Jaglin et Alain Dubresson, Eskom. Électricité et pouvoir en Afrique du Sud », *Annales de géographie*, vol.715, n°3, pp.356-370

Pas d'auteur : 2018, « Quelle feuille de route pour l'accès à l'électricité ? », *Energy for Africa, Revue de l'Association pour le Développement de l'Énergie en Afrique*, n°22, pp.11-16

Pas d'auteur : 2018, « Pour un scénario solaire gagnant. Une interview de Karim Megherbi », *Energy for Africa, Revue de l'Association pour le Développement de l'Énergie en Afrique*, n°22, pp.24-25

### Bibliographie journalistique

AFP, 19/11/2019, « Afrique du Sud : un nouveau patron pour Eskom, le géant malade de l'électricité », *Jeune Afrique*, en ligne [Consulté le 24 mars 2020]

*Afrizap*, 04/07/2015, « Le Kenya lance le plus grand parc éolien d'Afrique et confirme son avancée en matière d'énergie verte », en ligne [Consulté le 31 mars 2020]

*Afrizap*, 19/05/2016, « Le Rwanda inaugure KivuWatt, la première centrale électrique au méthane au monde », en ligne [Consulté le 24 mars 2020]

ATER Amine, 24/03/2017, « Kampala et Nairobi se toisent par pipelines interposés », *La Tribune Afrique*, en ligne [Consulté le 22 avril 2020]

BAHADUR Aisha, 08/03/2020, « Why Soweto residents do not owe Eskom R18-billion », *Mail & Guardian*, en ligne [Consulté le 19 mars 2020]

BANQUE MONDIALE, 20/08/2015, « Électrifier les bidonvilles kenyans : de dures leçons pour des gains énormes », Site Internet de la Banque mondiale, en ligne [Consulté le 2 juin 2020]

BEN MOHAMED Dounia, 25/11/2016, « Le Kenya carbure au solaire », *Le Point*, en ligne [Consulté le 25 avril 2020]

BERNIER Aurélien, février 2018, « Batailles commerciales pour éclairer l’Afrique », *Le Monde diplomatique*

CHARDAIRE Maude, 14/11/2016, « Barrage du Grand Inga : le mirage reste entier », *Novethic*, en ligne [Consulté le 24 avril 2020]

CREAMER Martin, 03/02/2020, « Minister keen to get generation outside of Eskom going soonest », *Engineering News*, en ligne [Consulté le 19 mars 2020]

D’ABBUNDO Antoine, 03/06/2016, « L’Afrique parie sur les énergies renouvelables », *La Croix*, en ligne [Consulté le 25 avril 2020]

DAVIE Kevin, 30/01/2020, « Cosatu has a plan to save Eskom », *Mail & Guardian*, en ligne [Consulté le 19 mars 2020]

DE VILLIERS James, 03/01/2020, « Load shedding now looks inevitable next week, with Eskom’s breakdowns worse than in early December », *Business Insider South Africa*, en ligne [Consulté le 19 mars 2020]

DE VILLIERS James, 04/02/2020, « Gwede Mantashe is punting an Eskom plan that would see the government sell everything except high-voltage transmission lines », *Business Insider South Africa*, en ligne [Consulté le 19 mars 2020]

DE VILLIERS James, 12/03/2020, « Eskom outages – at 18 000 MW – now ‘worst I’ve ever seen’, one Eskom source says », *Business Insider South Africa*, en ligne [Consulté le 19 mars 2020]

DEEPAK John, 03/03/2020, « Self-generation is the future of electricity », *Business Live*, en ligne [Consulté le 20 avril 2020]

DEVEAUX Jacques, 31/03/2020, « En Ouganda, le projet pétrolier peine à se concrétiser », *France Info*, en ligne [Consulté le 22 avril 2020]

DOUET Marion, 25/01/2017, « Énergie : quand le solaire se lève sur le continent africain », *Jeune Afrique*, en ligne [Consulté le 25 avril 2020]

DUHEM Vincent, 19/09/2014, « Réchauffement climatique : la carte des 15 lieux les plus menacés d’Afrique », *Jeune Afrique*, en ligne [Consulté le 11 juin 2020]

FURFARI Samuel, 08/05/2020, « L’Afrique mérite mieux que l’énergie informelle », *La Tribune Afrique*, en ligne [Consulté le 20 mai 2020]

HUON Patricia, 24/11/2015, « Le solaire se lève au Rwanda », *Libération*, en ligne [Consulté le 11 juin 2020]

*International Rivers*, 2005, « Le Grand Inga n’est-il qu’une grande illusion ? », en ligne [Article introuvable depuis la dernière consultation en avril 2020]

*Jeune Afrique & AFP*, 19/07/2019, « Le Kenya inaugure le plus grand parc éolien d’Afrique », en ligne [Consulté le 31 mars 2020]

*l'EnerGeek*, 25/11/2014, « Jasper : zoom sur le plus grand parc photovoltaïque d'Afrique », en ligne [Consulté le 6 avril 2020]

*La Tribune Afrique*, 04/07/2019, « Programme Power Africa : où en est-on ? », en ligne [Consulté le 6 mai 2020]

LACHKAR Michel, 24/10/2019, « Barrage de la Renaissance : Washington propose une médiation à l'Éthiopie et à l'Égypte, en conflit sur la répartition des eaux du Nil », *France Info*, en ligne [Consulté le 5 avril 2020]

*Le Monde & AFP*, 15/10/19, « À Madagascar, l'électricité reste un produit de luxe », en ligne [Consulté le 15 mai 2020]

MACHANICK Philip, 22/01/2020, « Eskom: South Africa can learn from Australia's mistakes before it too burns », *Mail & Guardian*, en ligne [Consulté le 19 mars 2020]

MATHE Tshegofatso, 18/10/2019, « 'Why we don't pay for power' », *Mail & Guardian*, en ligne [Consulté le 19 mars 2020]

MEYERFELD Bruno, 03/08/2016, « L'Afrique de l'Est se lance dans de grands projets énergétiques », *Le Monde*

MUGGAH Robert, HILL Katie, 12/07/2018, « Les villes africains auront doublé leur population d'ici 2050. Voici 4 façons de s'assurer qu'elles prospèrent », *World Economic Forum*, en ligne [Consulté le 18 mai 2020]

RANTRUA Sylvie, 18/12/2019, « Électricité : comment Eskom est en train de plomber l'Afrique du Sud », *Le Point*, en ligne [Consulté le 24 mars 2020]

ROUAUD Pierre-Olivier, 05/04/2015, « Afrique du Sud : le dossier noir d'Eskom », *L'Usine nouvelle*, en ligne [Consulté le 3 mars 2020]

SMITH David, 11/12/2015, « How Africa's fastest solar power project is lighting up Rwanda », *The Guardian*, en ligne. Traduit de l'anglais par SCHNEIDER Frédéric : « Au Rwanda, un parc solaire construit en un temps record éclaire le pays » [Consulté le 11 juin 2020]

SOKHNA SECK Gondia, HACHE Emmanuel, MARTIN Rebecca, 15/01/2019, « Afrique subsaharienne : le long chemin vers l'électrification », *Le Point*, en ligne [Consulté le 24 mars 2020]

TAKOULEU Jean-Marie, 22/07/2018, « Afrique du Sud : CEF et Acwa Power cofinancent la centrale solaire de Redstone », *Afrik21*, en ligne [Consulté le 6 avril 2020]

WAKIM Nabil, 30/09/2019, « À Kathu, on stocke l'énergie du soleil », *Le Monde*

WASSERMAN Helena, 11/02/2020, « Explainer: The plan to bankroll Eskom with government employee pensions », *Business Insider South Africa*, en ligne [Consulté le 19 mars 2020]

ZAREMBKA David, 30/03/2019, « The best summary of Kenya renewable energy (& dirty energy) you can find », *CleanTechnica*, en ligne [Consulté le 22 avril 2020]

Rapports de groupes de recherche, d'instituts de développement ou d'ONG, communiqués d'entreprises

ADEA, 2015, *L'Énergie en Afrique à l'horizon 2050. Une étude de l'ADEA réalisée avec le soutien de l'Institut de la Francophonie pour le Développement Durable*, Association pour le Développement de l'Énergie en Afrique, 158 pages

AFRICAN ENERGY, 2019, *Kenya Power Report – 2019/20*, *African Energy Reports*, Cross-border Information (London) Ltd.

AIE, 2019, *Africa Energy Outlook 2019*, *World Energy Outlook Special Report*, International Energy Agency, 285 pages

BAD, 2018, *Indice 2018 de réglementation de l'électricité en Afrique*, Groupe de la Banque Africaine de Développement, 53 pages

BAD, ASEA, 2019, *Revue des réformes du secteur de l'électricité en Afrique*, Groupe de la Banque Africaine de Développement, 84 pages

BLIMPO Moussa P., COSGROVE-DAVIES Malcolm, 2020, *Accès à l'électricité en Afrique subsaharienne : Adoption, fiabilité et facteurs complémentaires d'impact économique*, *Collection Africa Development Forum*, Washington D.C., World Bank, 155 pages (Doi:10.1596/978-1-4648-1488-4)

CERDAN Jean-Pierre, 2016, *L'électrification rurale en Afrique*, *Électriciens sans frontières*, 12 pages

CERQUEIRA Julien & alli., 2019, *Des turbines et des hommes. Quelles coalitions d'acteurs pour l'électrification rurale à Madagascar ? Retours d'expérience du projet Rhyvière*, *Collection « Comprendre, Agir et Partager »*, Éditions du Gret, 166 pages

CHAULIAC Perrine, DELAVEAU Juliette, 2015, *Recherche sur le développement urbain de la ville de Kigali. Étude du Masterplan 2040*, *Urbanistes du Monde*, 23 pages

CHOISEUL Institut, 2017, *Afrique. Les acteurs clés de l'énergie*, Avec la participation de la Banque mondiale et Engie, 37 pages

ENGIE, « Engie annonce la mise en exploitation de la centrale solaire thermodynamique de Kathu, l'un des plus grands projets d'énergie renouvelable en Afrique du Sud », Communiqué de presse du 6 février 2018

ENGIE, « Engie acquiert Mobisol et devient leader de marché du solaire hors réseau en Afrique », Communiqué de presse du 3 septembre 2019

GEC, Phuzumoya Consulting, 2020, *Je t'aime, moi non plus : l'Afrique du Sud et Inga III*, *Groupe d'étude sur le Congo*, Center on International Cooperation, Phuzumoya Consulting, 17 pages

GEC, Resource Matters, 2019, *Inga III : un projet gardé dans l'ombre. Comment le contrat du plus gros site hydroélectrique au monde se négocie à huis clos*, *Groupe d'étude sur le Congo*, Center on International Cooperation, Resource Matters, 33 pages

IMBERNON Jacques, « Photovoltaïque et téléphonie mobile : des technologies décentralisées adaptées aux espaces ruraux », dans : PESCHE D., LOSCH B., IMBERNON J. (dir.), 2016, *Une nouvelle ruralité émergente. Regards croisés sur les transformations rurales africaines*, Atlas pour le programme *Rural Futures* du NEPAD, deuxième édition revue et augmentée, Montpellier, Cirad, NEPAD, 76 pages

IRENA, 2019, *Off-grid renewable energy solutions to expand electricity access: An opportunity no to be missed*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 27 pages

IRENA, 2020, *Renewable Capacity Statistics 2020*, International Renewable Energy Agency, 50 pages

LALL & alli., 2017, *Africa's Cities. Opening Doors to the World (Ouvrir les villes africaines au monde)*, Washington D.C., World Bank, 162 pages

MAIGNE Yves & alli., 2019, *Électrifier l'Afrique rurale. Un défi économique, un impératif humanitaire*, Fondation Énergies pour le Monde, 448 pages

OMENDA Peter, 2018, *Geothermal Outlook in East Africa: Perspectives for Geothermal Development*, International Geothermal Association

OTIENO David & alli., 2016, *Cartographie des initiatives et programmes énergétiques en Afrique*, Partenariat Afrique-UE pour l'énergie, Facilité de dialogue et de partenariat, Initiative de l'Union européenne pour l'énergie, 56 pages

OVERSEAS DEVELOPMENT INSTITUTE, 2016, *Accelerating access to electricity in Africa with off-grid solar. Off-grid solar country briefing: Rwanda*, London

PESCHE D., LOSCH B., IMBERNON J. (dir.), 2016, *Une nouvelle ruralité émergente. Regards croisés sur les transformations rurales africaines*, Atlas pour le programme *Rural Futures* du NEPAD, deuxième édition revue et augmentée, Montpellier, Cirad, NEPAD, 76 pages

RAKOTOMALALA Olivia (dir.), 2013, *Madagascar : Pour un dialogue sur les enjeux de développement*, Banque mondiale – Bureau de Madagascar, 79 pages

SAPP, 2018, *Southern African Power Pool Annual Report 2018*, 125 pages

SAUMET Catherine, 2018, *La République Démocratique du Congo à l'horizon 2020*, Programme Humanitaire & Développement, Observatoire de la prospective humanitaire, Institut de Relations Internationales et Stratégiques, 25 pages

SE4ALL, 2019, *Les voies d'électrification intégrées pour un accès universel à l'électricité (IEP) : une introduction*, 26 pages

SHANKER Anjali (dir.), 2012, *Accès à l'électricité en Afrique subsaharienne : retours d'expérience et approches innovantes*, Document de travail, Département de la recherche, Agence Française de Développement, 102 pages

TENENBAUM Bernard & alli., 2014, *From the Bottom Up: How Small Power Producers and Mini-Grids Can Deliver Electrification and Renewable Energy in Africa (Quand la lumière vient d'en bas : Comment les petits producteurs d'électricité et les mini-réseaux peuvent promouvoir l'électrification rurale et les énergies renouvelables en Afrique)*, Directions du développement, Washington D.C., World Bank, 392 pages (Doi: 10.1596/978-1-4648-0093-1)

UN-HABITAT, 2008, *The State Of African Cities 2008*, United Nations Human Settlements Programme, 207 pages

VAN DER PLAS Robert & alli, 2017, *Étude de cas : Participation du secteur privé à l'approvisionnement en électricité d'origine micro-hydro pour le développement rural*, MARGE, 7 pages

### Webographie

#### **Reportages vidéo :**

AFP, 2014, « Rwanda : exploiter le méthane du lac Kivu pour produire de l'électricité » (<https://youtu.be/yk-3nxKb7aA>)

AFRICA 24, 2017, « Rwanda, transformation du gaz méthane du lac Kivu » (<https://youtu.be/m3InKIWBxds>)

ARTE, 2018, « RDC : Virunga, au-dessus du volcan », *ARTE Reportage* (<https://youtu.be/ey2ddFhjX4o>)

ARTE, 2018, « Rwanda, miracle après le génocide », Émission *Le Dessous des Cartes*

*Jeune Afrique*, 2017, « KivuWatt, la centrale électrique du lac Kivu tourne à plein régime » (<https://www.dailymotion.com/video/x5a6e7h>)

#### **Définitions de termes techniques en ligne :**

<https://www.edf.fr/>

<http://geoconfluences.ens-lyon.fr/glossaire>

<https://www.novethic.fr/lexique/>

#### **Informations complémentaires :**

<https://www.afdb.org/fr/themes-et-secteurs/initiatives-et-partenariats/initiative-desert-power>

<https://www.contourglobal.com/asset/kivuwatt>

<https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/l-energie-de-a-a-z/tout-sur-l-energie/le-developpement-durable/la-consommation-d-electricite-en-chiffres>

[http://www.eskom.co.za/OurCompany/CompanyInformation/Pages/Company\\_Information.aspx](http://www.eskom.co.za/OurCompany/CompanyInformation/Pages/Company_Information.aspx)

<http://www.energiespourlafrique.org/>

## ***TABLE DES ILLUSTRATIONS***

Carte 1 : Accès à l'électricité en Afrique.....	11
Carte 2 : Inégalités d'accès à l'électricité entre zones urbaines et zones rurales en Afrique australe et orientale.....	14
Carte 3 : Infrastructures électriques et lieux de pouvoir politico-économique en Afrique du Sud.....	30
Carte 4 : Ressources minières et énergétiques de l'Afrique du Sud : des attributs de puissance géoéconomique.....	31
Carte 5 : Afrique de l'Est, un nouvel eldorado énergétique.....	49
Carte 6 : Les principaux barrages hydroélectriques d'Afrique australe et orientale.....	54
Carte 7 : Un projet pharaonique.....	56
Cartes 8 : Desserte de l'électricité d'Inga à travers la RDC et le continent africain.....	69
Carte 9 : L'Éthiopie, cœur énergétique de l'Afrique de l'Est.....	78
Carte 10 : Densités de population et desserte électrique en Éthiopie.....	80
Carte 11 : Photovoltaic Power Potentiel Sub-Saharan Africa.....	96
Carte 12 : La vitesse moyenne des vents en Afrique subsaharienne.....	99
Carte 13 : Consommation électrique et part du secteur privé dans les capacités installées en Afrique subsaharienne, 2013.....	116
Carte 14 : La diffusion planétaire du <i>pay-as-you-go</i> .....	129
Carte 15 : Les différents moyens d'accès à l'électricité pour l'avenir de l'Afrique subsaharienne.....	131
Carte 16 : Les réseaux dans l'espace géographique et politique malgache.....	137
Carte 17 : Localisation de la centrale de KivuWatt dans l'Ouest du Rwanda.....	153

Figure 1 : Évolution de la population subsaharienne privée d'électricité.....	12
Figure 2 : Les progrès de l'accès à l'électricité en Afrique de l'Est.....	12
Figure 3 : Daily Eskom generation breakdowns.....	33
Figure 4 : Understanding the loadshedding stages.....	34
Figure 5 : The loadshedding process.....	35
Figure 6 : Le mix électrique sud-africain en 2040.....	39
Figure 7 : Structure des secteurs de l'électricité et participation du secteur privé en Afrique australe et orientale.....	46
Figure 8 : Le mix électrique de l'Afrique australe et orientale hors Afrique du Sud (2016/17).....	53
Figure 9 : Évolution de la distribution de l'énergie (Inga 1-2/Inga BC/Inga future).....	59
Figure 10 : Distribution d'électricité.....	62
Figure 11 : Schéma des « autoroutes de l'électricité » : des inégalités sociospatiales renforcées ?.....	67
Figure 12 : L'évolution de la capacité électrique éthiopienne entre 1980 et 2015.....	77
Figure 13 : Ordre de grandeur de la consommation moyenne en électricité dans le monde.....	87
Figure 14 : Consommation d'électricité par régions du monde : le retard de l'ASS.....	88
Figure 15 : Potentiel en énergies renouvelables et demande attendue en 2040 (en centaines de TWh/an).....	101
Figure 16 : Croissance démographique et urbanisation.....	105
Figure 17 : Les processus d'urbanisation et de périurbanisation en Afrique subsaharienne : un modèle d'exclusion spatiale ?.....	109
Figure 18 : La logique de densification des nanoréseaux.....	125
Figure 19 : Population bénéficiant de solutions renouvelables hors réseau en Afrique.....	126
Figure 20 : Échelle traditionnelle de l'électrification.....	127
Figure 21 : Relations contractuelles entre les acteurs d'un projet d'électrification à Madagascar.....	139
Figure 22 : Répartition des ménages selon la source d'éclairage, par quintile de consommation.....	140
Figure 23 : La station d'extraction du méthane de KivuWatt sur le lac Kivu.....	152



# ***TABLE DES MATIÈRES***

SOMMAIRE.....	1
REMERCIEMENTS.....	2
LEXIQUE DES SIGLES.....	3
INTRODUCTION.....	4
Pertinence de l'étude.....	13
Notions et concepts.....	15
Problématique et hypothèses de recherche.....	19
Annonce du plan.....	20
MÉTHODOLOGIE.....	21
ÉTAT DE L'ART.....	22
1. Un service public facteur d'exclusion spatiale ? Des politiques d'électrification qui n'incluent pas l'ensemble de la population au réseau .....	27
1.1. Les compagnies nationales historiques aujourd'hui en crise. Le cas d'Eskom en Afrique du Sud.....	27
1.1.1. Des réseaux verticaux comme héritage des entreprises d'État monopolistiques .....	27
1.1.2. Eskom, « géant malade de l'électricité » : cause et conséquence de la récession sud- africaine .....	33
1.1.3. Entre modernité et informalité : les solutions alternatives d'accès à l'énergie pour une population pauvre.....	40
1.2. Opportunités et limites des projets de grandes infrastructures centralisées .....	48
1.2.1. Des ressources fossiles encore prééminentes dans le mix électrique subsaharien .....	48
1.2.2. La construction de méga-barrages hydroélectriques : un lourd investissement, pour quel impact ? .....	51
1.2.3. L'enclavement des territoires traversés par les « autoroutes de l'électricité » .....	66
1.3. L'électricité au cœur de conflits d'intérêt multiscalaires .....	71
1.3.1. L'intégration régionale comme objectif primordial pour le développement énergétique de l'Afrique subsaharienne .....	71
1.3.2. L'indépendance énergétique, revendication portée au niveau national par des acteurs autocentrés ? .....	73
1.3.3. Production électrique et configurations territoriales en Éthiopie. L'extension du réseau national d'un État décentralisé.....	76
CONCLUSION DE LA PREMIÈRE PARTIE.....	82

2. Le développement de l'électrification rurale décentralisée : vers un accès universel grâce au <i>bottom-up</i> ? .....	86
2.1. Satisfaire des besoins énergétiques croissants en limitant les risques environnementaux, le double enjeu africain .....	86
2.1.1. Les options décentralisées, atouts indéniables contre la « fracture électrique » .....	86
2.1.2. De l'Ouganda à la Zambie, des ressources renouvelables abondantes mais une exploitation encore limitée .....	93
2.1.3. Les effets de la modernisation des campagnes sur la croissance urbaine subsaharienne : l'offre d'électricité comme frein à l'exode rural ? .....	104
2.2. L'émergence de structures privées au service de l'électrification des marges .....	113
2.2.1. Quels porteurs de projets aujourd'hui ? Des acteurs indépendants qui accompagnent les communautés locales.....	113
2.2.2. Un panel de solutions innovantes multiscalaires adaptées au continent .....	122
2.2.3. À Madagascar, des investissements privés encore insuffisants pour pallier le déficit d'une des économies les moins avancées d'Afrique .....	133
2.3. La complémentarité entre différentes techniques d'électrification peut-elle suffire à résoudre les difficultés de la diffusion du courant ? .....	143
2.3.1. Une nécessaire harmonisation des moyens énergétiques face à d'éventuelles limites d'efficacité.....	143
2.3.2. La rentabilisation du service, principe incompatible avec la demande de populations majoritairement pauvres .....	145
2.3.3. L'électrification productive, un impératif pour la démarginalisation géoéconomique .....	147
CONCLUSION DE LA DEUXIÈME PARTIE.....	148
3. La sécurité énergétique, facteur de développement d'un des pays les plus attractifs du continent : le Rwanda .....	152
3.1. Un retard initial dans l'accès des rwandais... pallié par une centrale électrique unique au monde ?.....	152
3.2. Succès de l'électrification décentralisée, soutenue par le gouvernement .....	156
CONCLUSION GÉNÉRALE.....	157
ANNEXE.....	159
BIBLIOGRAPHIE.....	162
TABLE DES ILLUSTRATIONS.....	171
TABLE DES MATIÈRES.....	173

## **Enjeux spatiaux de l'électrification en Afrique australe et orientale**

### Les initiatives *bottom-up* face au défi de l'accès à l'électricité dans les territoires subsahariens

Région la moins électrifiée au monde, avec près de 600 millions de personnes vivant sans électricité (55% de sa population totale), l'Afrique subsaharienne accuse un retard en termes de sécurité énergétique qui la contraint à revoir à la baisse ses ambitions nouvelles d'émergence économique. Alors que la croissance démographique du continent africain dans son ensemble reste soutenue, ce qui accroît inévitablement ses besoins en nourriture et en énergie, les inégalités spatiales quant à l'accès au service électrique sont profondément marquées entre les différents pays et plus encore entre territoires intraétatiques, puisque les zones rurales sont maintenues à l'écart des réseaux nationaux. Ceux-ci dépendent encore de compagnies d'électricité centralisées qui, à cause de défauts structurels et de lourdes difficultés financières, semblent aujourd'hui dépassées face à la hausse de la demande, ne pouvant amener le courant électrique à l'ensemble des régions. D'où une exclusion géographique qui, *de facto*, ne peut être corrigée à court terme que grâce à des solutions énergétiques innovantes, regroupées sous l'étiquette d'électrification rurale décentralisée (ERD), c'est-à-dire des moyens alternatifs à l'extension des réseaux verticaux. Cette approche fait le lien entre développement énergétique, donc croissance économique, et prise en considération des risques climatiques dans la mesure où les systèmes dits *bottom-up* s'appuient sur les sources renouvelables, abondantes en Afrique australe et orientale. L'Afrique de l'Est connaissant des progrès constants depuis plus d'une décennie, cette région a le potentiel pour devenir à l'avenir un véritable modèle pour les pays du Sud dans le secteur de l'électrification moderne.

Mots-clés : Afrique subsaharienne, accès énergétique, électrification rurale décentralisée, Afrique de l'Est, inégalités villes/campagnes, systèmes *bottom-up*, réseaux

---

## **Spatial issues of electrification in Southern and Eastern Africa**

### The *bottom up* initiatives to face the challenge of access to electricity in Sub-Saharan areas

The least electrified region in the world, with nearly 600 million people living without electricity (55% of its total population), Sub-Saharan Africa is lagging behind in terms of energetic security, which forces it to scale back its new ambitions of economic emergence. While the demographic growth of the African continent as a whole is still important, which inevitably increases its needs in food and energy, the spatial inequalities about the access to the electrical grid are profoundly marked between the different countries and even more so between intra-state territories, since rural areas are kept away from national grids. The latter still depends upon centralized electric companies which, because of structural defects and heavy financial difficulties, seem overwhelmed by the current increasing demand, being unable to provide electricity to all the regions. This explains a geographic exclusion which, *de facto*, cannot be corrected in the short term but through innovative energetic solutions, gathered under the decentralized rural electrification label, that is to say alternative means to the extension of vertical networks. This approach links energetic development, thus economic growth, and consideration of climatic risks given that the so-called *bottom up* systems rely on renewable sources, which are abundant in Southern and Eastern Africa. Considering that Eastern Africa has been making constant progress for more than a decade, this region has the potential to become a real model for the Southern countries in the modern electrification sector in the future.

Keywords: Sub-Saharan Africa, access to energy, decentralized rural electrification, Eastern Africa, urban/rural inequalities, bottom-up system, networks, power grid, networks