



HAL
open science

Le rapport énergie-croissance revisité par l'accès à l'électricité: le cas des pays de l'Afrique sub-saharienne

Alexis Vessat

► **To cite this version:**

Alexis Vessat. Le rapport énergie-croissance revisité par l'accès à l'électricité: le cas des pays de l'Afrique sub-saharienne. Economies et finances. Université Montpellier, 2019. Français. NNT: 2019MONTD034 . tel-03136302

HAL Id: tel-03136302

<https://theses.hal.science/tel-03136302>

Submitted on 9 Feb 2021

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.

THÈSE POUR OBTENIR LE GRADE DE DOCTEUR DE L'UNIVERSITÉ DE MONTPELLIER

En Sciences économiques

Ecole Doctorale d'Economie Gestion de Montpellier
(EDEG N° 231)

Unité de recherche Acteurs, Ressources et Territoires dans le Développement
(ART-Dev UMR 5281)

Le rapport énergie-croissance revisité par l'accès à l'électricité. Le cas des pays de l'Afrique sub- saharienne

Présentée par Alexis Vessat
Le Vendredi 13 Décembre de l'année 2019

Sous la direction de Madame la Professeure Sandrine Michel
et de Madame Dorothee Charlier

Devant le jury composé de :

M^r Jean-Michel Glachant, PR, Université Paris-Sud & directeur de la Florence School of Regulation (FSR), European University Institute (EUI). **Rapporteur**

M^r Yannick Perez, PR, Laboratoire de Génie Industriel, (LGI) CentraleSupélec, Université Paris-Saclay, titulaire de la chaire Armand Peugeot, CentraleSupélec et ESSEC Business School. **Rapporteur**

M^{me} Sandrine Michel, PR, Université de Montpellier.

Directrice de thèse

M^{me} Dorothee Charlier, MCF HDR, Université Savoie Mont Blanc (UDS).

Co-directrice de thèse

M^r Jean-Pierre Favennec, PR, École nationale supérieure du pétrole et des moteurs (IFP School), professeur à l'Institut d'études politiques de Paris et à l'Université Paris-Dauphine. **Examineur**

M^r Benoît Mulkay, PR, Université de Montpellier.

Président du Jury



UNIVERSITÉ
DE MONTPELLIER

L'Université n'entend donner aucune approbation ni improbation aux opinions émises dans cette thèse. Ces opinions doivent être considérées comme propres à leur auteur.

LISTE DES PRINCIPAUX SIGLES ET ABREVIATIONS UTILISES

ACID: African Country Infrastructure Diagnostic

ADEA : Association pour le développement en Afrique

AFD : Agence Française de Développement

AFREPEN: African Energy Policy Research Network

AGECC: the UN Secretary-General's Advisory Group on Energy and Climate Change

ALSF : Facilité africaine de soutien juridique

AMADER : Agence Malienne pour le Développement de l'Energie Domestique et de l'Electrification Rurale

ANARE : Autorité Nationale de Régulation du Secteur de l'Electricité

ARDL : AutoRegressive Distributed Lag (modèles autorégressif à retards échelonnés ou distribués)

ASER : Agence Sénégalaise d'Electrification Rurale

ASS : Afrique Sub-Saharienne

BAD : Banque Africaine de développement

BCM: Billion Cubic Meters (milliard de mètre cubes). Unité de mesure du gaz naturel. D'après les standards définis par l'Agence internationale de l'énergie, un bcm correspond à environ 38,2 petajoules (soit, $1,06 \times 10^{10}$ kWh) d'énergie dans le cas du gaz naturel russe et 41,4 petajoules (soit, $1,15 \times 10^{10}$ kWh) d'énergie dans le gaz naturel qatari.

BNEF: Bloomberg New Energy Finance

BP : Bristish Petroleum

CAPEX : Capital expenditure (dépenses d'investissement)

CO₂ : Dioxyde de carbone

COP21 : Conférence de Paris de 2015 sur les changements climatiques

CSP : Concentrated-Solar-Power

DBTs : Decreasing Block Tariffs (tarification par blocs décroissants)

EECI : Énergie électrique de Côte-d'Ivoire

ENELCAM : Énergie électrique du Cameroun

ESMAP : Energy Sector Management Assistance Programme

FAC : Fonds d'aide et de coopération

FAD : Fonds Africain de Développement, organe de financement de la Banque Africaine de Développement

FED : Fonds de développement européen

FIDES : Fonds d'investissement pour le développement économique et social

FMI : Fonds Monétaire International

GES : Gaz à Effet de Serre

GIEC : Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat

GMM : Generalized Method of Moments (Méthode des Moments généralisés)

IAEA : Agence Internationale de l'Énergie Atomique

IBTs : Increasing block tariffs (tarification par blocs croissants)

IEA : Agence Internationale de l'Énergie

IAEA : International Atomic Energy Agency (Agence internationale de l'énergie atomique)

IEG : Independent Evaluation Group, organe d'évaluation économique de la Banque Mondiale

IFC: Société financière internationale, organisation du Groupe de la Banque mondiale dédiée au secteur privé.

IPP: Independent power producer

IRENA: International Renewable Energy Agency

JIRAMA: Jiro Sy Rano Malagasy

KPLC: Kenya Electricity Generating Company

kW: kilowatts

kWh : Le kilowatt-heure ou kilowattheure est une unité d'énergie. Un kilowatt-heure vaut 3,6 mégajoules

KITE : Kumasi Institute of Technology, Energy and Environment

LCOE : Levelized-cost-of-electricity ou coût actualisé de l'énergie

Logit : Modèle de régression binomiale logistique

LR : Linear tariffs (tarification linéaire)

m³ : mètre cube

MNL : Multinomial Logistic Regression

OMD : Objectifs du Millénaire pour le développement

OPEX : Operational expenditure (dépenses d'exploitation)

PAYG: Pay-as-you-go

PIB : Produit Intérieur Brut

PNUD : Programme des Nations Unies pour le Développement

Power Africa: Initiative américaine Energie pour l'Afrique

PPP : Partenariats Publics-Privés

GGFRP: Global Gas Flaring Reduction Partnership

GW : Gigawatts de puissances installées

GWEC : Global Energy Wind Council

NEPAD : Nouveau Partenariat pour le développement de la l'Afrique

NREL: US National Renewable Energy Laboratory

REA : Agence de l'Electrification Rurale Américaine

REN21: Renewable Energy Policy Network for the 21st Century

RESACEN : Jonction des réseaux et conception des politiques d'accès à l'énergie en Afrique Sub-Saharienne

SAREC: South African Renewable Energy Council

SE4All : Initiative pour l'énergie durable pour tous lancée par les Nations Unies

SEEG : Société d'énergie et d'eau du Gabon

SEFA : Fonds des énergies durables pour l'Afrique

TCM : Trillion cubic meters, unités de mesure des réserves prouvées en gaz naturel

TOUs : Time of use tariffs (« tarification selon l'heure de la consommation »)

UN : United Nations (Nations Unies)

UNCTAD: United Nations Conference on Trade and Development. Conférence des Nations unies sur le commerce et le développement (CNUCED)

UNECA: United Nations Economic Commission for Africa. Commission économique pour l'Afrique des Nations unies (CEA)

UNIDO : United Nations Industrial Development Organization (Organisation des Nations Unies pour le développement industriel)

USAID : United States Agency for International Development (Agence des Etats-Unis pour le développement international)

WAEMU : West African Economic and Monetary Union

KEYWORDS

Energy Economics, economic growth and development, energy consumption, centralized electricity production, electricity market reform, sub-Saharan Africa, decentralized mini- and off-grid production systems, demand fragmentation, supply dynamics and changes, rural electricity demand, access to electricity

MOTS CLES

Production d'électricité centralisée, réforme du marché de l'électricité, Afrique subsaharienne, systèmes de production décentralisés mini-et hors réseau, fragmentation de la demande, dynamiques et évolutions de l'offre, demande d'électricité en milieu rural, accès à l'électricité

REMERCIEMENTS

Cinq années, pour le pire et surtout le meilleur. Cinq années marquantes au cours desquelles le jeune pousse VESSAT fut débarqué au sein du laboratoire ART-Dev, en proie aux questions, aux doutes, tentant d'entrevoir une lumière au bout de ce long et sinueux tunnel.

Dans ces longues pérégrinations intellectuelles et émotionnelles, ma reconnaissance va tout d'abord à ma directrice de thèse, **MADAME LA PROFESSEURE SANDRINE MICHEL**.

Pour paraphraser l'historien français Jacques Bainville, je dirais simplement qu'« *hors le jour, je lui dois à peu près tout* ».

Tenant vainement de trouver un mot caractérisant nos relations professionnelles au cours de ces dernières années, je dirais simplement une phrase : « *j'en suis devenu fou à force qu'elle ait toujours raison* ».

Mes remerciements vont également à ma co-directrice de thèse, **MADAME DOROTHEE CHARLIER** pour ses aides et conseils notamment dans la partie des traitements économétriques de la thèse.

Je tiens à remercier vivement tous les membres de mon comité de suivi individuel de thèse à savoir **MESSIEURS CEDRIC CLASTRES, THIERRY GIORDANO, JACQUES PERCEBOIS** (mon ancien directeur de master), **FRANCESCO RICCI**, et **BENOIT SEVI**, membres de mon comité de thèse pour leurs précieux conseils.

Je remercie également **MESSIEURS JEAN-MICHEL GLACHANT, YANNICK PEREZ, JEAN-PIERRE FAVENNEC**, et **BENOIT MULKAY** qui ont accepté de faire partie de mon jury.

Un mot, si ce n'est plus, sur l'unité mixte de recherche ART-Dev, dans laquelle j'ai eu le plaisir d'évoluer durant ces cinq dernières années. Pour reprendre l'analyse du philosophe Edgar

Morin, présentée dans son article *Sur l'interdisciplinarité*¹, je dirais simplement que cet unité reste l'illustre exemple de l'avantage de l'interdisciplinarité, car « l'histoire des sciences n'est pas seulement celle de la constitution et de la prolifération des disciplines, mais en même temps celle des ruptures des frontières disciplinaires, d'empiétements d'un problème d'une discipline sur une autre, de circulation de concepts, de formation de disciplines hybrides qui vont finir par s'autonomiser ». Omnia enim quae in hoc damnationem.

Après ce temps de quiétude s'ouvre le temps des décisions. Puissent ma grand-mère et ma mère m'orienter dans une voie sage.

¹ Edgar Morin, « Sur l'interdisciplinarité, » in Bulletin Interactif du Centre International de Recherches et Etudes transdisciplinaires, 1994, n°2.

« CASTIGAT RIDENDO MORES » Molière

« Ridendo dicere verum quid vetat » : (HORACE, livre I, satire I, vers 24)

RESUME DE LA THESE

Adoptant une approche en termes d'économie appliquée, notre thèse analyse le rapport énergie-croissance dans les pays de l'Afrique Sub-Saharienne, au regard d'une des conditions *sine qua non* du développement socio-économique des pays africains à savoir **l'accès à l'électricité**.

Garantir un accès de tous à des services énergétiques qui soient à la fois fiables, durables, modernes et abordables (PNUD, 2015) figure parmi *les dix-sept Objectifs de Développement Durable* entérinés en septembre 2015 par l'Assemblée Générale des Nations-Unies pour succéder aux Objectifs du Millénaire pour le Développement.

Les fluctuations erratiques observées au niveau de la croissance économique des états africains, aussi bien que la persistance de taux de nonaccès à l'électricité importants justifient un traitement spécifique de la relation énergie-croissance. Minoritaires encore aujourd'hui, les recherches ne cessent de progresser avec pour objet d'étude l'Afrique Sub-Saharienne.

Dans le **CHAPITRE 1**, je tente d'expliquer le lien entre la consommation énergétique et la croissance économique pour les pays de l'Afrique Sub-Saharienne au travers d'une méta-analyse, concept emprunté au domaine médical ² Malgré une nouvelle approche

² Dans la revue *Recherche en soins infirmiers* 2010/2 (N° 101), en pages 18 à 24, Patrick Maison nous indique qu'une méta-analyse consiste « en une méthode permettant de réaliser un travail de synthèse objective en combinant les résultats de plusieurs études selon un protocole précis et ainsi reproductible ». Cette méthode peut-on lire permet ainsi « de quantifier le résultat global pour l'ensemble des études considérées et de répondre à une méthode précise tant pour la recherche, la sélection, la présentation et l'analyse des études disponibles pour une question donnée ». Les méta-analyses demeurent l'apanage des recherches dans le domaine biomédical, où elles sont apparues dans les années 1970.

Dans notre thèse, le terme méta-analyse est utilisé disons-le d'une manière assez générale.

En pratique, on distingue plusieurs formes de méta-analyses : (i) celles réalisées sur des données résumées, et (ii) celles portant sur des données individuelles. Les données résumées correspondent aux informations globales (le plus souvent obtenues sous la forme d'indicateurs statistiques de référence telles que la moyenne ou la fréquence), tandis que les données individuelles concernent le référencement de chaque personne / entité / point, elles sont obtenues à partir des questionnaires ayant été utilisés pour la collecte des données de chaque sujet de chaque étude ou bien à partir des bases de données compilant ces mêmes informations.

Les méta-analyses sur données individuelles, selon les auteurs travaillant dans le domaine médical, offrent une plus grande souplesse, et une plus grande robustesse, notamment en vue de l'analyse statistique finale. Leur principale limite réside néanmoins dans le fait qu'il est très souvent difficile d'obtenir toutes les bases de données requises de l'ensemble des études qu'il serait souhaitable d'inclure dans la méta-analyse. De ce fait, les méta-analyses sur données résumées sont les plus courantes.

méthodologique développée autour d'une régression logistique multinomiale référant 50 travaux scientifiques publiés sur le sujet entre 1996 et 2016, nous ne sommes pas parvenus à dégager un consensus clair et définitivement établi. Le décideur public peut paraître circonspect au regard d'une telle absence de résultat. *Quelles politiques économiques en matière d'accès à l'électricité mettront en place dès lors ?*

Partant du résultat qu'aucun lien clair n'a été établi au niveau des variables influençant la relation énergie-croissance, la thèse s'interroge, dans le **CHAPITRE 2**, sur les différentes évolutions de l'offre, et leurs conséquences en matière d'accès à l'électricité. A cet égard, notre recherche doctorale s'oriente vers les fortes disparités régionales à l'œuvre en termes d'offre et demande d'énergie par une analyse des mutations observées sur les structures du marché de l'électricité des années 1950 à de nos jours. Ces dernières se sont développées principalement autour d'un réseau centralisé on-grid. Une amélioration significative de l'accès à l'électricité s'avère délicat, notamment pour le monde rural où l'extension du réseau national implique des coûts très élevés. Cependant, depuis le début des années 2000, l'offre centralisée se voit progressivement remise en question par l'apparition de systèmes mini-grid et off-grid, fonctionnant à l'aide des énergies renouvelables, et levant la principale barrière de l'accès à l'électricité pour les ménages les plus modestes : *la connexion au réseau*. L'essor des énergies renouvelables dans la production d'électricité en Afrique Sub-Saharienne rend dès à présent possible des solutions économiquement et techniquement inaccessibles jusqu'ici et contribue ainsi à dynamiser la demande.

De tels systèmes décentralisés font cependant face à une limite majeure : le coût de ces moyens de production d'électricité par rapport au service énergétique rendu utilisateur final qui demeure infime.

A l'issue des conclusions dressées dans *le second axe de recherche*, l'approche économique par le réseau on-grid est rélégitimée. Les politiques d'accès à l'énergie passant essentiellement par les tarifications mises en vigueur par les principales compagnies d'électricité africaines, nous évaluons, dans le **CHAPITRE 3**, l'impact des instruments tarifaires développés sur les dynamiques du non-accès à l'électricité, et ce pour deux catégories de ménages : les urbains et les ruraux connectés au réseau on-grid. A cet effet, nous utilisons un panel composé de trente-trois pays de l'Afrique Sub-Saharienne entre 1990 et 2012, notre base de données étant

tronçonnée au moyen d'une ligne de croisement entre la pauvreté énergétique et les taux d'électrification observés dans ces pays. Nous trouvons sur que les conditions économiques des populations limitent ou favorisent l'accès plutôt que leur localisation. Des tarifications résidentielles trop peu différenciées en zone urbaine ont des effets équivoques tandis qu'un centrage de la tarification sur l'accès des plus pauvres nous révèle de nouvelles cibles, demeurant totalement ignorées par les tarifications en vigueur.

THREE ESSAYS ON ELECTRIFICATION OF SUB- SAHARAN COUNTRIES

The relationship between energy consumption and economic growth remains one of the most debated topics in the economics literature. Studies in this field have been carried out in Sub-Saharan countries since the end of the 90s, but they not have led to consensus about the relationship other than finding four causality directions: unidirectional in two directions, bidirectional, or neutral.

The first chapter of the thesis attempts to clarify the situation through a meta-analysis of fifty articles published since 1996 to 2016. This meta-analysis involves five analytical categories (namely type of publication, geographical area studied, econometrics method used, energy consumption indicators, and control variables). Logistic regressions (Logit for each independent causality options; ordered multinomial logit by taking the most representative hypothesis of our sample) are run, but fail to find clear relations between economic growth and energy consumption.

The second chapter of the thesis shows that the energy sector in sub-Saharan Africa is in a state of flux. Roughly 1/2 of Africans have still no access. Based on an approach borrowed from industrial economics, using historical examples that point to three successive transformations of electricity market structure, our analysis differs from previous studies by looking at demand as a consequence of supply. Last 30 years have succeeded 3 waves of alternative electrification paths (namely centralgrid, fed by IPPs (Independent Power Producers); local grids, fed by renewables or oil; off-grid, fed by solar PV panels). Our results show, an extremely fragmented demand for energy in sub-Saharan African countries, within which a very dynamic unmet demand drives change in how supply is offered. New forms of energy provisioning introduced on the electricity market put into question the initial on-grid network model. The appearance of decentralized electricity production shows that there is a potential for going beyond current limitations and moving away from a supply structure focused on the maintenance and improvement of on-grid networks without consideration of

the needs of rural populations on one hand, and on the other hand, the establishment of expensive mini-grids that provide inferior energy services to rural populations. New territorial linkages focus on mechanisms seen in energy demand.

In sub-Saharan Africa (SSA), the energy access gap between urban and rural populations remains considerable, even among households and businesses with potential access to the grid. In this context, tariff structures are the interface between the conditions for producing electricity, the end user and public energy-access policy. **The third chapter of the thesis** evaluates the contribution of electricity tariff structures, as a major access instrument, to the continued existence of the energy access gap, and looks at whether this gap is primarily between rural and urban populations. Using a dynamic panel with random effects model, the article shows the systematically regressive effect of electricity pricing on access for both residential and non-residential consumption. We find the electricity pricing fails to provide reduced rates to enable access to the poor, neglects households passing the threshold of the first consumption block and is ineffective at addressing energy poverty in urban and rural households. For households with access to a centralised power grid, we find that the criterion of location is less important than the economic conditions of the customers served.

LISTE DES GRAPHIQUES

Graphique 1. Comparaison entre l'accès à l'électricité et l'écart de pauvreté pour quatre régions en voie de développement

Graphique 2. Comparaison entre l'accès à l'électricité et le PIB par habitant pour quatre régions en voie de développement

Graphique 3. Représentation du non-accès à l'électricité en Afrique Sub-Saharienne (en 2016)

Graphique 4. Consommation finale d'énergie répartie en fonction des ménages urbains et ruraux (2012-2040)

Graphique 5. Représentation du non-accès à l'électricité en Afrique Sub-Saharienne pour les années 2010 et 2030

Graphique 6. Consommation d'énergie primaire par habitant dans quelques pays de l'Afrique Sub-Saharienne

Graphique 7. Evolution du taux de connexion par rapport à chaque quintile de population

Graphique 8. Capacités totales installées de l'ensemble des pays de l'Afrique Sub-Saharienne (2000-2012)

Graphique 9. Pertes en réseaux de transport et de distribution (en 2012)

Graphique 10. Number of papers published on the nexus for Sub-Saharan countries

Graphique 11. Heterogeneity of results on the energy consumption-economic growth nexus

Graphique 12. Comparaison entre les dépenses annuelles d'un ménage africain et les coûts d'un système solaire domestique (de moins de 1 kW) (en 2015)

Graphique 13. Coût des systèmes solaires résidentiels, en Afrique Sub-Saharienne (2009-2016)

Graphique 14. Le coût du back-up

Graphique 15. Comparatifs en termes de coûts entre le on-grid, le mini-grid, et off-grid

Graphique 16. Demande pour le on-grid

Graphique 17. Demande pour le mini-grid

Graphique 18. Demande pour le off-grid

Graphique 19. Nœud cobb-wébien de l'ensemble du réseau

Graphique 20. Sous-échantillons procédant du croisement entre le taux d'accès et d'une ligne de pauvreté énergétique supérieure à 5 % du revenu des ménages

Graphique 21. Groupes de pays en Afrique Sub-Saharienne identifiés par le croisement entre le taux d'électrification des pays concernés et leur pauvreté énergétique

Graphique 22. Evolution des tarifs des consommateurs non résidentiels en Afrique de l'Ouest

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1. Formes de demande identifiées dans les pays de l’Afrique Sub-Saharienne

Tableau 2. Liste des études du premier groupe travaillant sur la relation énergie-croissance dans les pays de l’Afrique Sub-Saharienne

Tableau 3. Liste des études du second groupe travaillant sur la relation énergie-croissance dans les pays de l’Afrique Sub-Saharienne

Tableau 4. Liste de nos variables

Tableau 5. Statistiques descriptives

Tableau 6. Résultats du logit sur chaque proposition de causalité

Tableau 7. Résultats du MNL (avec l’hypothèse de référence H2)

Tableau 8. Accroissement en termes de puissances installées et d’énergie produite de quelques parcs de production en Afrique Sub-Saharienne

Tableau 9. Classifications des formes de tarification progressive en ASS

Tableau 10. Distribution des variables d’enquête

Tableau 11. Résultats obtenus à l’issu du modèle en panel à effets aléatoires en variables instrumentales (Ecart-types des erreurs corrigés de l’hétéroscedasticité (Niveau de significativités * $p \leq 0.10$, ** $p \leq 0.05$, *** $p \leq 0.01$))

TABLE DES MATIERES

L'Université n'entend donner aucune approbation ni improbation aux opinions émises dans cette thèse. Ces opinions doivent être considérées comme propres à leur auteur.	2
Liste des principaux sigles et abréviations utilisés	4
Keywords.....	7
Mots clés.....	7
Remerciements.....	8
Résumé de la thèse.....	11
Three essays on electrification of Sub-Saharan countries	14
Liste des graphiques.....	16
Liste des tableaux	18
Table des matières.....	18
Liste des articles tirés de la thèse.....	23
Introduction générale de la thèse	25
1. L'Afrique Sub-Saharienne : perspectives de croissance équivoques dans un contexte généralisé de non-accès à l'électricité	27
1.1. Une croissance économique forte mais irrégulière et très hétérogène.....	27
1.1.1. Des trajectoires de développement équivoques en Afrique Sub-Saharienne : les leçons de l'approche comparative.....	29
1.1.2. Une forte hétérogénéité entre les pays de l'Afrique Sub-Saharienne : analyse des dynamiques en termes de croissance économique.....	31
1.2. L'énergie, une contrainte structurelle de la croissance de l'Afrique Sub-Saharienne, à l'origine d'un paradoxe sans équivoque : face à l'abondance des ressources, la généralisation du non-accès à l'électricité.	33
1.2.1. Les infrastructures économiques en ASS : des progrès insuffisants pour soutenir la croissance économique, y compris en matière énergétique.....	34
1.2.2. Les multiples faces de la contrainte énergétiques.....	35
1.2.3. Des ressources énergétiques abondantes en Afrique Sub-Saharienne.....	37
Un non-accès à l'électricité dominant en Afrique Sub-Saharienne.....	40
2. Question de recherche	44
2.1. Une littérature empirique abondante et irrésolue sur le thème de la relation-consommation d'énergie-croissance économique.....	44

22. La relation consommation énergétique-croissance économique dans la situation équivoque des pays de l’Afrique Sub-Saharienne.....	45
3. Plan de la thèse.....	55
Bibliographie.....	57
Quelles questions et quelles méthodes pour comprendre l’accès à l’électricité dans les pays de l’Afrique Sub-Saharienne ?	63
Chapitre 1. Energy Consumption-Economic Growth nexus in Sub-Saharan Countries: what can we learn from a meta-analysis?.....	65
(1996-2016)	65
Section 1. Introduction.....	68
Section 2. Méthodologie	79
2.1. Données	79
2.1.1. Caractéristiques des publications.....	79
Section 3. Statistiques descriptives	91
Section 4. Modèle de régression logistique logit / multinomial logit ordonné	95
4.1. Modèle de regression logistique “simple” (Hypothèses prises séparément).....	95
4.2. Logit multinomial ordonné (avec H2 considérée comme l’hypothèse de référence).....	96
Section. 5. Résultats empiriques	100
Conclusion.....	104
Annexes.....	105
Bibliographie (de notre méta-analyse)	105
Autres Références bibliographiques.....	108
Quelles évolutions de l’offre d’électricité pour quelles conséquences en termes d’accès à l’électricité ?	112
Chapitre 2. Le rôle de la demande insatisfaite dans les dynamiques des formes d’offre en approvisionnement énergétique : le cas des structures du marché de l’électricité dans les pays de l’Afrique Sub-saharienne	115
Résumé.....	115
Section 1. Introduction.....	116
Section 2. De 1950 à 1990, La mise en place du monopole verticalement intégré dans l’objectif de l’accès on-grid des zones urbaines à l’électricité.....	120
2.1. Les caractéristiques économiques de l’organisation verticale en Afrique Sub-Saharienne.....	121
2.2. Les limites de l’intégration verticale	124
Section 3. De 1990 à mi-2000, dérégulation et dualisation de la demande.....	127

3.1. Un processus de déréglementation uniforme face à plusieurs segments de demande : le cas de la structure en acheteur unique appliquée au secteur de l'électricité.....	127
3.2. Une première dynamique observée au niveau de la demande : le cas des mini-grids appliqués aux pays de l'Afrique Sub-saharienne.....	132
Section 4. Etat des formes d'offre au début des années 2000 : vers l'émergence de nouvelles formes d'offre décentralisées en off-grid.....	136
4.1. L'adéquation du marché aux nouvelles formes décentralisées de production d'électricité off-grid.....	137
4.2. Les limites du off-grid.....	139
Section 5. Les dynamiques de la demande non satisfaite et leurs conséquences sur les mutations des formes d'offre observées dans la production d'électricité.....	143
Conclusion.....	148
Bibliographie.....	149
Annexes	153
Quel impact des instruments tarifaires développés sur les dynamiques du nonaccès à l'électricité.....	158
Chapitre 3.....	160
Accès à l'électricité en Afrique Sub-Saharienne : la contribution régressive des structures tarifaires. Le cas des ménages urbains et ruraux connectés	160
Abstract.....	160
Section 1. Introduction.....	162
Section 2. Secteur résidentiel : les effets adverses de la tarification progressive sur l'accès à l'électricité.....	164
2.1. Le dilemme de la tarification progressive : recouvrement des coûts versus accès ?.....	166
2.2. La Life line bloc de la tarification progressive et la pauvreté énergétique	168
2.3. Une allocation de subventions défavorable à l'accès	172
Section 3. Une tarification régressive au service des usages productifs : les politiques de ciblage mises en place dans les pays de l'ASS.	174
3.1. Une tarification et des exemptions.....	175
3.2. Par secteurs d'activité	176
Section 4. Modèle.....	178
4.1. Données.....	178
4.2. Modèles de panel à effets aléatoires en variables instrumentales / Modèle dynamique GMM.....	184
Section 5. Résultats	186
5.1. Présentation des résultats.....	186

5.2. Interprétation des résultats.....	188
Conclusion.....	192
Bibliographie.....	194
Annexes	198
Conclusion générale de la thèse.....	206
1. Les apports de la thèse.....	206
1.1. Une méta-analyse de la relation consommation énergétique-croissance économique pour les pays en Afrique Sub-Saharienne.....	206
1.2. Le rôle de la demande insatisfaite dans les dynamiques des formes d'offre en approvisionnement énergétique : le cas des structures du marché de l'électricité, dans les pays de l'Afrique Sub-saharienne	207
1.3. Accès à l'électricité en Afrique Sub-Saharienne : la contribution régressive des structures tarifaires. Le cas des ménages urbains et ruraux connectés.....	209
2. Les limites de la thèse	209
3. Stratégies en matière de financement de l'électrification rurale et opportunité d'une jonction des réseaux dans la conception des politiques en matière d'accès à l'énergie dans les pays de l'Afrique Sub-Saharienne.	215
3.1. Les stratégies en matière d'électrification rurale : enjeux et application aux pays de l'Afrique Sub-Saharienne.....	215
3.2. Vers une jonction des réseaux centralisés et décentralisés dans les pays de l'Afrique Sub-Saharienne.....	220
Bibliographie.....	222
Bibliographie générale de la thèse	224
Résumé de la quatrième de couverture.....	242

LISTE DES ARTICLES TIRES DE LA THESE

Le corps du présent document est composé de trois articles (équivalent à nos trois chapitres de thèse) :

Chapitre 1. Alexis Vessat. Energy Consumption-Economic Growth nexus in Sub-Saharan Countries: what can we learn from a meta-analysis? (1996-2016).

Chapitre 2. Alexis Vessat. EN. The role of unmet demand in the dynamics of energy supply forms: The case of electricity market structures in sub-Saharan Africa.

Alexis Vessat. FR. Le rôle de la demande insatisfaite dans les dynamiques des formes d'offre en approvisionnement énergétique : le cas des structures du marché de l'électricité dans les pays de l'Afrique Sub-saharienne

Chapitre 3. Sandrine Michel & Alexis Vessat. EN. Access to electricity in Sub-Saharan Africa: the regressive effect of tariff schedules on urban and rural on-grid households

Sandrine Michel & Alexis Vessat. FR. Accès à l'électricité en Afrique Sub-Saharienne : la contribution régressive des structures tarifaires. Le cas des ménages urbains et ruraux connectés.

Ces trois articles sont intégralement rédigés en français. Entre chaque chapitre, nous incluons quelques éléments de transition afin de faciliter la lecture, rendant ainsi compte de la lisibilité de notre travail pour le public profane.

INTRODUCTION GENERALE DE LA THESE

Dans une approche d'économie appliquée, la thèse se propose de travailler sur la thématique de l'accès à l'électricité dans une aire en expansion : l'Afrique Sub-Saharienne. Placé dans un contexte énergétique singulier, en cela marqué par la plus forte croissance de la demande d'énergie anticipée de l'ensemble des pays en voie de développement, le sous-continent africain doit répondre aux objectifs d'emplois et d'urbanisation, du fait d'une forte croissance démographique au cours des quarante prochaines années. Les pays de l'Afrique Sub-Saharienne se distinguent cependant par l'inefficience des formes d'offre centralisées en électricité développées jusqu'ici, ces dernières ne permettant pas d'étendre l'accès à l'électricité au plus grand nombre, pénalisant ainsi les performances macroéconomiques de l'ensemble du sous-continent.

L'objet de thèse est d'analyser les relations qu'entretiennent l'énergie et la croissance économique au regard de l'accès à l'électricité, et ce dans les pays de l'Afrique Sub-Saharienne. Les frémissements actuels de la croissance économique africaine posent dans des termes urgents, mais sans doute aussi originaux, la question énergétique, notamment en matière d'accès à l'électricité. Notre recherche doctorale s'est tout d'abord attachée, dans un premier article, à partir d'une méta-analyse et d'une modélisation logit dédiée, à évaluer les recherches disponibles sur la relation entre la consommation énergétique et la croissance en Afrique Sub-Saharienne. Minoritaires encore aujourd'hui, ces recherches se multiplient pourtant ces dernières années, en lien avec les besoins insatisfaits en matière d'accès et avec la croissance économique enregistrée par le sous-continent. Comme pour les autres zones du monde, en Afrique Sub-Saharienne, les résultats de ces recherches sont marqués par l'absence de consensus. Nul n'est en mesure de dire qui tire qui dans la relation. En conséquence, les préconisations de politiques économiques en matière énergétiques restent sans orientation robuste.

Cette absence de consensus explique le second article de la thèse. Celui-ci s'attache à analyser les mutations passées et à venir des structures du marché de l'électricité dans les

pays de l'Afrique Sub-Saharienne, des années 1945 à nos jours. L'offre centralisée, portée par le réseau on-grid a longtemps prévalu, contraignant la demande, sa formation et son développement. Dans ces conditions, le non accès apparaissait principalement comme l'impossibilité de la connexion au réseau on-grid. Depuis peu, les progrès réalisés par les énergies renouvelables ont permis de lever une frontière technique et laissent progressivement la place à l'émergence d'une offre d'électricité décentralisée. Dans ces accès multi-échelles désormais possibles, le rôle de la demande change radicalement. C'est elle qui impulse l'organisation de nouvelles formes d'offre. La confrontation théorique des formes d'offre met toutefois en évidence que les formes d'offre décentralisées, basées sur les renouvelables, si elles favorisent l'accès, notamment en zone rurale, n'en restent pas moins très onéreuses pour les ménages, caractérisés par de faibles revenus.

Ce résultat explique le contenu du troisième article. Ce dernier s'est centré sur l'analyse de l'efficacité des tarifications mises en œuvre par les compagnies d'électricité en Afrique Sub-Saharienne. A partir d'un panel à effets aléatoires portant sur 33 pays et 17 variables, le papier montre comment la régressivité des tarifications contribue au différentiel d'accès existant entre ménages urbains et entre les ménages urbains et ruraux connectés au réseau, montrant que le non-accès est davantage lié à la pauvreté qu'à la localisation des ménages.

En préambule à cette introduction, je me propose de caractériser le contexte environnant les pays de l'Afrique Sub-Saharienne d'un point de vue macroéconomique, soulignant la forte croissance de cette zone mais avec des disparités, et énergétique, en faisant état du nonaccès généralisé à l'électricité dans des régions pourtant dotées de ressources énergétiques abondantes.

1. L'AFRIQUE SUB-SAHARIENNE : PERSPECTIVES DE CROISSANCE EQUIVOQUES DANS UN CONTEXTE GENERALISE DE NON-ACCES A L'ELECTRICITE

La manière de considérer l'économie de l'Afrique Sub-Saharienne a considérablement évolué au cours de ces quarante dernières années. Le « continent sans espoir » des décennies 1980 et 1990 (The Economist, 13/05/2000) est devenu, à partir des années 2000, « le géant qui se réveillait enfin » et est même en passe de devenir une « une nouvelle frontière » (The Economist, 3/12/2011).

1.1. Une croissance économique forte mais irrégulière et très hétérogène

Le « *hopeless continent* » désignait les performances économiques en demi-teinte réalisées par le sous-continent africain durant toute la décennie 1980-1990. Les économies africaines furent, en effet, durablement marquées par les deux chocs pétroliers intervenus en 1973 et 1979. Ces derniers entraînèrent, d'une part, une baisse drastique de la demande d'exportation et, d'autre part, une chute des prix des produits de base. Parallèlement, l'augmentation des taux d'intérêt accrut sensiblement le coût du service de la dette extérieure. Faisant suite à la publication de l'emblématique « **rapport Berg** » en 1981, les institutions financières internationales (la Banque Mondiale et du Fonds Monétaire International) pointèrent du doigt une stratégie de développement défailante, condamnant l'interventionnisme des Etats africains, à travers les politiques de substitution aux

importations, ces dernières provoquant une allocation des ressources contraire aux avantages comparatifs, une surévaluation des monnaies et un endettement public important. Les politiques d'ajustement structurels mises en vigueur par les institutions de Bretton-Woods, impliquant aussi bien des mesures de stabilisation macroéconomique (dérégulation des taux d'intérêt, dévaluation des monnaies, rééquilibrage des finances publiques) que des réformes structurelles (privatisations, réduction des barrières douanières), n'ont toutefois pas eu les effets d'accélération escomptés. La « *tragédie économique de notre temps* » (Easterly & Levine, 1997 ; Artadi & Sala-i-Martin, 2003) n'enregistra qu'un taux de croissance du produit intérieur brut (PIB) de 2 %, bien loin des taux annuels moyens affichés dans les années 1960 à 1970, de l'ordre de 5,3 % (Fonds Monétaire International, 2014 ; Banque Africaine de développement, 2018).

Au sein de la littérature empirique, plusieurs facteurs furent identifiés pour justifier de telles performances comme : la géographie physique et humaine (du point de vue de la densité de la population) défavorable (Sachs & Warner, 1995), l'absence de transition démographique (Bloom & Sachs, 1998), la malédiction des ressources naturelles (Mayer & Wood, 2001), la fragmentation ethnique des États (Easterly & Levine, 1997), l'insuffisance du capital social (Temple, 1998), ou la défaillance des institutions (Acemoglu & al., 2001).

Mais, à partir des années 2000, en effet, l'Afrique Sub-Saharienne a connu une période de croissance soutenue (Agence Française de Développement, 2015). Entre 2000 et 2012, la croissance annuelle du produit intérieur brut était de 5,5 % en moyenne (Fonds Monétaire International, 2014 ; Banque Africaine de développement, 2018) Certains économistes n'hésitèrent pas à parler de miracle économique africain (Young, 2012)³. Il est vrai qu'à la fin de l'année 2013, le poids de l'économie de l'Afrique Sub-Saharienne était évalué à environ 2700 milliards de dollars, ce dernier ayant plus que doublé depuis les années 2000 (Agence Internationale de l'Energie, 2014). Outre l'aspect économique, l'amélioration de l'indice de développement humain sur la période 2000-2010 est également à souligner (+ 23 % en Afrique subsaharienne), de même que les indicateurs relatifs à la santé et à l'éducation (le taux de scolarisation ayant augmenté de + 50 %, plus particulièrement pour les jeunes filles) (Jacquemot, 2013).

³ Le miracle africain s'est essentiellement basé sur une croissance économique tirée exclusivement par la consommation (Young, 2012).

Néanmoins, ces dernières années, les économies de l’Afrique Sub-Saharienne subissent les contrecoups d’un net ralentissement (taux de croissance de 1,3 % en 2016, soit le niveau le plus bas enregistré depuis plus de vingt ans, puis 2,4 % en 2017). Ces faibles taux de croissance s’expliquent principalement par un contexte extérieur défavorable– avec une chute des prix des matières premières– et des conditions intérieures difficiles.

Replacé dans un contexte plus large, la croissance économique de l’Afrique Sub-Saharienne présente une double hétérogénéité. La trajectoire de croissance de l’ASS se distingue en effet de celle des autres pays en développement. Elle se distingue également au sein même des zones économiques qui forment ce sous-continent.

1.1.1. Des trajectoires de développement équivoques en Afrique Sub-Saharienne : les leçons de l’approche comparative.

Durant toute la décennie 1960-1970, de nombreux pays ont choisi d’accélérer leur processus d’industrialisation via l’adoption de politiques de substitution aux importations, le but étant de faciliter l’essor d’un secteur manufacturier national, garantissant à celui-ci un accès privilégié au marché domestique, et ce grâce à des restrictions significatives sur les importations.⁴ Ces régimes de croissance, à bien des égards, sont assimilables à ceux pratiqués dans les pays de l’Asie de l’Est (Kim & Lau, 1994 ; Young, 1995 ; Krugman, 1994).

Toutefois, ces politiques appliquées aux pays de l’Afrique Sub-Saharienne n’ont pas eu les effets escomptés. Les taux de croissance du PIB par habitant sont, en effet, restés à des niveaux relativement modérés et l’Asie de l’Est, qui a connu un décollage plus précoce, continue à l’heure actuelle à croître à des taux beaucoup plus élevés que ceux des pays de l’Afrique Sub-Saharienne. Outre l’importance des facteurs non économiques (instabilité politique et sociale de la zone), certains auteurs mettent en exergue le rôle des différences de spécialisation entre les pays de l’Afrique Sub-Saharienne, les politiques de substitution aux importations et de promotion des exportations n’ayant pas permis de faire émerger des entreprises suffisamment compétitives pour exporter sur les marchés mondiaux (Bigsten &

⁴ Ces restrictions en usage excluent l’ensemble des biens intermédiaires et d’équipement. Les politiques de substitution s’appuient, par ailleurs, sur un système financier très administré (avec notamment le plafonnement des taux d’intérêts ou l’allocation des crédits) (Agence Française de Développement, 2015).

Söderbom, 2010). Les pays de l’Afrique Sub-Saharienne restent, en effet, extrêmement dépendants de leurs exportations de produits de base, les structures économiques étant extrêmement concentrées ⁵

Cette concentration a donc pesé lourdement sur les problématiques liées au processus de *transformation structurelle* des pays de l’Afrique Sub-Saharienne. ⁶Ces derniers étaient, en effet, plus concentrés que les économies asiatiques avant leur décollage (en référence année 1990). L’explication centrale réside dans les différences de situations initiales, notamment du point de vue de la dotation en ressources naturelles des pays de l’Afrique Sub-Saharienne. Par ailleurs, les pays asiatiques ont eu tendance, en moyenne, à se diversifier bien plus rapidement que la majeure partie des pays de l’Afrique Sub-Saharienne, suggérant une transformation structurelle de ces économies plus lentes (Rodrik & McMillan, 2011) ⁷. D’ailleurs, les pays de l’Afrique Sub-Saharienne ayant connus des taux de croissance les plus significatives sont ceux qui ont des degrés de diversification relativement plus faibles (citons les cas des principaux pays exportateurs de pétrole comme la Guinée équatoriale, l’Angola, ou le Nigéria).

Le peu de diversification dans les pays de l’Afrique Sub-Saharienne s’est traduit par de faibles transferts de main d’œuvre des secteurs dans lesquels la productivité est faible vers les secteurs à productivité élevée, l’augmentation de la productivité constatés dans les années

⁵ Les économies de l’Afrique Sub-Saharienne demeurent sujettes aux brusques retournements observés dans les termes de l’échange. Ainsi, une hausse des cours des matières premières est généralement interprétée comme l’élément déclencheur de périodes de très forte croissance pour les pays exportateurs (provoquant une hausse de l’investissement, de l’épargne et une rentabilité accrue du capital dans le secteur primaire). Il s’ensuit une concentration des activités économiques des pays concernés beaucoup plus forte. Dans un pays en voie de développement, en effet, où le niveau des exportations reste généralement faible, la production et l’exportation d’un bien primaire conduit à une concentration du panier dit « à la marge intensive ». Ces pays demeurent toutefois fortement exposés aux fluctuations erratiques observées sur les cours mondiaux (comme ce fut le cas notamment à partir des années 1980 en Afrique Sub-Saharienne).

⁶ Plusieurs études centrées sur la composition sectorielle du PIB de chaque pays de l’Afrique Sub-Saharienne montrent que la structure de production des économies de ces pays a été constante entre les années 2000 et 2016 (Banque Africaine de Développement, 2018). La part du secteur manufacturier extractif dans la richesse produite a augmenté entre les années 2000 et 2008, pour décliner en 2009, et enfin remonter à partir de 2012 et jusqu’en 2015 (l’amorce de ce déclin reflétant davantage les ajustements à moyen terme aux prix des matières premières). Néanmoins, ces fluctuations erratiques mettent en exergue les bouleversements intervenus au niveau de la demande et des prix à l’échelle mondiale, plutôt que les changements structurels. Le secteur agricole représentait 18,9 % de la production dans les années 2000 et 19,2 % en 2016. En seize ans, les services n’ont gagné que l’équivalent de deux points de pourcentage sur l’industrie manufacturière.

⁷ Très peu de pays de l’Afrique Sub-Saharienne ont atteint des niveaux de diversification comparables à ceux des pays de l’Asie du Sud-Est. Seules exceptions notables : l’Afrique du Sud, le Kenya, la Tanzanie et l’Ouganda.

2000 (+ 2,2 % entre 2000 et 2013) étant essentiellement due à la croissance intersectorielle. Cette caractéristique est spécifique à l'échelle des pays de l'Afrique Sub-Saharienne⁸.

Les dynamiques de croissance économique n'ont pas permis de placer l'Afrique Sub-Saharienne sur une trajectoire globale de convergence par rapport à la moyenne mondiale. De considérables écarts en termes de développement économique et de niveaux de vie subsistent. A présent, que se passe-t-il au niveau des économies africaines ? Peut-on identifier certains facteurs d'homogénéité entre les zones géographiques de l'Afrique Sub-Saharienne ?

1.1.2. Une forte hétérogénéité entre les pays de l'Afrique Sub-Saharienne : analyse des dynamiques en termes de croissance économique.

D'un point de vue statistique général, les chiffres de la croissance économique agrégés empêchent de saisir les fortes disparités qui demeurent entre les pays, a fortiori à l'échelle continentale. C'est le cas de l'Afrique Sub-Saharienne⁹. Il en va de même des écarts de niveaux de revenus, de la dépendance à l'égard des exportations de produits de base, de la stabilité politique et sociale et des politiques macroéconomiques et structurelles menées.

D'une manière générale, les pays pauvres en ressources, portés par une production agricole, une demande de consommation et des investissements publics, connaissent des taux de croissance bien supérieurs au reste des autres pays de l'Afrique Sub-Saharienne (ce fut le cas du Sénégal : 7 % ; du Rwanda : 7,2 % ; et de la Côte d'Ivoire : 7,4 %). Les pays exportateurs de produits de base ont quant à eux connu des performances économiques en demi-teinte, voir négatives (dont l'Angola : 0,7 %). Les deux principales économies de l'Afrique Sub-Saharienne que sont le Nigéria et l'Afrique du Sud ont tiré, par ailleurs la croissance moyenne de la zone vers le bas.

Si l'on compare les zones géographiques de l'Afrique Sub-Saharienne entre elles, on constate que l'Afrique de l'Est réalise la plus forte croissance. Ce grand ensemble devrait connaître une croissance économique avoisinant les 5,9 % en 2019, et 6,1 % en 2020 (Banque

⁸ En Asie et en Amérique latine, un important transfert de main d'œuvre a eu lieu de l'agriculture vers les services entre les années 1990 et 2005.

⁹ Entre 1995 et 2013, huit pays enregistrèrent des taux de croissance annuels moyens négatifs (Zimbabwe, Guinée Bissau, Erythrée, Burundi, Comores, Gabon, Madagascar, République démocratique du Congo).

Africaine de Développement, 2019). Entre 2010 et 2018, la croissance économique s'est établie en moyenne à 6 %¹⁰. Portée par d'importants flux d'investissements directs à l'étranger (IDE), les dynamiques de croissance économique observées au sein des pays de l'Afrique de l'Est s'expliquent en grande partie par l'émergence du secteur des services et de la construction, mais aussi dans certains pays (Tanzanie) par l'agriculture, cette dernière y réalisant de bonnes performances.

L'Afrique de l'Ouest a enregistré une forte croissance jusqu'en 2014. Mais des causes externes liées au virus Ebola ou à la chute des produits de base ont considérablement freiné le rythme de celle-ci. Le Nigeria, principale économie de l'Afrique de l'Ouest et plus gros exportateur de pétrole du continent, a connu une récession d'ampleur en 2016. La production pétrolière est restée relativement modeste et la croissance du secteur non pétrolier a même ralenti, même si une reprise y est annoncée. La croissance économique du Bénin, du Burkina Faso, de la Côte d'Ivoire, du Ghana, de la Guinée et du Sénégal de 5 % ces deux dernières années, devrait se maintenir à l'horizon 2019-2020.

La croissance en Afrique centrale se rétablit graduellement, mais elle reste inférieure à la moyenne de l'Afrique dans son ensemble. Elle demeure supportée par la reprise des prix des produits de base et une meilleure production agricole. En matière de choix de politiques macroéconomiques, plusieurs pays en Afrique Centrale ont opté pour des plans de réduction des dépenses publiques, y compris en matière d'investissement, afin de restaurer la soutenabilité de la dette. En termes d'évaluation de l'exploitation des ressources, le cas de la Guinée équatoriale est particulièrement représentatif de la non diversification des économies africaines. Après une croissance rapide, l'économie de la Guinée équatoriale se resserre depuis 2013 car la production de pétrole diminue et le secteur non pétrolier est trop faible pour compenser cette situation. En 2018, le PIB réel y était inférieur d'environ un tiers à ce qu'il était six ans auparavant.

En Afrique australe, la croissance économique devrait rester modérée en 2019 et 2020, et ce après une légère reprise en 2017 et 2018. Cette croissance modeste de la région est

¹⁰ Alors qu'un groupe de pays composé de Djibouti, de l'Éthiopie, du Kenya, de l'Ouganda, du Rwanda et de la Tanzanie affiche des taux de croissance économique nettement supérieurs à la moyenne, de nombreux pays parmi lesquels le Burundi, les Comores, ou le Soudan du Sud demeurent durablement impactés par des incertitudes au niveau politique.

principalement due aux performances économiques en demi-teinte enregistrées par l’Afrique du Sud, pesant durablement sur ces voisins. La faiblesse des investissements publics et privés, associée aux risques de dégradation de la notation de son crédit souverain, sont autant de causes expliquant le ralentissement de la principale économie de l’Afrique Sub-Saharienne. Néanmoins, quelques pays en Afrique Australe maintiennent de bonnes performances économiques. C’est le cas du Botswana, dont la croissance économique s’est considérablement accélérée sous l’impulsion du commerce des diamants, du secteur des services et de l’investissement, mais aussi grâce à un secteur agricole performant (dont l’activité économique fut considérablement entravée par des épisodes de sécheresse successifs). Cette activité économique accrue a notamment été favorisée par une politique fiscale expansionniste mêlée à une politique monétaire accommodante, en raison d’une inflation modérée. L’île Maurice poursuit également une croissance effrénée, principalement due à une forte consommation et de meilleures exportations, notamment le tourisme.

Malgré une reprise économique annoncée ¹¹, les frémissements de la croissance économique et ses fluctuations erratiques méritent de poser dans des termes urgents, mais sans doute aussi originaux, les questions relatives aux contraintes structurelles encadrant depuis de nombreuses années le rythme de la croissance économique en Afrique Sub-Saharienne. En effet, au constat de performances économiques très hétérogènes au sein de la zone Sub-Saharienne s’ajoute un paradoxe en matière énergétique, résultant d’une inadéquation profonde entre les ressources énergétiques disponibles et le manque d’accès à l’électricité.

1.2. L’énergie, une contrainte structurelle de la croissance de l’Afrique Sub-Saharienne, à l’origine d’un paradoxe sans équivoque : face à l’abondance des ressources, la généralisation du non-accès à l’électricité.

La fourniture d’infrastructures adéquates reste une condition sine qua non du développement économique. Cet élément est pris en compte aussi bien par la recherche

¹¹ Dans son rapport annuel de 2018, la Banque Africaine de développement (BAD) évalue la hausse de la production réelle à 3,6 % en 2017, contre 2,2 % en 2016. Ce taux devrait s’accélérer pour atteindre 4,1 % dans les années 2018-2019.

universitaire (Aschauer, 1989) que par le débat public (Banque mondiale, 1994 ; FMI, 2015). Dans ce contexte général, l'énergie présente une série de particularités.

1.2.1. Les infrastructures économiques en ASS : des progrès insuffisants pour soutenir la croissance économique, y compris en matière énergétique.

Au cours de ces vingt-cinq dernières années, de considérables efforts ont été consacrés à l'analyse aussi bien théorique qu'empirique de la contribution du développement des infrastructures à la croissance économique et à la productivité. Par infrastructures, nous faisons référence à toute installation utilisée pour fournir de l'énergie, de l'eau et de l'assainissement, des télécommunications, et les services de transport. Depuis peu, une attention de plus en plus vive se porte sur le rôle des infrastructures dans la réduction de la pauvreté et des inégalités (Estache & al, 2002 ; Banque mondiale, 2006 ; Calderon & Servén, 2010).

Pour autant, l'Afrique Sub-Saharienne se classe au dernier rang pour ce qui est de la performance de ses infrastructures (Africa's Pulse, 2017). Cette dernière affiche un score de 2,91 selon le baromètre Du Forum économique mondial, publié dans son Rapport sur la compétitivité mondiale annuel (Les valeurs de cet indice étant comprises entre 0 et 7, avec 7 indiquant plus de compétitivité). Ce résultat témoigne de l'existence de graves goulets d'étranglement au niveau des services d'infrastructure.

Malgré d'importants efforts réalisés dans les domaines de la télécommunication (le nombre médian de lignes téléphoniques fixes et mobiles par millier d'habitants est passé de 3 en 1990 à 736 en 2014 tandis que le nombre d'utilisateurs Internet par centaine d'habitants est passé de 1,3 en 2005 à 16,7 en 2015) ou de l'accès à l'eau potable (passant de 51 % de la population en 1990 à 77 % en 2015), ¹²l'Afrique Sub-Saharienne reste très en retard dans les

¹² Au cours de ces vingt-cinq dernières années, la part de la population en Afrique Sub-Saharienne bénéficiant d'un accès à des sources d'eau améliorées a considérablement augmenté et ce dans tous les groupes de revenu, en particulier dans les pays à faible revenu, qui enregistrent une augmentation significative. En effet, dans ces régions, le taux global d'accès à l'eau est passé de 48 à 77 % entre 1990 et 2015. D'importantes disparités subsistent néanmoins entre les différents groupes de revenu, et entre grands centres urbains et zones rurales. Il est intéressant de constater qu'en milieu rural, les pays à faible revenu de la région sub-saharienne jouissent d'un taux d'accès à l'eau en milieu rural plus élevé (67 % en 2015) que celui des pays à revenu intermédiaire (tranche inférieure, 57 %).

secteurs de l'assainissement des eaux usées (taux faible situé aux alentours de 30 %) ¹³, de l'accès à des installations sanitaires améliorées, et au niveau des transports. Concernant ce dernier, l'Afrique Sub-Saharienne enregistre une des plus faibles densités routières et ferroviaires des régions en voie de développement. L'Afrique subsaharienne reste d'ailleurs la seule région où la densité du réseau routier a diminué au cours de ces vingt dernières années (1990-2011).

Les gains de croissance résultant d'une amélioration de la quantité, de la qualité et l'accès aux infrastructures demeurent non négligeables. En réalisant des progrès significatifs en la matière, l'Afrique Sub-Saharienne verrait sa croissance de production par habitant augmenter de 1,7 point de pourcentage par an (Africa's Pulse, 2017).

Les efforts réalisés par l'Afrique Sub-Saharienne en termes de croissance économique et de développement demeurent encadrés par une autre contrainte forte : le développement énergétique. Ce dernier est, en effet, considéré comme le socle, la base, la pierre angulaire des autres leviers de la croissance économique, du développement humain, de la paix et cohésion sociale (comme la valorisation des ressources humaines en véritable capital humain ou l'industrialisation moderne et productive). Le décollage pérenne de l'Afrique Sub-Saharienne, sa véritable industrialisation, son développement agricole et rural passent essentiellement par des solutions innovantes en matière de production d'énergie, permettant de garantir un accès plus large aux populations ainsi qu'une meilleure disponibilité de l'électricité pour le tissu économique et les populations, de manière durable.

1.2.2. Les multiples faces de la contrainte énergétiques.

Les slogans en la matière reviennent sans cesse et certains d'entre eux se font répétitifs face à l'urgence énergétique dans laquelle se trouve l'Afrique Sub-Saharienne : plusieurs hauts responsables politiques appellent de leurs vœux un « *plan Marshall* », compte tenu des besoins énergétiques du sous-continent en termes d'investissements. ¹⁴

¹³ Le taux d'accès à l'assainissement a presque doublé en Afrique Sub-Saharienne en l'espace de vingt-cinq ans, passant de moins de 15 % en 1990 à environ 30 % en 2015 (de 9 à 25 % pour les populations vivant en zones rurales). En comparaison, en 2015, près de 55 % de la population en Asie du Sud avait accès à de semblables installations sanitaires, contre plus de 80 % dans la région Amérique latine et des Caraïbes ainsi qu'en Asie de l'Est et Pacifique.

¹⁴ Ces propos relatés émanent du président du parlement européen Antonio Tajani. Ils font suite au rapport publié en 2015, à six mois de la conférence mondiale sur le climat (COP21). Intitulée « *Energie, planète : saisir les*

Du point de vue énergétique, l’Afrique Sub-Saharienne se place dans un contexte tout à fait singulier.

Les besoins y sont énormes. L’Agence Internationale de l’Energie anticipe la plus forte croissance de la demande en énergie, de plus de 80 % par rapport à son niveau actuel (Agence Internationale de l’Energie, 2014 ; Lucas & al, 2015). Cette pression exercée par la demande en énergie se retrouve renforcée par une forte croissance démographique, l’Afrique Sub-Saharienne étant amenée à concentrer plus de deux milliards d’habitants à l’horizon de l’année 2050 (Agence Internationale de l’Energie, 2014 ; IRENA, 2016). Cette pression démographique suscite à la fois de l’enthousiasme, ouvrant la voie à de nouvelles perspectives pour le développement en Afrique Sub-Saharienne (parmi lesquels une augmentation de la population en âge de travailler, une meilleure espérance de vie) mais aussi de nombreuses contraintes, car elle pèse aussi durablement sur les performances économiques de la sous-région (PNUD, 2013). En Afrique Sub-Saharienne, la croissance démographique dépasse les efforts en matière d’électrification. Depuis les années 2000, on estime que la population africaine a augmenté de plus de 270 millions d’habitants (Agence Internationale de l’Energie, 2014).¹⁵

Les déficits en termes d’infrastructures sont, par ailleurs, récurrents en Afrique Sub-Saharienne, touchant presque toutes les économies de la zone, et entravant considérablement leurs changements structurels.¹⁶

L’un des principaux goulots d’étranglement à la croissance et au développement reste la faiblesse des infrastructures dans les pays en Afrique Sub-Saharienne. En 2016, le coût annuel

opportunités énergétiques et climatiques de l’Afrique » et publiée par le think-tank Africa Progress Panel, l’étude plaçait l’Afrique Sub-Saharienne au centre des attentions. Tout au long de ces pages, le rapport distillait en son sein un message résolument positif : « *investissez massivement dans l’électrification pour faire jaillir la puissance énergétique du continent et réduire ainsi la pauvreté et les inégalités* » tout en axant son développement sur l’émergence des énergies renouvelables pour faire émerger une nouvelle économie placée sous les contraintes du changement climatique, de la réduction de la pauvreté, et de la croissance.

¹⁵ La croissance démographique s’accompagne de plus d’une forte dispersion des populations. Les projections anticipent une croissance de la population dans les zones urbaines de plus de 600 millions, représentant seulement 1/3 de l’augmentation de la population totale (British Petroleum, 2018).

¹⁶ Historiquement, les voies tracées vers la croissance économique se sont traduites pour les pays, en grande partie, par le passage d’une économie agraire à une phase d’industrialisation moderne et productive, conjuguée à une économie basée sur la connaissance. De tels changements structurels affectent considérablement les économies dans leur ensemble, que cela soit au niveau de la consommation d’énergie répartie entre les différents acteurs, mais aussi dans les choix technologiques utilisés jusqu’alors (Agence Internationale de l’Energie, 2017).

des défaillances en matière d'infrastructures électriques avoisinait les deux points de PIB annuel (Trimble & al, 2016).¹⁷ Ces défaillances entravent le rythme de l'électrification et menacent l'équilibre global entre l'offre et de la demande d'électricité.

Les infrastructures sont à forte intensité capitalistique, nécessitant des investissements colossaux. Une étude de Banque Mondiale reflète qu'en vue d'atteindre les Objectifs du Millénaire pour le développement (OMD), les pays de l'Afrique Sub-Saharienne devront consacrer au moins de 9 % de leur richesse produite aux dépenses liées à la construction, à l'entretien, et à l'amélioration des infrastructures de construction, d'entretien et d'amélioration de leurs infrastructures (Estache, 2007). Pour ce qui de l'électricité, une étude émanant de l'Agence Internationale de l'Energie pour un accès généralisé à l'électricité chiffre les besoins d'investissement à 630 milliards de dollars (horizon 2014 à 2040) (Agence Internationale de l'Energie, 2014). La Banque Mondiale, quant à elle, fait état d'un besoin de 400 milliards de dollars, soit l'équivalent de 700 gigawatts (GW) de capacités de production électrique supplémentaires installées à l'horizon de l'année 2030.

L'ensemble de ces contraintes structurelles pèsent fortement sur les performances économiques enregistrées par l'Afrique Sub-Saharienne. Dès lors, il apparaît opportun d'analyser les contours de la croissance économique africaine afin de voir si les trajectoires de développement des pays de l'Afrique Sub-Saharienne sont assimilables à celles observées dans un certain nombre d'autres pays en voie de développement.

1.2.3. Des ressources énergétiques abondantes en Afrique Sub-Saharienne.

Le sous-continent africain dispose de ressources énergétiques conséquentes, qu'elles soient d'origine fossile ou renouvelables.

Pour les ressources fossiles :

L'Afrique subsaharienne détient entre 7 à 10 % des ressources mondiales de pétrole (Favenec & al, 2003 ; Association pour le développement de l'Afrique & Institut de la Francophonie pour

¹⁷ Entre 1990 et 2000, les défaillances du secteur électricité ont coûté près de 11 points de base en termes de croissance économique par habitant (Calderón, 2009). Foster & Briceño-Garmendia (2010) estiment que ces défaillances opérationnelles ont un coût annuel de 2,7 milliards de dollars.

le Développement Durable, 2009 ; Africa Energy Outlook, 2014).¹⁸ Les pétroles bruts extraits en Afrique Sub-Saharienne sont légers et peu sulfureux, qu'ils soient on-shore, off-shore, ou en off-shore très profonds.¹⁹ En 2016, la production pétrolière était estimée à 7,9 milliards de barils par jour soit 8 à 10 % de la production totale (BP Statistical Review, 2017 ; Augé, 2018)²⁰.

L'Afrique subsaharienne dispose de 6 % des ressources mondiales en gaz naturel²¹. En l'espace de vingt années, la production de gaz est passée de 7 à 58 milliards de m³. Les ressources en gaz naturel se chiffrent à 40 tcm (trillion cubic meters). Près de 70 % d'entre elles se situent en off-shore très profond (Global Gas Flaring Reduction Partnership, 2017).

Les réserves de charbon se concentrent presque exclusivement en un seul pays : l'Afrique du Sud (dont la production annuelle est évaluée 250 millions de tonnes pour des réserves prouvées estimées à 36 milliards de tonnes).²²

Enfin, l'Afrique Sub-Saharienne comprend trois des dix plus grands détenteurs de ressources en uranium au monde (respectivement Namibie, Niger et Afrique du Sud).

Pour les énergies renouvelables :

Un potentiel hydraulique en plein essor. Ce dernier est estimé à 283 GW (1200 TWh d'énergie annuels). En 2012, les centrales hydro-électriques représentaient 20 GW de la capacité de production totale des pays de l'Afrique Sub-Saharienne. Ces dernières se concentrent

¹⁸ Représentant l'équivalent de 30 % des découvertes mondiales ces cinq dernières années, et ce malgré une exploitation tardive (commencée entre 1960 et 1970 du large du Golfe de Guinée, puis s'étant accélérée considérablement à partir des années 1980) (Favenec & al, 2003).

²⁰ *Les principaux champs pétrolifères identifiés* sont ceux du delta du Niger (s'étendant du Nigéria jusqu'aux confins du Cameroun et de la Guinée Equatoriale par le bassin de Rio del Rey), des bassins du Kwanza et du Benguela pour l'Angola). Ces bruts sont doux et de très haute qualité. Outre les bassins historiques, plusieurs nouveaux producteurs émergent dans le Rift Est-Africain (gisement Kingfisher en Ouganda, bassin du Lokichar au Kenya, bassin de l'Ogaden en Ethiopie), en Afrique de l'Ouest (bassin de Jubilee au Ghana et en Mauritanie), et en Afrique Centrale (bloc Marine XII au Congo-Brazaville, gisement de Diaman au Gabon, bassins de production de Lontra et de Mavinga en Angola)

²¹ Par ordre d'importance, on distingue le Nigéria (745 bcm), l'Angola (131 bcm), le Gabon (61 bcm), la République du Congo (42 bcm), le Cameroun (42 bcm), la Guinée équatoriale (19 bcm) et la Côte d'Ivoire (1 bcm) (bcm = milliards de mètres cubes).

²² D'autres producteurs émergent tels le Mozambique ou le Zimbabwe (près de 25 milliards de tonnes de réserves prouvées, principalement situées à proximité du fleuve Zambèze), ou encore le Botswana (21 milliards de tonnes de réserves prouvées), la Tanzanie, la Zambie, le Swaziland, et le Malawi.

principalement en Afrique Centrale et Orientale (incluant des pays comme le Cameroun, la République du Congo, la République Démocratique du Congo avec le barrage Inga, l’Ethiopie, ou le Mozambique) et dans une moindre mesure en Afrique Australe (Angola, Madagascar, Mozambique, et Afrique du Sud) et en Afrique de l’Ouest (Guinée, Nigéria, Sénégal). Dans son « *New-Policies Scenario* », l’Agence Internationale de l’Energie prévoit une hausse des capacités hydro-électriques, ces dernières étant estimées à 95 GW au total, pour l’année 2040.

L’énergie solaire dont l’exploitation est aujourd’hui favorisée en raison de le contexte de baisse drastique des coûts de production et de par son adaptabilité, cette technologie pouvant être utilisée pour différents usages, allant d’une centrale électrique de plusieurs mégawatts raccordée au réseau on-grid à des centrales plus petites pouvant aller jusqu’à 100 kW pour l’alimentation d’un mini-réseau, voir des kits solaires munies de batteries visant à satisfaire quelques besoins domestiques (Deichmann & al, 2011 ; Association pour le Développement de l’Afrique, 2015 ; IRENA, 2015a ; Quansah & al, 2016). Le solaire est également utilisé pour fournir nécessaire aux besoins de chauffage industriels ou domestiques (IRENA, 2015a). En 2017, en Afrique Sub-Saharienne, le solaire photovoltaïque représentait moins de 4 GW de puissances installées, tandis que le solaire thermique comptait pour plus de 8 GW (Agence Internationale de l’Energie, 2017). La forte capacité d’ensoleillement pour les modules photovoltaïques en Afrique Sub-Saharienne est illustrée à travers le niveau d’irradiation enregistré, demeurant compatible avec une fourniture efficace d’énergie (Baurzhan & al, 2016).²³

Le développement de l’éolien bénéficie de conditions météorologiques extrêmement favorables (vent forts situés principalement autour de la Corne Africaine, de l’Est du Kenya, dans certaines parties de l’Afrique Centrale et Occidentale bordant le Sahara, et dans certaines régions de l’Afrique Australe).

Comme pour l’énergie solaire, l’éolien demeure applicable à différents usages.²⁴ Les scénarios internationaux émanant de l’institut Global Energy Wind Council (GWEC) anticipent un développement de l’éolien à grande échelle, les capacités de production installées oscillant entre 75 et 86 GW (GWEC, 2014).

²³ Les pays de l’Afrique Sub-Saharienne connaissent des niveaux d’irradiation généralement compris entre 4 et 7 kWh/m²/jour (Quansah & al, 2016).

²⁴ Notamment pour le pompage de l’eau (IRENA, 2015c).

UN NON-ACCES A L'ELECTRICITE DOMINANT EN AFRIQUE SUB-SAHARIENNE

Une vaste littérature empirique insiste sur le rôle de l'accès à l'énergie dans le développement socio-économique des pays en voie de développement (Leach, 1992 ; Sokona & al, 2004 ; Mulugetta & al, 2005 ; Gaye, 2007 ; ONUDI, 2009, Banque mondiale, 2009, Bast & al, 2011 ; Agence Internationale de l'Energie, 2011, 2017). De plus, l'accès à l'énergie s'articule autour de plusieurs objectifs du millénaire pour le développement (OMD), présentant ainsi de fortes synergies, qu'elles soient de nature directe ou indirecte ²⁵

Pour autant, le non accès à l'énergie ne donne pas lieu à consensus²⁶, regroupant en son sein diverses notions :

- **L'accès à un niveau minimal d'électricité** (250 kWh par an pour un ménage composé de cinq personnes vivant en milieu rural et 500 kWh par an pour un ménage composé de cinq personnes vivant en zone urbaine) ;
- **L'accès fiable et abordable à des installations de cuisson propres**²⁷ ;
- **L'accès pour les activités productives** (mécanisation pour l'agriculture, le textiles et autres industries) (Modi & al, 2005) ;
- **L'accès pour les services collectifs** (comprenant les établissements de santé, les écoles, et plus généralement l'éclairage public) (AGECC, 2010 ; Barnes, 1988 ; Barnes & Samead, 2013 ; Brodman, 1982 ; Foley, 1990 ; Listorti, 1996 ; Komives & al, 2005 ; Objectifs du Millénaire pour le développement, 2005 ; Modi & al, 2005).

Si l'on se centre sur la notion d'accès à l'électricité, il apparaît clair que cette dernière n'est pas totalement stabilisée. Trois éléments peuvent être distingués. Le premier est relatif à la population vivant à proximité d'une infrastructure électrique. Le second concerne le raccordement c'est-à-dire le nombre de personnes effectivement connectées au réseau

²⁵ L'accès à l'énergie est lié aux objectifs propres à la santé (OMD 3) mais également aux différentes applications productives (présents dans les OMD 1, 8 et 9 (Agence Internationale de l'Energie, 2016).

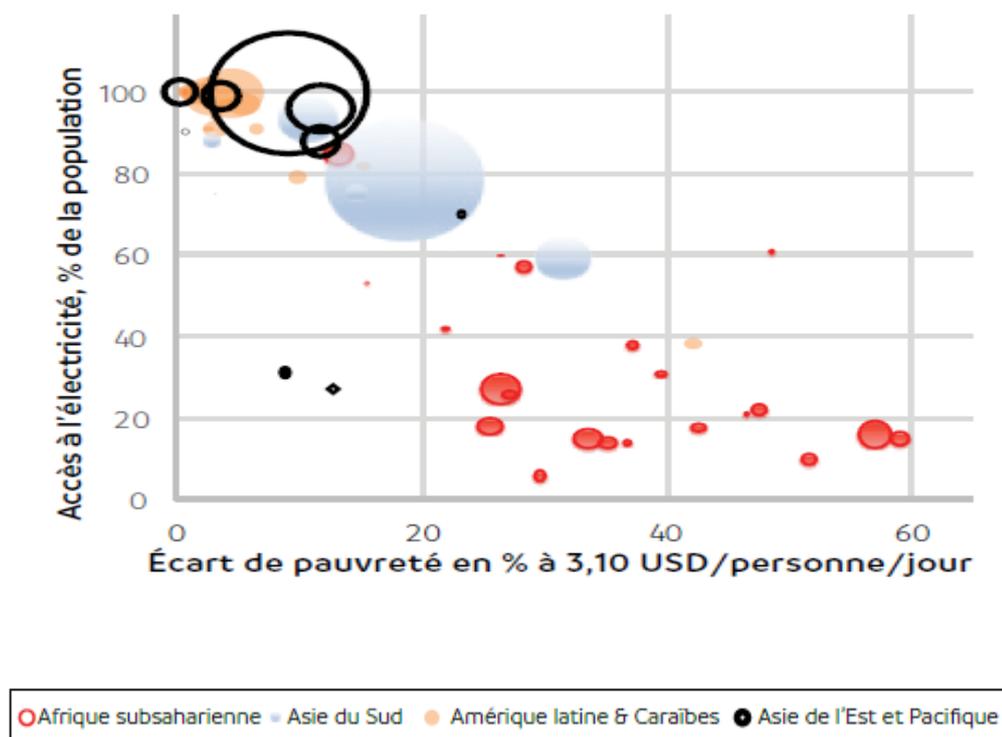
²⁷ En Afrique Sub-Saharienne, près de 730 millions d'habitants n'ont toujours pas accès à des installations de cuisson qualifiées de propres.

électrique. Le troisième s'assimile à la couverture et désigne la population susceptible de bénéficier du service de l'infrastructure mais qui peut y renoncer, le plus souvent pour des raisons financières. Tout au long de cette thèse, nous aurons de cesse de considérer l'accès à partir du taux de couverture.

Le nonaccès à l'électricité demeure en étroite relation avec le niveau de pauvreté, ce dernier étant extrêmement élevé à l'échelle des pays de l'Afrique Sub-Saharienne (Karekezi & al, 2012). Ce cercle vicieux prive les populations d'un accès aux sources d'énergie modernes.

Le sous-continent africain se situe, en effet, en-dessous d'une ligne de tendance, pouvant s'exprimer soit par le rapport entre les taux d'électrification globaux et un seuil de pauvreté général, soit par le croisement entre ces mêmes taux d'électrification et la richesse produite par habitant (Grap. 1 & 2).

Graphique 1. Comparaison entre l'accès à l'électricité et l'écart de pauvreté pour quatre régions en voie de développement

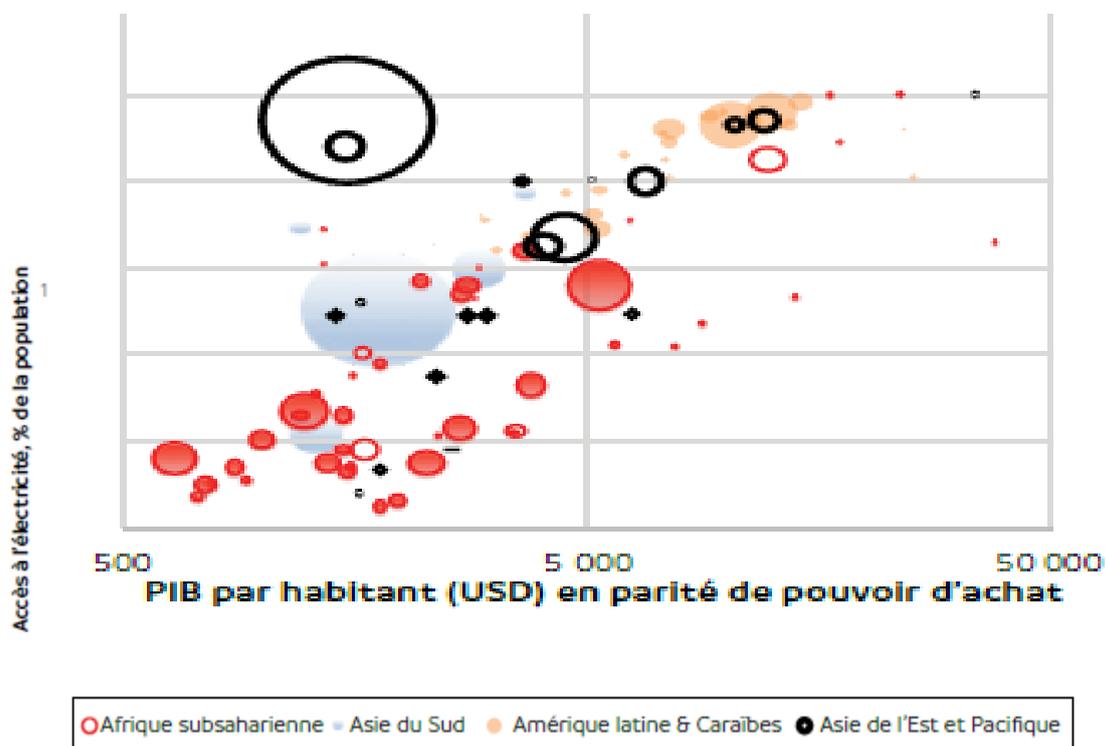


Sources : Analyses conjointes des services de l'Agence Internationale de l'Energie et ceux de la Banque Mondiale (2015).

Notes : Cette analyse a été réalisée pour une année de référence (2012). L'écart de pauvreté ou ligne de pauvreté est fixée à 3,10 dollars par personne et par jours (selon la méthode de parité de pouvoir d'achat en 2011). Quatre

zone en voie de développement se situent au-dessus de cette ligne (Asie du Sud, Amérique Latine & Caraïbes, Asie de l'Est et Pacifique). L'Afrique Sub-Saharienne fait donc exception. L'écart de pauvreté n'a d'ailleurs que très peu évolué par rapport à l'année 1990, beaucoup de pays africains se situant, en 2012, à des niveaux de développement similaires à ceux des autres pays en voie de développement en 1990 (Kojima & al, 2016).

Graphique 2. Comparaison entre l'accès à l'électricité et le PIB par habitant pour quatre régions en voie de développement



Sources : Analyses conjointes des services de l'Agence Internationale de l'Énergie et ceux de la Banque Mondiale (2015).

Notes : Certains pays de l'Afrique Sub-Saharienne affichent des PIB par habitant similaires à ceux des autres régions en voie de développement. Pour autant, ces dernières affichent des taux d'accès à l'électricité très supérieurs. La Chine affiche un taux d'accès à l'électricité de 94 % pour un PIB par habitant de 1500 dollars. Le Vietnam enregistre un taux d'accès à l'électricité de 88 % pour une richesse par habitant similaire à celle de la Chine. Les pays de l'Afrique Sub-Saharienne se situent de nouveau en dehors de cette tendance. Le résultat paraît d'autant plus surprenant que, pour les années 2005-2006, le PIB par habitant des pays de l'Asie du Sud étaient similaires par rapport à celui des pays de l'Afrique Sub-Saharienne.

Alors qu'un ensemble de pays en voie de développement semblent converger vers une issue favorable quant à l'amélioration de l'accès à l'électricité ²⁸, les pays de l'Afrique Sub-Saharienne

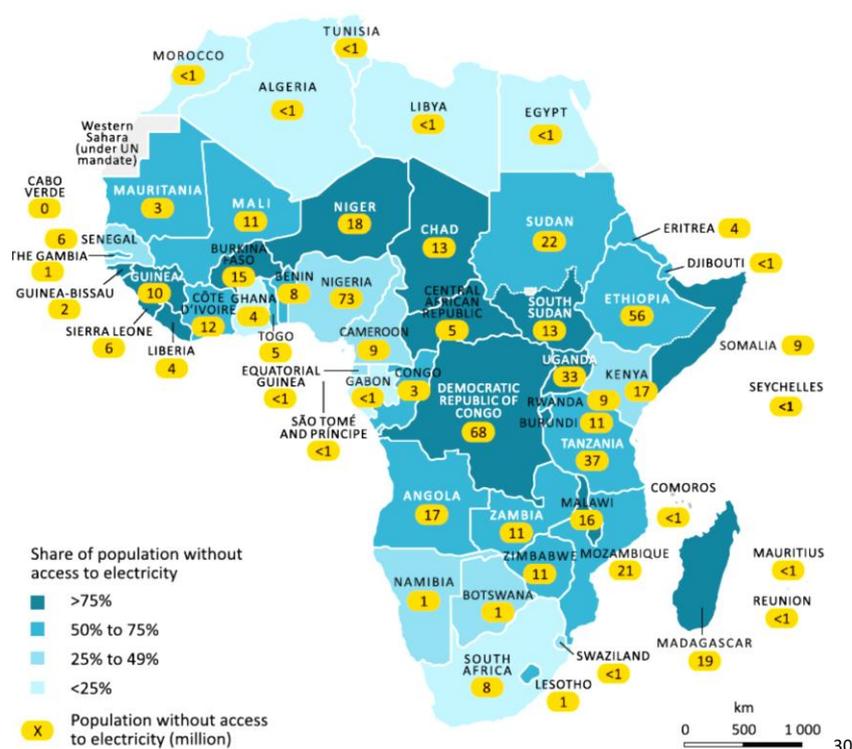
²⁸ Les régions gagnantes en termes d'accès à l'électricité sont l'Asie, l'Amérique Latine, et le Moyen-Orient (International Energy Agency, 2017).

restent eux sensiblement caractériser par une persistance accrue du nonaccès à l'électricité (Bazilian & al, 2012).

Malgré l'adoption et la ratification de nombreux traités internationaux, et ce en dépit de progrès notables réalisés en terme d'électrification dans certains pays du sous-continent,²⁹ l'Afrique Sub-Saharienne reste dans un trou noir en termes d'accès à l'électricité (Trimble, 2016 ; Agence Internationale de l'Energie, 2017).

En 2017, près de 620 millions de personnes n'ont toujours pas accès à l'électricité, soit l'équivalent de 2/3 de la population globale (Agence Internationale de l'Energie, 2014) (Grap. 3).

Graphique 3. Représentation du nonaccès à l'électricité en Afrique Sub-Saharienne (en 2016)



Source : International Energy Agency, 2017.

²⁹ Citons les exemples de l'Éthiopie, du Gabon, du Ghana et du Kenya.

³⁰ En Afrique de l'Ouest, les taux d'accès à l'électricité s'échelonnent entre 20 % (Libéria, Sierra Leone, Niger, Burkina Faso) et 70 % (Ghana). En Afrique de centrale, les taux vont de moins de 10 % (République Centrafricaine, Tchad, République du Congo) à 60 % (Guinée Equatoriale, Gabon, Cameroun). En Afrique de l'Est, le non accès à l'électricité se chiffre à 200 millions de personnes (soit l'équivalent de 80 % de la population). Enfin, les résultats observés au niveau de l'Afrique Australe apparaissent biaisés en raison de l'Afrique du Sud (taux d'électrification de plus de 85 %). Le nonaccès à l'électricité se situe principalement dans des pays comme le Mozambique (taux d'électrification de 40 %) ou la Tanzanie (24 % en 2012).

Le non-accès à l'électricité se caractérise par sa persistance. Les scénarios internationaux vont dans ce sens. Le *New-Policies Scenario* de l'Agence Internationale de l'Energie révèle qu'à l'horizon de l'année 2030, 600 millions de personnes demeureraient concernées par le non-accès à l'électricité, dont plus de 80 % résideraient dans les zones rurales.³¹

2. QUESTION DE RECHERCHE

Les travaux développés sur le thème de la relation énergie-croissance tente d'établir une relation entre la demande en énergie et la croissance économique. Arrivent-ils à obtenir un consensus sur la nature de la relation les unissant ? Les nouvelles recherches permettent-elles de déterminer un sens de la causalité univoque ?

21. Une littérature empirique abondante et irrésolue sur le thème de la relation-consommation d'énergie-croissance économique.

Cette préoccupation prend place dans un champ de connaissances bien connu des économistes. Le rapport entre l'énergie et la croissance économique a tout d'abord été étudié sur le long terme à partir des transitions énergétiques (Ayres, 1978). Ces dernières correspondent à autant de changements structurels, observés dans le bilan énergétique des nations (Kraft & Kraft, 1978). Les travaux développés sur ce sujet ont définitivement établi la relation entre la demande d'énergie et la croissance économique. En revanche, ils n'ont pas permis de dégager un consensus sur la nature de la relation les unissant. C'est pourquoi, à partir de la fin des années 1970, de nouvelles recherches se sont attachées à déterminer le sens de la causalité entre consommation énergétique et croissance. Les progrès de l'économétrie des séries temporelles ont permis de tester plusieurs types de causalités : unidirectionnelles (de la consommation énergétique vers la croissance économique et

³¹ Le second scénario, intitulé « *Energy-for-All-Case* », est le plus ambitieux en termes de réduction du non-accès à l'électricité. Ce dernier prévoit un rythme d'électrification de 43 millions de personnes par an. Ces progrès seraient essentiellement basés sur un déploiement accéléré des options de production décentralisées (développement des systèmes mini-grids et off-grid).

l'inverse), bidirectionnelle et, enfin, la neutralité. L'abondance des travaux réalisés sur ce champ (Ozturk, 2010), leur richesse croissante tant en termes de données (Chontanawat & al, 2008) que de méthodes (Ghali & al, 2004), ne permettent toutefois pas de trancher entre les différents types de causalité. Chacun recueille une part quasi égale des résultats produits.

Les recherches se sont progressivement orientées vers la précision de ce lien, appliqué au contexte africain

En Afrique Sub-Saharienne, la relation énergie-croissance se caractérise également par l'absence de consensus (Akinlo, 2008). Les recherches complémentaires, élargissant le spectre des objets (niveaux de revenu) et/ou des méthodes (analyses en panel) n'ont pas permis de lever le caractère indéfini de la relation de causalité. Pour ce continent, le progrès le plus significatif a consisté à passer d'analyses bivariées à des analyses multivariées, en intégrant notamment le capital et le travail à côté de l'énergie pour expliquer la croissance (Wolde-Rufael, 2009). Les résultats obtenus sont plus nuancés, parfois capables de rendre compte d'une hiérarchie factorielle, mais ils n'améliorent pas fondamentalement les savoirs sur la causalité et donc les possibilités de préconisations économiques.

22. La relation consommation énergétique-croissance économique dans la situation équivoque des pays de l'Afrique Sub-Saharienne.

Plusieurs éléments expliquent cette absence de consensus, et la place originale qu'occupe l'Afrique Sub-Saharienne en matière énergétique. L'existence de « *points morts* », non traités par l'abondante littérature empirique, témoignent de la spécificité du sous-continent africain.

Le premier concerne la couverture pays qui multiplie les résultats sur les pays développés et émergents.

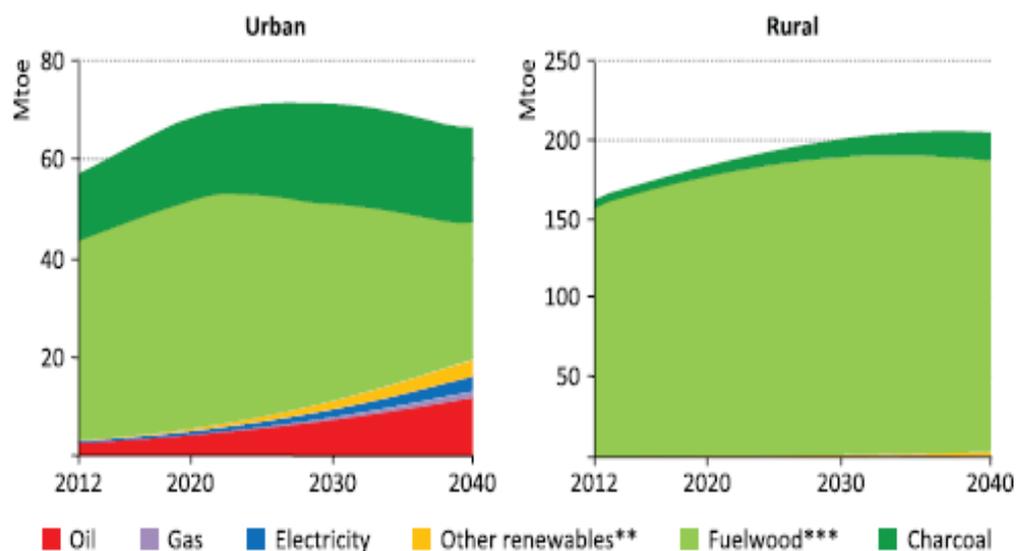
Le second découle de certaines différences observables au niveau des variables sélectionnées dans les modèles respectifs : celles-ci peuvent constituer un facteur de disparités important, posant des problèmes de comparabilité entre les consommations énergétiques agrégées, entre les consommations selon le type d'énergie.

Le troisième tient aux spécifications des modèles qui, en privilégiant des causalités bivariées, multiplient les biais liés aux variables omises. Ces modèles présentent également des problèmes d'homogénéité d'échantillon, particulièrement sur la question des dotations en ressources énergétiques qui, bien que très variables d'un pays à l'autre, sont la plupart du temps négligées.

- *L'Afrique Sub-Saharienne reste, en effet, un continent caractérisé par une faible consommation d'énergie, en rapport avec son poids démographique total (Favennec, 2015). La bioénergie primaire est dominante. Elle s'explique par l'utilisation de biomasse traditionnelle, que celle-ci soit d'origine végétale (bois, charbon de bois, résidus agricoles) ou animale (fumiers utilisés notamment dans les zones sahéliennes).*

Cette tendance s'accroît, et est amenée à se poursuivre dans le futur, et ce quel que soit la localisation des ménages (*Graph. 4*).

Graphique 4. Consommation finale d'énergie répartie en fonction des ménages urbains et ruraux (2012-2040)



Note : hors Afrique du Sud.

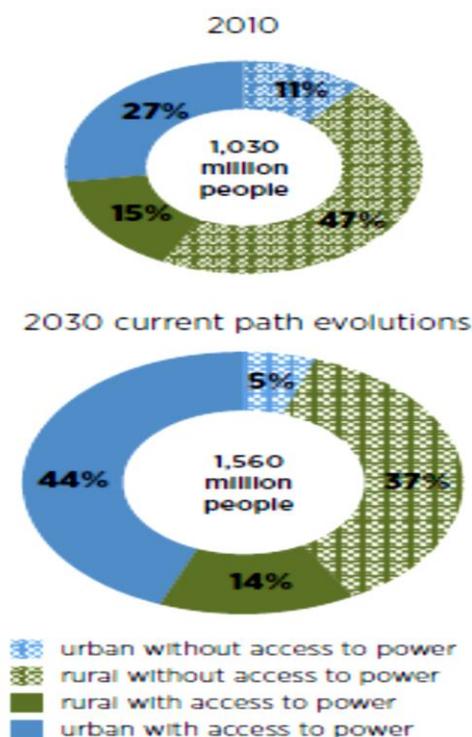
Source : Agence Internationale de l'Énergie, 2014.

- Il en va de même pour la demande en électricité. Malgré 352 TWh consommés en 2012, cette demande est une des plus faibles au monde. L'électricité ne représente ainsi que 7 % de la consommation finale d'énergie contre 18% au niveau mondial.

La problématique de cette thèse s’oriente progressivement vers une analyse des fractures profondes traversant les pays de l’Afrique Sub-Saharienne du point de vue de l’accès à l’électricité, entre d’un côté les grands centres urbains connectés au réseau on-grid concentrant une population relativement aisée et, de l’autre, des zones rurales laissées pour compte par les grands moyens de production en électricité, et dans lesquelles pauvreté des ménages rime avec nonaccès à l’énergie moderne.

Ce constat est d’autant plus préoccupant que les zones rurales sont amenées à concentrer la majeure partie de la population africaine née ou à naître, à l’horizon de l’année 2050 (IRENA, 2016 ; British Petroleum, 2018) (Grap. 5).³²

Graphique 5. Représentation du nonaccès à l’électricité en Afrique Sub-Saharienne pour les années 2010 et 2030

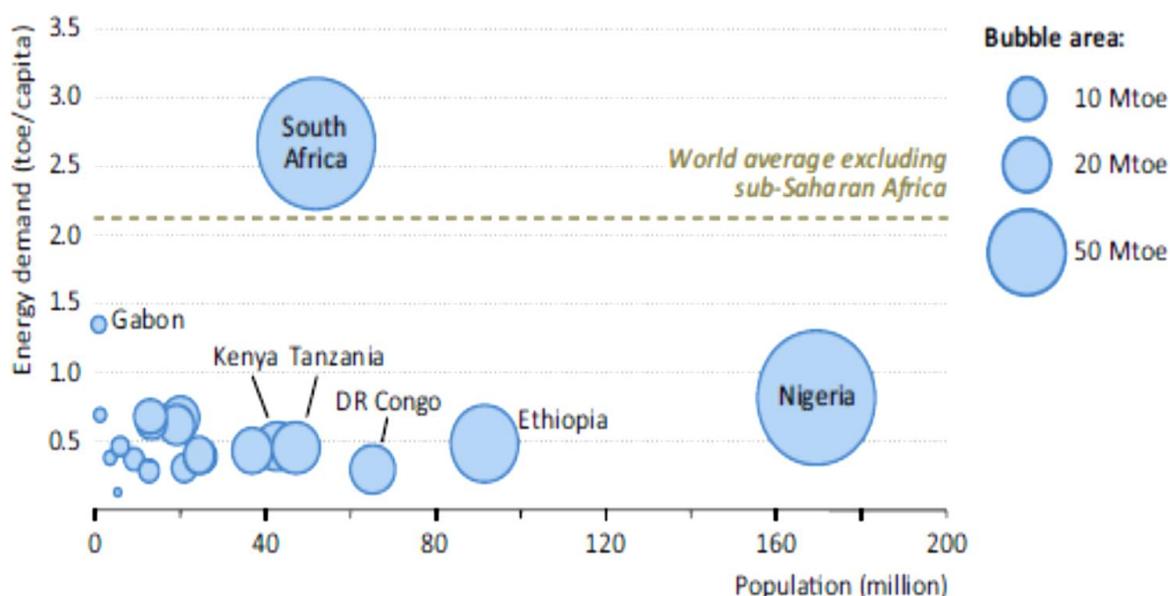


Sources : Estimations de l’IRENA basées sur les perspectives énergétiques de l’Agence Internationale de l’Energie (World Energy Outlook, 2012) et celles de l’Organisation des Nations Unies (World Population Prospects 2010 Révision).

³² Dans le « *New-Policies Scenario* », l’Agence Internationale de l’Energie anticipe une croissance démographique équivalente à 420 millions d’individus, répartis pour 60 % d’entre eux dans les zones urbaines et pour 40 % dans les zones rurales, le poids de ces dernières demeurant essentielles (Agence Internationale de l’Energie, 2017).

Face à cette réalité, la consommation d'énergie primaire demeure inégalement répartie à l'échelle des pays de l'Afrique Sub-Saharienne. Elle se concentre majoritairement autour des deux plus importants centres urbains en électricité représentés par le Nigéria et l'Afrique du Sud. Ces deux pays concentrent à eux deux près de 40 % de la demande totale en énergie (Grap. 6).

Graphique 6. Consommation d'énergie primaire par habitant dans quelques pays de l'Afrique Sub-Saharienne ³³



Source : Agence Internationale de l'Energie, 2014.

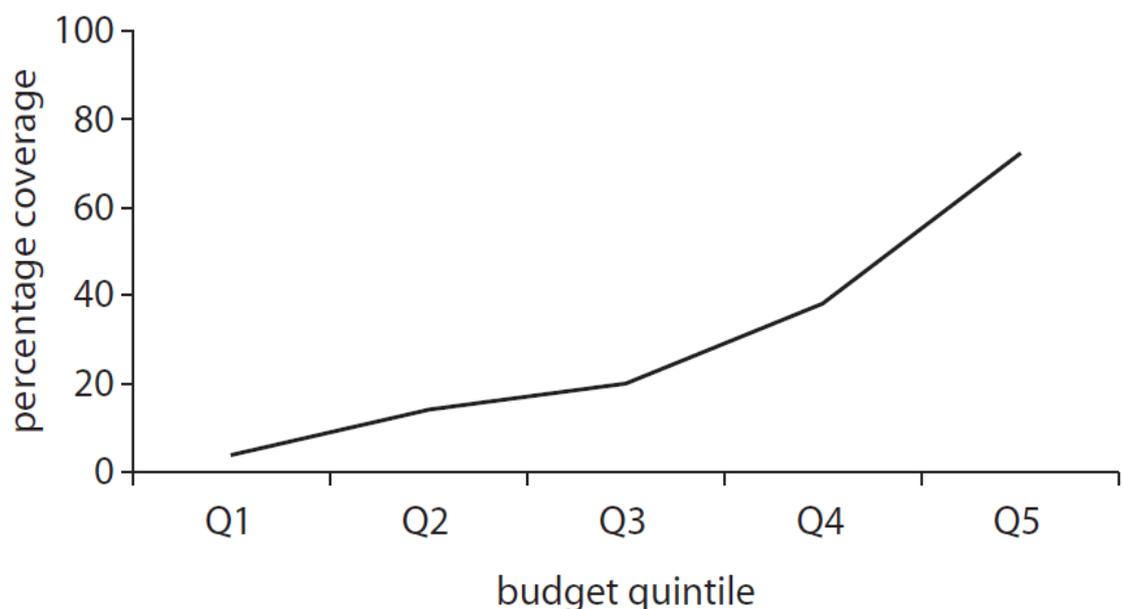
Il en va de même de l'accès à l'électricité qui demeure extrêmement faible dans les zones rurales et est principalement orienté vers les ménages les plus aisés (Eberhard & al, 2011).

Parmi les 40% de la population la plus pauvre, seuls 10 % des ménages a accès à l'électricité (Grap. 4). En Afrique Sub-Saharienne, la faiblesse du budget des ménages ne permet pas de compenser les dépenses engagées en matière d'accès à l'électricité (Eberhard & al, 2011). En moyenne, un ménage africain composé de cinq membres gagne moins de 180 dollars par mois.

³³ L'Afrique du Sud est le seul pays pour lequel la consommation d'énergie primaire par habitant est supérieure à la moyenne mondiale (elle est située à 2,1 tonnes d'équivalent pétrole par habitant) (Agence Internationale de l'Energie, 2014). Par ailleurs, l'Afrique du Sud et le Nigéria concentrent à eux seuls la majorité de la demande de pétrole (30 % pour l'Afrique du Sud et plus de 20 % pour le Nigéria alors que la demande de pétrole en Afrique Sub-Saharienne s'élevait à 1,8 million de barils/jour en 2012). Enfin, ils possèdent la plus forte demande en électricité (50 % en moyenne, ces derniers regroupant les principales activités minières extractives ainsi que le raffinage de produits pétroliers).

Les ménages pauvres privilégient (en raison des coûts inhérents au raccordement au réseau on-grid) des substituts à l'électricité tels le bois de chauffage, le charbon de bois, le kérosène ou encore le gaz en bouteille (gaz de pétrole liquéfié), les ménages aisés ont quant à eux accès à l'énergie moderne. La pauvreté généralisée entraîne, pour les ménages connectés au réseau on-grid, une généralisation des pratiques de non-paiement (branchements sauvages), entravant toute tentative d'extension des réseaux pour les compagnies d'électricité africaines et pénalisant la solvabilité financière des différents prestataires de services. Eberhard & al (2011) estime que plus de 40% des personnes ayant une connexion ne payent pas le service électrique. Cette culture du non-paiement se généralise à l'ensemble des couches sociales (le taux de non-paiement variant de 20 % pour le quintile le plus aisé à 60 % pour le quintile le plus pauvre).

Graphique 7. Evolution du taux de connexion par rapport à chaque quintile de population



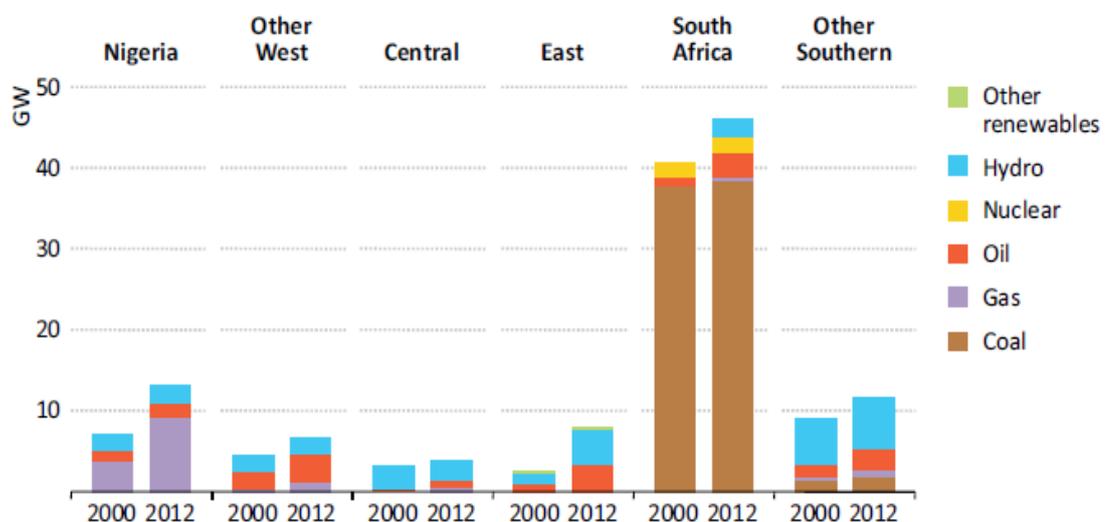
Sources : Barnejee & al (2008), Eberhard (2011).

Notes : Q1 : quintile le plus pauvre, Q5 : quintile le plus aisé.

Cette question relative à l'accès à l'électricité se place dans le contexte de défaillances généralisées de l'offre centralisée, dans lequel les dynamiques suscitées par une demande multi-échelle passent par les nouvelles formes de production d'énergies renouvelables, de plus en plus décentralisées.

Du côté de l'offre, les capacités de production d'électricité en Afrique Sub-Saharienne sont estimées à 90 GW (Agence Internationale de l'Énergie, 2014). Plus de la moitié d'entre elles sont installées en Afrique du Sud (*Grap. 8*).

Graphique 8. Capacités totales installées de l'ensemble des pays de l'Afrique Sub-Saharienne (2000-2012)



Source : Agence Internationale de l'Énergie, 2014

Cette inégalité territoriale est complétée par une série de défaillances, rendant l'électricité produite extrêmement coûteuse.³⁴

Les causes de ces défaillances se regroupent en trois grands groupes de facteurs :

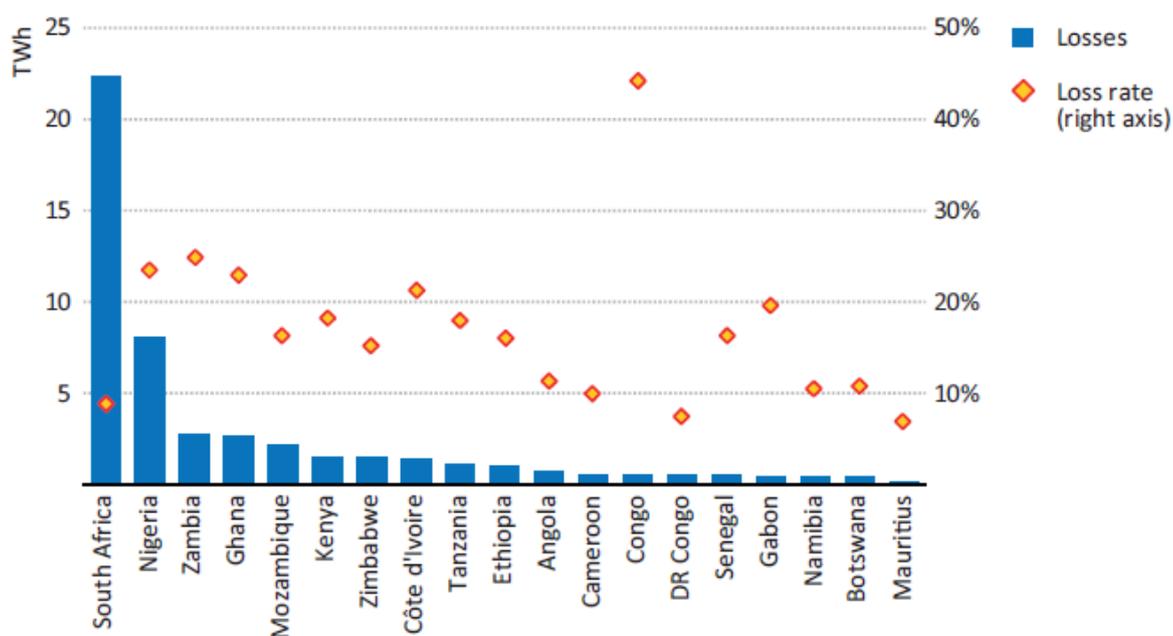
- **Une non-maîtrise technologique croissante.** L'offre centralisée on-grid mobilise tout le long de la chaîne d'approvisionnement énergétique (de la production jusqu'à la distribution) des unités de production essentiellement thermiques. Par ordre d'importance, les sources d'énergie fossiles représentées sont le charbon (45 % de la

³⁴ Le coût moyen de l'électricité observé dans les pays de l'Afrique Sub-Saharienne est de 115 dollars par mégawattheure en 2012 (oscillant entre 55 et 140 dollars par MWh d'électricité produite pour respectivement l'Afrique Australe et l'Afrique de l'Ouest).

production d'électricité), le fioul (17 %), et le gaz naturel (14 %). Cette dépendance des pays de l'Afrique Sub-Saharienne à l'égard de l'énergie thermique engendre une série de problèmes liés au manque d'approvisionnement du combustible énergétique (ce dernier demeurant exclusivement importé), mais aussi compte tenu de la vétusté des installations de production présentes sur le sous-continent africain, qui n'ont généralement pas le même rendement énergétique que les unités installées dans les autres pays en voie de développement.³⁵

- **Les pertes en réseaux de transport et distribution.** Elles sont substantielles et représentent 20 % de l'offre d'électricité produite. La mauvaise qualité des réseaux impacte considérablement l'économie des pays de l'Afrique Sub-Saharienne. On estime à près de 5% les pertes issues des ventes annuelles et dues aux pannes électriques (*Grav. 9*).

Graphique 9. Pertes en réseaux de transport et de distribution (en 2012)



Source : Agence Internationale de l'Energie, 2014

³⁵ Cette composante est particulièrement vraie pour les centrales alimentées au gaz et au charbon. Pour les premières, le taux de rendement énergétique s'élevait à 38 % fin de 2012 contre 48 % pour des pays comme l'Inde. Cette différence est non négligeable puisqu'elle représente un surplus d'électricité de 8 TWh. De même, pour les secondes, le taux de rendement énergétique n'était que de 34% (Agence Internationale de l'Energie, 2014).

- **Le coût du back-up.** L’approvisionnement en électricité par le réseau on-grid demeure insuffisant afin de répondre à une demande sans cesse accrue en électricité. En moyenne, l’absence d’électricité est évaluée à 540 heures par an (soit 6 %) (Agence Internationale de l’Energie, 2014). Il atténue les dysfonctionnements rencontrés au niveau de l’offre d’énergie centralisée tout en augmentant les coûts initiaux de production. De nombreux ménages et entreprises ont recours à des petites unités électrogènes fonctionnant au diesel et à l’essence. Ce coût est non négligeable puisqu’il représente 5 milliards de dollars US (soit 0.2 % de la richesse produite par habitant) (Agence Internationale de l’Energie, 2014).

Ces contraintes ont des conséquences néfastes sur le secteur de l’électricité pris dans son ensemble :

- **Des tarifs extrêmement élevés.** Ils atteignent en moyenne 0.17 dollars par kWh d’électricité produite (Eberhard & al, 2008).³⁶ Les tarifs restent le plus souvent impactés par les fluctuations erratiques observées au niveau des cours du marché du pétrole, depuis les années 2000. Ces tarifs ne couvrent, par ailleurs, ni les coûts d’exploitation et de maintenance actuels, ni les coûts historiques de production.
- **La présence de coûts cachés,** inhérents au secteur de l’électricité (« *hidden-costs* »). Ils peuvent représenter entre 1,8 et 4 % de la richesse produite des pays de l’Afrique Sub-Saharienne (Ebinger, 2006 ; Briceño-Garmendia & al, 2008).

En dépit de certains progrès réalisés en termes d’équipement et d’accès à l’électricité, l’écart entre l’offre et la demande d’électricité ne cesse de s’accroître. La demande s’est, en effet, accrue de plus de 45 % pour les années 2000 à 2012 tandis que l’offre n’a augmenté que de 19 % (Données personnelles issues des bases de données fournies par Eberhard & al, 2014, l’US Energy Information Administration, 2014 et le World Energy Outlook, 2014). En 2012, la demande en électricité atteignait 352 TWh en 2012.

L’offre ne couvre qu’une partie des besoins énergétiques, qui eux-mêmes ne couvre qu’une partie de la demande globale. La demande en électricité reste, à l’échelle des pays de l’Afrique

³⁶ Ce qui représente une moyenne de 130 à 140 dollars par mégawattheure d’électricité produite. A titre de comparaison, les tarifs de l’électricité en Amérique latine, en Europe de l’Est et en Asie de l’Est avoisinent les 80 \$ / MWh (Briceño-Garmendia & Shkaratan, 2011).

Sub-Saharienne, extrêmement fragmentée. Cette pluralité de formes de demande s’articule avec l’offre. La demande marchande, principalement urbaine, est couverte par le réseau centralisé. La demande satisfaite résiduellement est couverte par des mini-réseaux locaux. Ces deux formes d’offre sont toutefois insuffisantes afin de couvrir la demande insatisfaite (Tableau 1).

Tableau 1. Formes de demande identifiées dans les pays de l’ASS

Formes de demande	Demande satisfaite de marché	Demande satisfaite mais ne passant pas par le marché	Demande non satisfaite et ne passant pas par le marché = Non accès
Niveaux de consommation	352 TWh (Agence Internationale de l’Energie., 2014)		580 millions de personnes et 310 TWh

Source : Agence Internationale de l’Energie, 2014

Ces formes de demande éclatées favorisent l’émergence de nouvelles formes de production décentralisées.

Pour le solaire, la baisse drastique des coûts de production facilite incontestablement l’accès (« *concentrated-solar-power* ») (Moner-Girona, 2006). Depuis 2009, les prix des modules photovoltaïques ont, en effet, considérablement chuté (s’établissant dans une échelle comprise entre 0,52 et 0,72 dollars par watt produit sur l’année 2015) tandis que le coût moyen des installations solaires a diminué de 69 % entre 2009 et 2015, renforçant ainsi leur compétitivité technico-économique par rapport aux moyens de production conventionnels, fonctionnant essentiellement à base de thermique.³⁷Cet élément est symbolisé par les coûts actualisés de l’électricité, le LCOE pour « *levelized-cost-of-electricity* ». Selon l’IRENA, ces coûts ont varié, pour les années 2013 à 2014, dans une fourchette comprise entre 0,13 et 0,26 dollars par kilowattheure (IRENA, 2015b). Néanmoins, l’accès à l’électricité via les technologies solaires demeure entravé l’importance des coûts initiaux en investissement,

³⁷ Les projections réalisées par l’IRENA font état d’une baisse des coûts de production de 57 % pour les années 2015 à 2025.

jugée prohibitifs par une grande partie de la population en Afrique Sub-Saharienne (Labordena & al, 2017).³⁸

Il en va de même pour l'éolien. Ces dernières années, la compétitivité des éoliens s'est fortement accrue, en particulier l'éolien terrestre. Pour ces technologies, le LCOE se situe entre 0,046 USD et 0,145 USD / kWh pour les années 2013 et 2014 (IRENAa, c, 2015). Cependant, les coûts d'investissement restent prohibitifs.³⁹

- *La pauvreté des ménages en Afrique Sub-Saharienne s'illustre particulièrement par les comportements d'utilisation d'énergie des ménages en Afrique Sub-Saharienne. Un autre point absent des débats centrés autour de la relation énergie-croissance est le comportement des ménages africains en termes d'utilisation de l'énergie*

Il est généralement admis que lorsqu'un pays accède au développement économique, sa dépendance vis-à-vis des sources d'énergie traditionnelles tend à diminuer, tandis que la consommation d'électricité augmente. Dans ce contexte, la pauvreté des ménages est amenée à se réduire.⁴⁰

Cette hypothèse n'est cependant que très peu représentative à l'échelle des pays de l'Afrique Sub-Saharienne (Agence Internationale de l'Energie, 2014), et ce pour diverses raisons :

- En Afrique Sub-Saharienne, la relation est invalidée en raison du phénomène de « **fuel-stacking** » (empilement du combustible énergétique).⁴¹

³⁸ Les projets attraités au solaire concentré demeurent une industrie fortement capitalistique. Les coûts d'investissements pour ces technologies varient de 5800 dollars / kW (unité solaire sans capacité de stockage) à plus de 10150 dollars / kW (pour 7 heures de stockage en continu). De même, les coûts d'investissements pour les modules solaires photovoltaïques varient de 1820 à 4880 dollars / kW (IRENA, 2015c).

³⁹ Même si ces derniers chutent très rapidement. Les coûts d'investissement pour des projets développés récemment au Kenya et en Afrique du Sud oscillent entre 1600 et 3000 dollars par kW. A titre de comparaison, le coût total moyen d'une centrale éolienne constaté dans les pays asiatiques (Chine et Inde) est estimé à moins de 1300 dollars/ kW.

⁴⁰ Plusieurs auteurs parlent d'échelle énergétique allant des combustibles les plus polluants (bois et charbon de bois) au moins polluant (électricité) (Agbemabiese & al, 2012 ; Hiemstra-Van der Horst & Hovorka, 2008 ; Masera & al, 2000)

⁴¹ On désigne par « *fuel-stacking* » le comportement attraité à de nombreux ménages urbains, même parmi les plus aisés, qui continuent à utiliser des formes traditionnelles d'énergie comme la biomasse, le kérosène ou encore le gaz de pétrole liquéfié (GPL). (Treiber, 2012).

- L'accès est conditionné aux différents prix observés rendus utilisateur final. Ces derniers varient énormément, en fonction notamment des subventions allouées aux produits énergétiques. Ainsi, les pays producteurs d'hydrocarbures ont tendance à massivement subventionner leurs produits énergétiques. C'est le cas du Nigéria ou de l'Angola, dont le taux de subventionnement de l'essence était de respectivement 29 et 32 % en 2013 (Agence Internationale de l'Energie, 2014).⁴² D'autres produits énergétiques sont subventionnés comme le kérosène ou le gaz de pétrole liquéfié (GPL), les taux moyens de subventionnement de ces deux produits énergétiques étant estimés à respectivement 45 et 40 %.

3. PLAN DE LA THESE

Afin de traiter cette question de recherche, nous optons successivement pour trois axes, notre thèse se scindant ainsi en trois articles :

Afin de préciser la nature de cette relation à l'échelle des pays de l'Afrique Sub-Saharienne, *le premier article* composant cette thèse, intitulé "*Energy Consumption-Economic Growth nexus in Sub-Saharan Countries: what can we learn from a meta-analysis? (1996-2016)*", consiste en une revue quantitative synthétisée de la relation entre la consommation d'énergie et la croissance économique pour les pays de l'Afrique Sub-Saharienne. Notre méta-analyse regroupe 50 travaux scientifiques référencés dans une base de données propre et publiés entre les années 1996 (date de la première publication) et 2016. A l'aide de deux modèles économétriques distincts (un modèle logit pour chaque hypothèse de causalité prise seule et un modèle logit multinomial ordonné avec comme référence l'hypothèse revenant la plus souvent dans nos résultats), cette méta-analyse ne trouve pas de facteurs d'influence décisifs pour la relation énergie-croissance.

Cette absence fait écho aux différents arguments déjà mis en évidence par les travaux de Payne (2010) qui analyse la diversité des résultats trouvés au regard de trois éléments principaux : le premier concerne la couverture pays qui multiplie les résultats sur les pays

⁴² L'Angola subventionne le diesel à hauteur de 58 %. Sur les 10,2 milliards de dollars allouées aux produits pétroliers en 2013, les $\frac{3}{4}$ émanent de deux pays : le Nigéria et l'Angola. D'autres pays pratiquent ces formes de subventions (République du Congo Brazzaville, Guinée Equatoriale, Gabon, Soudan).

développés et émergents mais procure finalement peu d'informations sur les pays en développement. Le second découle des différences entre les variables sélectionnées : celles-ci peuvent constituer un facteur de disparités posant des problèmes de comparabilité entre les consommations énergétiques agrégées, entre les consommations selon le type d'énergie. Un troisième tient aux spécifications des modèles qui, en privilégiant des causalités bivariées, multiplient les biais liés aux variables omises. Ces modèles présentent également des problèmes d'homogénéité d'échantillon, particulièrement sur la question des dotations en ressources énergétiques qui, bien que très variables d'un pays à l'autre, sont la plupart du temps négligées.

Partant de ce constat et puisque aucun lien clair n'a été établi au niveau des variables influençant la relation énergie-croissance, le second article met en exergue les fortes disparités régionales à l'œuvre en termes d'offre et demande par une analyse des mutations observées au niveau de ces deux variables des années 1950 à de nos jours. Précisément, il analyse les dynamiques relatives à la demande, faisant de celle-ci une cause de l'offre et non l'inverse. Ces dynamiques permettent d'envisager de nouvelles conceptions en termes de politiques énergétiques tout en dépassant les limites inhérentes au modèle passé à savoir une offre tournée, d'une part, vers le maintien et l'amélioration des réseaux on-grid sans réponse aux besoins des populations rurales et, d'autre part, vers les mini grids en faveur des populations rurales coûteux et procurant de faibles services énergétiques. Les technologies de production décentralisées restent toutefois coûteuses pour les populations, la soutenabilité économique restant aux solutions centralisées (on-grid).

De ce fait, il faut s'interroger sur des tarifications spécifiques pouvant être mises en vigueur dont le but serait l'augmentation des revenus des ruraux, notamment issus des activités productives, ce qui garantirait en retour le déploiement de l'électrification.

Le *troisième article* se veut être un parallèle entre les instruments tarifaires développés par les compagnies d'électricité en ASS les dynamiques du non-accès à l'électricité, analysé au regard des ménages urbains et ruraux connectés au réseau on-grid. Notre principale contribution réside dans le fait de montrer que le non-accès à l'électricité reste entretenu par la régressivité de la tarification on-grid mise en place et qu'elle profite davantage à certaines activités productives. Dans cet article, l'accent est également placé sur les limites inhérentes

à l'accès d'où ressortent que les conditions économiques des populations et en particulier leur niveau de pauvreté, bien plus que leur localisation.

Au fil de cette thèse, nous serons donc conduits à utiliser divers outils, instruments et méthodes, mobilisant à la fois l'ensemble des connaissances relatives à l'économétrie des modèles de croissance et à l'économétrie de panel sur plusieurs compagnies d'électricité, en passant par une approche d'économie industrielle pour la définition des formes industrielles typiques de l'électrification en rapport avec une demande électrique segmenté entre plusieurs composantes (urbaine et rurale ; industrielle, commerciale et domestique ; solvable et non marchande).

BIBLIOGRAPHIE

Acemoglu, D. Johnson, S. & Robinson, J. [2001]. *The Colonial Origins of Comparative Development: An Empirical Investigation*, American Economic Review, n° 91 (5), pp. 369-401.

Agbemabiese, L. Nkomo, J. & Sokona, Y. [2012]. *Enabling innovations in energy access: An African perspective*. Energy Policy, Vol. 47, pp 38-47.

AGECC, the UN Secretary-General's Advisory Group on Energy and Climate Change. [2010]. *Energy for a Sustainable Future. Report and Recommendations*.

Agence Française de Développement [2015]. *La croissance de l'Afrique subsaharienne : diversité des trajectoires et des processus de transformation structurelle*. Volume n°18

Agence Internationale de l'Energie [2011]. *Energy for All: financing energy access for the poor*. https://www.iea.org/papers/2011/weo2011_energy_for_all.pdf

Agence Internationale de l'Energie [2014]. *World Energy Outlook*. <https://www.iea.org/newsroom/news/2014/november/world-energy-outlook-2014.html>

Agence Internationale de l'Energie [2014]. *Africa Energy Outlook: a focus on energy prospects in Sub-Saharan Africa*. https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2014_AfricaEnergyOutlook.pdf

Agence Internationale de l'Energie [2016]. *Energy and Air Pollution: World Energy Outlook Special Report*. OECD/IEA, Paris.

Agence Internationale de l'Energie [2017]. *Energy Access Outlook 2017 From Poverty to Prosperity*. <https://webstore.iea.org/download/summary/274?fileName=French-Energy-Access-Outlook-2017-ES.pdf>

Artadi E. et X. Sala-i-Martin [2003]. *The Economic Tragedy of the 20th Century: Growth in Africa*. National Bureau of Economic Research Working Paper 9865.

Aschauer, D. A. [1989]. *Is Public Expenditure Productive?* *Journal of Monetary Economics* 23 (2) 177-200.

Augé, B. [2018]. *Oil Exploration and Production in Africa since 2014: Evolution of Key players and their Strategies*. Note de l'Institut Français des Relations Internationales (IFRI), Center for Energie.

Ayres, R.U. [1978]. *Resources, environment, and economics: applications of the materials/energy balance principle*.

Banque Africaine de développement (2018). *Perspectives économiques en Afrique 2018*. https://www.afdb.org/fileadmin/uploads/afdb/Documents/Publications/African_Economic_Outlook_2018_-_FR.pdf

Banque Africaine de développement [2019]. *Performances macroéconomiques en Afrique Sub-Saharienne et perspectives*.

https://www.afdb.org/fileadmin/uploads/afdb/Documents/Publications/2019AEO/AEO_2019-FR-CHAP1.pdf

Banque Mondiale [1994]. *World Development Report: Infrastructure for Development*. Washington, DC.

Banque Mondiale [2006]. *World Development Report: Equity and Development*. Washington, DC.

Banque Mondiale [2009]. *Africa energy poverty*. In: Proceedings of the G8 Energy Ministers Meeting 2009 Rome.

Banque mondiale & Agence internationale de l'énergie. [2015]. *Progress Toward Sustainable Energy: Global Tracking Framework Report*. Washington, DC : Banque mondiale. DOI : 10.1596/978-1-4648-0690-2. <http://trackingenergy4all.worldbank.org/>

Banque Mondiale [2017]. *Africa's Pulse : une analyse des enjeux façonnant l'avenir économique de l'Afrique*.

Barnes, D.F. [1988]. *Electric Power for Rural Growth: How Electricity Affects Rural Life in Developing Countries*. Boulder: Westview Press.

Barnes, D. Golumbeanu, R. [2013]. *Connection Charges and Electricity Access in Sub-Saharan Africa*. Policy Research Working Paper 6511, World Bank, Washington, DC.

Bast, E. Krishnaswamy, S. Mainhardt-Gibbs, H. Romine, T. [2011]. *Access to Energy for the Poor: The Clean Energy Option*.

Baurzhan, S. & Jenkins, G. [2016]. *Off-grid solar PV: Is it an affordable or appropriate solution for rural electrification in Sub-Saharan African countries?* Renewable and Sustainable Energy Reviews, 60, (C), pp. 1405-1418

Bazilian, P. Nussbaumer, C. Eibs-Singer, A. Brew-Hammond, A. Modi, V. & Sovacool, B. [2012]. *Improving access to modern energy services: insights from case studies*. Electricity Journal, Vol. 25, pp. 93-114

Bigsten A. & M. Söderbom [2010]. *Industrial Strategies for Economic Recovery and Long-term Growth in Africa*. The African Economic Conference, Johannesburg, 28-30 October.

Bloom, D. & J. Sachs [1998]. *Geography, Demography and Economic Growth in Africa*. Brookings Papers on Economic Activity, n° 2.

Brodman, J. [1982]. *Rural Electrification and the Commercial Sector in Indonesia*. Discussion Paper D-73L, Resources for the Future, Washington, DC.

Briceño-Garmendia, Cecilia, Karlis Smits & Foster, V. [2008]. *Financing Public Infrastructure in Sub-Saharan Africa: Patterns, Issues, and Options*. AICD Background Paper 15, Africa Infrastructure Sector Diagnostic – Banque mondiale, Washington D.C.

Briceño-Garmendia, C. & Foster, V. [2010]. *Infrastructures africaines : Une transformation impérative*. Africa Development Forum. Banque Mondiale <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/2692> License: CC BY 3.0 IGO.”

Briceño-Garmendia, C. & Shkaratan, M. [2011]. *Power Tariffs: Caught between Cost Recovery and Affordability*. Policy Research Working Paper n°5904. <http://documents.worldbank.org/curated/en/234441468161963356/pdf/WPS5904.pdf>

British Petroleum [2018]. *Statistical Review of World Energy*.

Calderón, C. [2009]. *Infrastructure and growth in Africa*. The World Bank. Policy Research Working Paper n°4914.

Calderón, C. & L. Servén. [2010]. *Infrastructure and Economic Development in Sub-Saharan Africa*. *Journal of African Economies* 19 (suppl 1): i13–i87.

Chontanawat J, Hunt LC and Pierse R. [2008]. *Does energy consumption cause economic growth? Evidence from a systematic study of over 100 countries*. *Journal of Policy Modeling*, Vol.30; pp. 209–220.

Deichmann, U. Meisner, C. Murray, S. & Wheeler, D. [2011]. *The Economics of Renewable Energy Expansion in Rural Sub-Saharan Africa*. Policy Research Working Paper n°5193. <https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/19902/WPS5193.pdf?sequence=1>

Easterly W. & R. Levine [1997]. *Africa's Growth Tragedy: Policies and Ethnic Divisions*. *The Quarterly Journal of Economics*, n° 112 (4), pp. 1203-1250.

Eberhard, A.A. Foster, V. & Briceño-Garmendia, C. [2008]. *Africa - Underpowered: the state of the power sector in Sub-Saharan Africa (English)*. Africa infrastructure country diagnostic (AICD) background paper; no. 6. Washington, DC: World Bank. <http://documents.worldbank.org/curated/en/142991468006934762/Africa-Underpowered-the-state-of-the-power-sector-in-Sub-Saharan-Africa>

Eberhard, A. Rosnes, O. Shkaratan, M. Vennemo, H. (2011). *Africa's Power Infrastructure: Investment, Integration, Efficiency*. Washington D.C., The World Bank. <http://documents.worldbank.org/curated/en/545641468004456928/pdf/613090PUB0Afr158344B09780821384558.pdf>

Ebinger, Jane O. [2006]. *Measuring Financial Performance in Infrastructure: An Application to Europe and Central Asia*. Policy Research Working Paper 3992. (Washington: World Bank).

Estache, A., V. Fosteret Q. Wodon. [2002]. *Accounting for Poverty in Infrastructure Reform: Learning from Latin America's Experience*. Washington, DC: Banque mondiale.

Estache, A. [2007]. *Infrastructures et développement : une revue des débats récents et à venir*. *Revue d'économie du développement*, Vol. 15, pp : 5-53.

Favennec, J-P. Copinschi, P. Cavatorta, T. & Esen, E. [2003]. *Les nouveaux enjeux pétroliers en Afrique*. *Politique africaine*, n°89, pp. 127-148.

Favennec, J. [2015]. *L'Énergie en Afrique à l'horizon 2050*. Association pour le Développement de l'Énergie pour l'Afrique. https://www.energy-for-africa.fr/files/file/Etude_2050/e.book.pdf

Foley, G. [1990]. *Electricity for Rural People*. London : Panos Institute

Fonds Monétaire International [2014]. *Afrique subsaharienne : Mobilisation des recettes fiscales et investissement privé*. Perspectives Economiques Régionales, Etudes économiques et financières. [file:///C:/Users/Installation/Downloads/sreo0518f%20\(2\).pdf](file:///C:/Users/Installation/Downloads/sreo0518f%20(2).pdf)

Gaye, A. [2007]. *Access to energy and human development*. Human Development Report 2007/2008. Fighting Climate Change: Human Solidarity in a Divided World. http://hdr.undp.org/en/reports/global/hdr2007-8/papers/Gaye_Amie.pdfv.

Ghali, K. H., & El-Sakka, M. I. T. [2004]. *Energy use and output growth in Canada: a multivariate cointegration analysis*. Energy Economics, 26, 225–238.

Global Wind Energy Council. *Market Forecast for 2015 – 2019*. <http://www.gwec.net/global-figures/market-forecast->

Hiemstra-van der Horst, G. & Hovorka, A.J. [2008]. *Reassessing the “energy ladder”: Household energy use in Maun, Botswana*. Energy Policy, Vol. 36, pp. 3333-3344.

International Renewable Energy Agency [2015a]. *Africa 2030: Roadmap for a Renewable Energy Future*. IRENA, Abu Dhabi. www.irena.org/remap

International Renewable Energy Agency [2015b]. *Renewable Power Generation Costs in 2014*. https://www.irena.org/documentdownloads/publications/irena_re_power_costs_2014_report.pdf

International Renewable Energy Agency [2015c]. *Renewable Energy in the Water, Energy & Food Nexus*. https://www.irena.org/documentdownloads/publications/irena_water_energy_food_nexus_2015.pdf

International Renewable Energy Agency [2016]. *Prospects for the African Power Sector Scenarios and Strategies for Africa Project*. https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/Prospects_for_the_African_PowerSector.pdf

Jacquemot, P. [2013]. *Perspectives économiques pour l'Afrique subsaharienne. Questions et scénarios*. L'Économie politique 2013/3 (n° 59), pp. 6-33. 6 à 33.

Karekezi, S. & McDade, S. [2012]. Chapter 2 – Energy, Poverty, and Development. Cambridge University Press. Cambridge University Press, pp. 151-190, <https://doi.org/10.1017/CBO9780511793677.008>.

Kim J.I. & L.J. Lau [1994]. *The Sources of Economic Growth in the East Asian Newly Industrialized Countries*. Journal of Japanese and International Economics, n° 8, pp. 235-271.

Kojima, M. & Trimble, C.P. 2016. *Making power affordable for Africa and viable for its utilities : Vers une électricité abordable et des opérateurs viables en Afrique (French)*. Washington, D.C.

<http://documents.worldbank.org/curated/en/278401481715306703/Vers-une-électricité-abordable-et-des-opérateurs-viables-en-Afrique>

Komives, Kristin. Foster, Vivien. Halpern, J. Wodon, Q. Abdullah, Roohi. 2005. *Water, electricity, and the poor: who benefits from utility subsidies?* Directions in development. Washington, D.C. <http://documents.worldbank.org/curated/en/606521468136796984/Water-electricity-and-the-poor-who-benefits-from-utility-subsidies>

Kraft, J. and Kraft, A. [1978]. *On the relationship between energy and GNP*. Journal of Energy and Development, Vol. 3, pp. 401-3.

Krugman, P. [1994]. *The Myth of East Asian Miracle*. Foreign Affairs 73, n° 6, pp. 28-44.

Labordena, Mercè. Patt, A. Bazilian, M. Howells, M. Lilliestam, J. [2017]. *Impact of political and economic barriers for concentrating solar power in Sub-Saharan Africa*. Energy Policy. Vol. 102, pp. 52–72.

Leach, G. [1992]. *The energy transition*. Energy Policy, Vol. 20 (2), 116–123.

Listorti, J.A. [1996]. *Bridging environmental health gaps - lessons for Sub-Saharan Africa infrastructure projects (Vol. 2) : Recommendations for Sub-Saharan Africa and the rest of the Bank*. Document de travail.

Lucas, P.L. Nielsen, J.J. Calvin, K. McCollum D, Marangoni G, Streifer J, Van der Zwaan B & Van Vuuren DP. [2015]. *Future energy system challenges for Africa: insights from Integrated Assessment Models*. Energy Policy 86: 705–717

Masera, O. Saatkamp, B. & Kammen, D. [2000]. *From linear fuel switching to multiple cooking strategies: a critique and alternative to the energy ladder model*. World Development, Vol. 28, pp 2083–103.

Mayer J. et A. Wood [2001]. *Africa's Export Structure in Comparative Perspective*. Cambridge Journal of Economics, n° 25 (Vol. 3), pp. 369-394.

McMillan, M. & Rodrik, D. [2011]. *Globalization, Structural Change and Productivity Growth*. n° 17143.

Modi, V., McDade, S. Lallement, D. & Saghir, J. [2005]. *Energy Services for the Millennium Development Goals*. UN Millennium Project, UNDP, The World Bank and Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP), Washington, DC.

Moner-Girona, M. Jacobson, A. & Kammen, D.M. [2006]. *Decreasing PV costs in Africa: Opportunities for Rural Electrification using Solar PV in Sub-Saharan Africa*. Refocus Vol.7, Issue 1, pp. 40-42, 44-45.

Mulugetta, Y. Doig, A. Jackson, T. Khennas, S. Dunnett, S. Doig, A., Jackson, T., Khennas, S., Dunnett, S., & Rai, K. [2005]. *Energy for Rural Livelihoods: A Framework for Sustainable Decision Making*. IT Publications, London.

Organisation des Nations Unies pour le développement industriel (UNIDO). 2009. *Scaling up renewable energy in Africa*. In: Proceedings of the 12th Ordinary Session of Heads of State and Governments of the African Union, Addis Ababa, Ethiopia. <https://www.unclearn.org/sites/www.unclearn.org/files/unido11.pdf>

Organisation des Nations Unies pour le développement industriel (UNIDO). 2010. *Contributions de l'ONUDI aux objectifs du Millénaire pour le développement*. https://www.unido.org/sites/default/files/2010-10/idb38_14f_0.pdf.

Ozturk, I. (2010). A Literature Survey on Energy-Growth Nexus. Energy Policy, 38, 340-349. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2009.09.024>

Programme des Nations unies pour le développement (PNUD). 2013. *World Population Prospects: The 2012*. Revision, United Nations, New York.

Quansah, A.D. Adaramola, S.M. & Mensah, L.D. 2016. *Solar Photovoltaics in sub-Saharan Africa – Addressing Barriers, Unlocking Potential*. Energy Procedia (106), pp. 97-110.

Sachs, J. & Warner, M. [1995]. *Natural Resources Abundance and Economic Growth*. Harvard Institute for International Development.

Sokona, Y. Sarr, S. Thomas, J.P. [2004]. *Les Enjeux des Technologies d’Energie Renouvelable dans la lutte contre la désertification*. Conférence des Ministres Africains de l’Energie UNCCD, Nairobi, Kenya.

The Economist [2000]. *Hopeless Africa*.

The Economist [2011]. *The hopeful continent. Africa rising*.

Treiber, M. [2012]. *Fuel and Stove Diversification in the Light of Energy Transition and Technology Adoption Theory*, Norwegian University of Life Sciences.

Trimble, C. P. Kojima, M. Perez, A. I. Mohammadzadeh, F. [2016]. *Financial viability of electricity sectors in Sub-Saharan Africa: quasi-fiscal deficits and hidden costs*. Policy Research working paper; no. WPS 7788. Washington, D.C.: World Bank Group. <http://documents.worldbank.org/curated/en/182071470748085038/Financial-viability-of-electricity-sectors-in-Sub-Saharan-Africa-quasi-fiscal-deficits-and-hidden-costs>

Young, A. [1995] *The Tyranny of Numbers: Confronting the Statistical Realities of the East Asian Growth Experience*. Quarterly Journal of Economics, n° 110(3), pp. 641-680

Wolde-Rufael, Y. “Energy Consumption and Economic Growth: The Experience of African Countries Revisited.” Energy Economics, (2009): 31 (2), 217-224.

World Population Prospects The 2010 Revision Volume I: Comprehensive Tables. https://www.un.org/en/development/desa/population/publications/pdf/trends/WPP2010/WPP2010_Volume-I_Comprehensive-Tables.pdf

QUELLES QUESTIONS ET QUELLES METHODES POUR COMPRENDRE L'ACCES A L'ELECTRICITE DANS LES PAYS DE L'AFRIQUE SUB- SAHARIENNE ?

Afin de répondre, nous élaborons un premier axe de recherche tentant de répondre à une question centrale pour notre sujet : est-ce la consommation énergétique qui cause la croissance économique ou bien l'inverse ?

Premier article. Qui cause qui ?

Pour un décideur public africain, la connaissance du sens de causalité paraît primordiale dès lors que ce dernier souhaite mettre en place des politiques économiques en matière d'accès à l'électricité efficaces.

Au sein de la littérature empirique, quatre propositions différentes :

- **P1** : la consommation d'énergie tire la croissance ;
- **P2** : la croissance pousse à la consommation d'énergie ;
- **P3** : les deux se lient doublement (freiner la consommation freine la croissance ; pousser la croissance poussera la consommation) ;
- **P4** : les deux se détachent, et l'augmentation de la consommation peut ne pas stimuler la croissance.

Minoritaires encore aujourd'hui, les recherches progressent rapidement pour les pays de l'Afrique Sub-Saharienne depuis le début des années 2000, en lien avec les frémissements observés au niveau de la croissance économique des états africains mais aussi en rapport avec les taux élevés de non-accès à l'électricité.

Notre premier papier de recherche se présente sous la forme d'une méta-analyse du lien entre la croissance économique et la consommation énergétique, et ce pour les pays de l'Afrique Sub-Saharienne.

Pour un public profane, une explicitation du terme méta-analyse est requise. Ce terme est emprunté au domaine médical. Appliquée aux sciences économiques, une méta-analyse consiste à transformer les éléments identifiés comme importants pour expliquer la relation énergie-croissance en variables pour nos modèles.

Cette contribution, arrêtée à l'heure où nous publions électroniquement cette thèse à cinquante travaux sur un horizon temporel couvrant les années 1996 à 2016, rappelle, d'une part, le champ d'analyse concernant cette épineuse question, et se propose, d'autre part, de développer un outil économétrique original supposé aller plus loin que les approches littéraires dites conventionnelles.

Deux modèles économétriques sont successivement proposés :

- **Une première régression logistique** consistant à dupliquer les méthodes employées pour traiter de la relation énergie-croissance et à traiter les hypothèses de causalité prises séparément les unes des autres. Cette méthode ne diffère en rien des analyses présentes au sein de la littérature empirique et n'apporte aucun résultat supplémentaire au regard de cette dernière ;
- **Une seconde régression logistique**, beaucoup plus originale, basée sur un logit multinomial ordonné et travaillant sur les hypothèses prises ensemble. Nous décidons de faire converger l'ensemble des propositions vers l' « *hypothèse de conservation* » (H2), identifiée comme étant la plus représentative au sein de notre échantillon. Les résultats font émerger le panel comme variable de pertinence pour expliquer la relation consommation énergétique-croissance économique.

Je vous invite à découvrir cette toute nouvelle approche de la relation énergie-croissance, et ce pour les pays de l'Afrique Sub-Saharienne, dans ce premier article de recherche intitulé

CHAPITRE 1. ENERGY CONSUMPTION-ECONOMIC GROWTH NEXUS IN SUB-SAHARAN COUNTRIES: WHAT CAN WE LEARN FROM A META-ANALYSIS? (1996-2016)

Ce premier papier s'ouvre sur une méta-analyse de la relation entre la croissance économique et la consommation énergétique⁴³, et ce pour les pays de l'Afrique Sub-Saharienne, appuyée sur une vaste littérature empirique composée d'une cinquantaine d'articles publiés entre 1996 (date de la première étude publiée sur le sujet) à 2016.

Il rappelle ainsi le champ d'analyse concernant cette question primordiale, faisant ainsi une revue synthétique de la littérature empirique en s'appuyant sur un outil original, que nous allons développer, supposé aller plus loin que les approches littéraires classiques, identifiant les limites des approches déjà mises en œuvre.

La relation entre la consommation d'énergie et la croissance économique reste toujours à l'heure actuelle un des sujets les plus débattus au sein de la littérature économique.

Cette préoccupation prend place dans un champ de connaissances bien connu des économistes. Le rapport entre l'énergie et la croissance économique a tout d'abord été étudié sur le long terme à partir des transitions énergétiques (Ayres, 1978). Ces dernières correspondent à autant de changements structurels, observés dans le bilan énergétique des

⁴³ J'emploierai également pour désigner l'étude de la relation énergie-croissance le terme « nexus ».

nations (Kraft & Kraft, 2004). Les travaux développés sur ce sujet ont définitivement établi la relation entre la demande d'énergie et la croissance économique. En revanche, ils n'ont pas permis de dégager un consensus sur la nature de la relation les unissant.

C'est pourquoi, à partir de la fin des années 1970, de nouvelles recherches se sont attachées à déterminer le sens de la causalité entre consommation énergétique et croissance. Les progrès de l'économétrie des séries temporelles ont permis de tester plusieurs types de causalités : unidirectionnelles (de la consommation énergétique vers la croissance économique et l'inverse), bidirectionnelle et, enfin, la neutralité. L'abondance des travaux réalisés sur ce champ (Ozturk, 2010), leur richesse croissante tant en termes de données (Chontanawat & alii, 2008) que de méthodes (Ghali & alii, 2004), ne permettent toutefois pas de trancher entre les différents types de causalité. Chacun recueille une part quasi égale des résultats produits.

Cette absence de consensus reste une question lancinante. Pour un décideur public africain, la connaissance du sens de causalité paraît primordiale dès lors que ce dernier souhaite mettre en place des politiques économiques en matière d'accès à l'électricité efficaces.

Depuis le début des années 2000, la portée des études menées sur la relation énergie-croissance s'est progressivement élargie à l'ensemble des pays en voie de développement, plus spécifiquement aux pays de l'Afrique Sub-Saharienne.

Il est vrai que depuis peu, la demande énergétique des pays du Sud a dépassé celle du Nord. Pour autant, l'avenir énergétique du monde en développement ne fait pas l'objet d'un scénario univoque. Dans ce contexte, la situation de l'Afrique est singulière. Les organisations internationales y anticipent la plus forte croissance de la demande d'énergie (BP, 2014). Les frémissements actuels de la croissance économique africaine posent donc dans des termes urgents, mais sans doute aussi originaux, la question énergétique, notamment en matière d'efficacité.

La relation énergie-croissance a commencé à être étudiée en Afrique subsaharienne à la fin des années 90, en utilisant la même méthode que celle appliquée pour les pays développés et avec le même résultat : l'absence de consensus sur la direction de la causalité.

Plusieurs éléments expliquent cette absence de consensus (Payne, 2010) :

- **Le premier** concerne la couverture pays qui multiplie les résultats sur les pays développés et émergents mais procure finalement peu d'informations sur les pays en développement ;
- **Le second** découle des différences entre les variables sélectionnées : celles-ci peuvent constituer un facteur de disparités posant des problèmes de comparabilité entre les consommations énergétiques agrégées, entre les consommations selon le type d'énergie ;
- **Un troisième** tient aux spécifications des modèles qui, en privilégiant des causalités bivariées, multiplient les biais liés aux variables omises. Ces modèles présentent également des problèmes d'homogénéité d'échantillon, particulièrement sur la question des dotations en ressources énergétiques qui, bien que très variables d'un pays à l'autre, sont la plupart du temps négligées.

Cet article vise à identifier comment les études économétriques existantes en viennent à diverger, à travers une méta-analyse composée d'une cinquantaine d'articles publiés entre 1996 et 2016.

Nous établissons un référentiel composé de cinq catégories analytiques : type de publication, zone géographique des études menées à ce sujet, méthode économétrique utilisée, indicateurs de consommation d'énergie et variables de contrôle. Chacune de ces dimensions comprend de nombreuses variables désagrégées.

Deux modèles économétriques sont successivement proposés :

- **Une première régression logistique** consistant à dupliquer les méthodes employées pour traiter de la relation énergie-croissance et à traiter les hypothèses de causalité prises séparément les unes des autres. Cette méthode ne diffère en rien des analyses présentes au sein de la littérature empirique et n'apporte aucun résultat supplémentaire au regard de cette dernière ;
- **Une seconde régression logistique**, beaucoup plus originale, basée sur un logit multinomial ordonné et travaillant sur les hypothèses prises ensemble. Nous décidons de faire converger l'ensemble des propositions vers l'« *hypothèse de conservation* » (H2), identifiée comme étant la plus représentative au sein de notre échantillon. Les

résultats font émerger le panel comme variable de pertinence pour expliquer la relation consommation énergétique-croissance économique.

JEL : Q40, Q49.

Keywords : Energy Economics, Economic Growth and Development, Energy Consumption, Sub-Saharan African countries, Meta-analysis, Energy consumption – energy growth nexus.

Section 1. Introduction

L'énergie est considérée comme un des *éléments* clés pour pérenniser le développement socio-économique des pays développés, comme des pays en voie de développement (Sebri, 2015).⁴⁴

Milieux académiques, universitaires, et professionnels attestent depuis un certain temps du rôle prédominant de l'énergie, et sa contribution substantielle à la croissance économique (Kraft & Kraft, 1978 ; Akarca & Long, 1979 & 1980 ; (Agence Internationale de l'Énergie, 2004). L'énergie sert non seulement à améliorer la productivité des principaux facteurs de production tels que le capital et le travail (grâce au progrès technique), mais permet également à un pays d'évaluer si son propre niveau de développement peut être considéré comme avancé (Jumbe, 2004).

En tant que variable explicative, la consommation d'énergie est positivement liée au niveau de production, aussi bien dans les pays développés que dans les pays en voie de développement (Agence internationale de l'énergie, 2004).

Pour les pays développés, l'intérêt pour l'étude de la relation fait, sans aucun doute, suite aux deux chocs pétroliers intervenus successivement en 1973 et 1979, suscitant de la part de nombreux pays des problématiques liées à l'augmentation des prix réels de l'énergie, ou à la rareté des ressources naturelles.

Pour les pays en voie de développement, notamment les pays de l'Afrique Sub-Saharienne, l'étude de la relation énergie-croissance se place dans un contexte tout à fait singulier. Depuis le début des années 2000, le rythme de la croissance économique observé dans les pays de l'Afrique Sub-Saharienne demeure supérieur à celui enregistré par l'économie mondiale. En

⁴⁴ Dans les pays industrialisés, l'ampleur de l'influence du facteur énergie sur la croissance économique reste, toutefois, un sujet controversé (Kraft et Kraft, 1978; Payne, 2010).

termes énergétique, et ce malgré une dotation importante en ressources énergétiques naturelles, les pays de l'Afrique Sub-Saharienne restent caractérisés par un faible approvisionnement énergétique et de faibles quantités d'électricité délivrées (Wolde-Rufael, 2005 & 2006). Par rapport aux autres pays en voie de développement, les investissements dans les capacités de production d'électricité demeurent insuffisants afin de satisfaire des besoins en énergie sans cesse croissants d'une population en pleine expansion. Pour preuve, entre les années 1973 et 1998, la production d'électricité en Afrique subsaharienne a augmenté de 5,1%, tandis qu'elle a augmenté de 6% en Amérique latine et de 7,8% en Asie (8% en Chine) (Turkson & Wohlgemuth, 2001). En Afrique subsaharienne, l'approvisionnement du marché de l'énergie ne couvre qu'une petite partie des besoins de la population, et l'écart entre la demande et l'offre d'électricité continue de se creuser. De 2000 à 2012, la demande d'électricité a augmenté de 45%, tandis que l'offre d'électricité a augmenté de 19% (Agence internationale de l'énergie, 2014). Dans le même temps, la demande d'électricité en Afrique subsaharienne est extrêmement fragmentée, provenant d'un groupe limité de pays et d'un nombre encore plus limité de personnes connectées au réseau centralisé « *en réseau* ». En Afrique Sub-Saharienne, les principaux centres de demande d'électricité sont l'Afrique du Sud et le Nigéria, qui représentent à eux deux un peu plus de 40% de la consommation totale d'électricité de la région (Agence internationale de l'énergie, 2014).

Ce contexte étant précisé, un vaste corpus d'articles scientifiques publiés sur le nexus a été constitué, sans pour autant dégagé un résultat consensuel dans la direction de causalité, n'éclairant aucunement les différentes politiques énergétiques menées jusqu'alors.

Au sein de la littérature empirique, nous retrouvons toujours quatre propositions.

- **L'hypothèse de « croissance »** (H1) affirme d'une causalité unidirectionnelle allant de la consommation d'énergie à la croissance économique. Dans ce cadre, la consommation d'énergie est une condition *sine qua non* à la croissance économique. La consommation d'énergie peut être à la fois considérée comme un intrant direct, et ce afin de réaliser le développement économique, et indirect, complétant ainsi les facteurs de productions principaux (Ebohon, 1996; Templet, 1999; Toman et

Jemelkova, 2003). Dans ce scénario, l'économie du pays est dépendante de l'énergie (Ozturk et al, 2010). Ainsi, les politiques favorisant la consommation d'énergie devraient accélérer la croissance économique ;

- **L'hypothèse de « conservation »** (H2) suggère une causalité unidirectionnelle allant de la croissance économique à la consommation d'énergie: toute augmentation de richesse entraîne nécessairement une augmentation de la consommation d'énergie. Si cette hypothèse se vérifie, les décideurs sont en mesure de prendre des mesures de politiques énergétiques importantes afin de favoriser l'amélioration de l'efficacité énergétique, telles que la réduction des émissions de gaz à effet de serre et des politiques de gestion de la demande plus efficaces (Payne, 2010), sans pour autant entraver la croissance économique. Dans ce scénario, l'économie est moins dépendante de l'énergie ;
- **L'hypothèse de « rétroaction »** (H3) indique une relation causale bidirectionnelle entre la consommation d'énergie et la croissance économique. Si les deux variables s'influencent l'une l'autre, toute politique énergétique introduisant des limites à la consommation d'énergie aura un impact négatif sur l'augmentation de la richesse du pays, et toute augmentation de la croissance économique entraînera une augmentation de la demande énergétique (Sebri, 2015) ;
- **L'hypothèse de « neutralité »** (H4) voit l'absence de toute relation causale entre la consommation d'énergie et la croissance économique (Ozturk et al, 2010). Dans ce scénario, les politiques énergétiques peuvent être mises en œuvre sans aucun effet sur la croissance économique.

Les résultats publiés sur le nexus et appliqués aux pays de l'Afrique Sub-Saharienne peuvent être répartis en deux groupes distincts :

- **Le premier groupe** comprend les études basées sur des pays individuels, utilisant ainsi une analyse en termes de séries chronologiques (*tableau 1*). Ces études utilisent le test de cointégration (Engle et Granger, 1987) ainsi que des tests de maximum de vraisemblance (Johansen, 1988, 1991, 1995 ; Johansen et al, 1990).

Tableau 2. Liste des études *du premier groupe* travaillant sur la relation énergie-croissance dans les pays de l’Afrique Sub-Saharienne

Auteurs	Pays	Revue scientifique	Méthodologie économétrique	Résultats obtenus
1. Ebohon (1996)	Tanzanie (1960-1981), Nigeria (1960-1984)	<i>Energy Policy</i>	Tests de causalité de Sims et d’Engle-Granger	Tanzanie: H3 Nigeria: H3
2. Jumbe (2004)	Malawi (1970-1999)	<i>Energy Economics</i>	Tests de causalité de Sims et d’Engle-Granger	Malawi: H3
3. Kouakou (2011)	Côte d’Ivoire (1971-2008)	<i>Energy Policy</i>	Tests de causalité de Sims et d’Engle-Granger avec un modèle de correction d’erreur (procédure ECM)	Côte d’Ivoire: H3 Sur le court terme: H1 Sur le long terme: H2
4. Kwakwa (2012)	Ghana (1971-2007)	<i>International Journal of Energy</i>	Tests augmenté de	Ghana: H2

		<i>Economics and Policy</i>	Dickey-Fuller (ADF)	
--	--	-----------------------------	---------------------	--

Source : classification personnelle adoptée

- **Un deuxième groupe d'études** utilise un ensemble de données de panel (*tableau 2*). La recherche par panel adopte une approche différente, passant d'une comparaison mondiale à une comparaison pays par pays et fournissant ainsi plus de points de données par rapport à une seule série chronologique. Les techniques d'estimation par panel augmentent les degrés de liberté et réduisent la probabilité de colinéarité entre les régresseurs (Apergis et Payne, 2009; Levin et al, 2002). Ainsi, les techniques d'estimation par panel permettent de surmonter les problématiques liées à la colinéarité ou à l'endogénéité des variables explicatives. Cependant, la recherche par panel aplanit les différences de structures entre les pays étudiés.

Tableau 3. Liste des études du second groupe travaillant sur la relation énergie-croissance dans les pays de l'Afrique Sub-Saharienne

Auteurs	Pays	Revue scientifique	Méthodologie économétrique	Résultats obtenus
1. Wolde-Rufael (2005)	Algérie, Bénin, Cameroun, RDC, Congo, Egypte, Gabon, Ghana, Côte d'Ivoire, Kenya, Maroc, Nigéria, Sénégal, Afrique du Sud, Soudan, Togo, Tunisie, Zambie, Zimbabwe	<i>Energy Economics</i>	Modèle ARDL (Autoregressive Distributed Lag) et test de causalité de Toda & Yamamoto	H1 : Cameroun H2 : Algérie, RDC, Egypte, Ghana, Côte d'Ivoire H3 : Gabon, Zambie H4 : Bénin, Congo, Kenya, Sénégal, Afrique du Sud, Soudan, Togo, Tunisie, Zimbabwe

	(1971-2001)			
2. Wolde-Rufael (2006)	Algérie, Bénin, Cameroun, RDC, Congo, Egypte,, Gabon, Ghana, Kenya, Maroc, Nigeria, Sénégal, Sud Afrique, Soudan, Tunisie, Zambie, Zimbabwe (1971-2001)	<i>Energy Policy</i>	Modèle ARDL (Autoregressive Distributed Lag) et test de causalité de Toda & Yamamoto	H1: Bénin, RDC H2: Cameroun, Ghana, Nigéria, Sénégal, Zambie, Zimbabwe H3 : Egypte, Gabon, Maroc H4 : Algérie, Congo, Kenya, Afrique du Sud, Soudan
3. Wolde-Rufael (2009)	Algérie, Bénin, Cameroun, Côte d'Ivoire, Égypte, Gabon, Ghana, Kenya, Maroc, Nigéria, Sénégal, Afrique du Sud, Soudan, Togo, Tunisie, Zambie, Zimbabwe (1971-2004)	<i>Energy Economics</i>	Méthode dite de décomposition de la variance de Pesaran & Shin et test de causalité & Toda & Yamamoto	H1 : Algérie, Bénin, Afrique du Sud H2 : Côte d'Ivoire, Egypte, Ghana, Maroc, Nigeria, Sénégal, Soudan, Tunisie, Zambie H3 : Gabon, Togo, Zimbabwe H4 :

				Cameroun, Kenya
4. Kahsai & al (2012)	Bénin, Botswana, Burkina Faso, Burundi, Cameroun, Cap-Verde, Central République africaine, Tchad, Comores, Congo, Ivoire Côte, Ethiopie, Gabon, Gambie, Ghana, Guinée, Guinée-Bissau, Kenya, Lesotho, Madagascar, Malawi, Mali, Mauritanie, île Maurice, Mozambique,	<i>Energy Economics</i>	Tests de causalité de Sims et d'Engle-Granger	H3 : Benin, Botswana, Burkina Faso, Burundi, Cameroon, Cape-Verde, Central African Republic, Chad, Comoros, Congo, Ivory Coast, Ethiopia, Gabon, Gambia, Ghana, Guinea, Guinea-Bissau, Kenya, Lesotho, Madagascar, Malawi, Mali, Mauritania, Mauritius, Mozambique, Niger, Nigeria, Rwanda, Sao

	<p>Niger, Nigéria, Rwanda, Sao Tomé et Principe, Sénégal, Seychelles, Sierra Leone, Sud Afrique, Soudan, Swaziland, Tanzanie, Aller, Ouganda, Zambie, Zimbabwe (1980-2007)</p>			<p>Tomé and Príncipe, Senegal, Seychelles, Sierra Leone, South Africa, Sudan, Swaziland, Tanzania, Togo, Uganda, Zambia, Zimbabwe</p>
--	---	--	--	---

Source : classification personnelle adoptée

En plus de ces deux groupes, plusieurs auteurs ont ajouté des améliorations substantielles en termes d'approches.

Ces améliorations comprennent :

- [1] L'utilisation d'un horizon temporel différent, tenant compte des chocs succints intervenant dans l'économie ;
- [2] L'emploi d'indicateurs alternatifs (indicateur agrégé de consommation d'énergie ou un bien désagrégé, faisant intervenir les consommations d'électricité, de gaz, de charbon ou de biomasse) ;

- [3] Des spécifications différentes, s'illustrant à travers le clivage entre les études menées en bivarié/et en multivarié (Lütkepohl, 1982 ; Wolde-Rufael, 2009 ; Payne, 2010) ;
- [4] Des techniques économétriques de plus en plus élaborées (Karanfil, 2009). C'est notamment la thèse de Hamilton, affirmant que l'émergence de nouvelles recherches sur le lien entre consommation énergétique et croissance économique au cours de ces dernières décennies peut notamment s'expliquer par l'application de l'économétrie des séries chronologiques aux études macroéconomiques empiriques (Hamilton, 1983). Karanfil (2009) s'étonne même de l'utilisation massive de diverses techniques économétriques pour des domaines comme l'économie de l'énergie ou l'économie de l'environnement. Traditionnellement, les études commencent par étudier les propriétés relatives aux différentes séries chronologiques, testant par la même la présence de racines unitaires, afin de déterminer la nature non stationnaire des séries, appliquant une analyse en termes de différences premières des variables (Dickey et Fuller, 1981 ; Phillips et Perron, 1988). Ces techniques économétriques captent ainsi la dynamique du lien consommation énergétique-croissance économique. Deux avancées économétriques majeures ont été réalisées dans le domaine de l'économétrie des séries chronologiques : d'une part, l'apparition des tests de cointégration et, d'autre part, l'émergence des tests de causalité. Les études utilisent, premièrement, la cointégration en estimant un modèle de correction d'erreur pour saisir la tendance stochastique commune des variables à long terme (Payne, 2010). En raison des avancées majeures des méthodes économétriques, la procédure de cointégration Engle-Granger a été améliorée pour déduire, par la suite, une relation de causalité entre la consommation d'énergie et la croissance économique. Les raisons évoquées à ce dépassement demeurent la faible puissance des procédures de test menées jusqu'alors ainsi que certaines propriétés difficilement applicables aux petits échantillons (Harris et Sollis, 2003; Payne, 2010). Les approches basées sur le test et le modèle « AutoRegressive Distributed Lag/ARDL, développées par Pesaran, ont surmonté l'hypothèse de l'existence d'une racine unitaire ou d'une cointégration parmi les variables (Pesaran et al, 1999a et 2001; Akinlo, 2008). Les études qui utilisent le test et le modèle des limites de l'ARDL dépassent ainsi l'estimation du biais

d'endogénéité de certains régresseurs (Odhiambo, 2009). Le test de causalité de Toda et Yamamoto préconise une application de l'hypothèse des différences premières en utilisant les statistiques de Wald, ce qui correspond à l'utilisation de la statistique du Test du χ^2 (Chi 2) (Toda et Yamamoto, 1995). Les recherches scientifiques, menées par Wolde-Rufael, utilisant le test ARDL et le test de causalité Toda et Yamamoto, a révélé qu'il existe une relation de cause à effet entre la consommation d'électricité par habitant et le PIB dans 17 pays au cours de la période 1971-2001 (Wolde-Rufael, 2006). Pour compléter l'étude de panel (Wolde-Rufael, 2006), Wolde-Rufael (2009) étudie le lien pour dix-sept pays subsahariens au cours de la période 1971-2004 en utilisant le test de causalité Toda & Yamamoto et la décomposition de la variance Pesaran & Shin (Im & al, 2003) pour évaluer le facteur d'impact de la variation de la consommation d'énergie sur la croissance économique dans un cadre multivarié.

Le but de la présente étude consiste en revue synthétique de la littérature empirique et sur le lien entre la consommation d'énergie et la croissance économique pour les pays de l'Afrique Sub-Saharienne, et ce en utilisant d'une méthode dite de « *méta-analyse* ». Une méta-analyse est un ensemble de méthodes statistiques appliquées à un ensemble d'études de recherche antérieures liées à un sujet donné (Stanley, 2001). Dans la littérature, la méta-analyse est également appelée « synthèse de recherche quantitative » (Hunter et al, 2004), ce qui signifie « *une analyse des analyses* » (Glass, 1976; Borenstein et al, 2009). L'un des principaux objectifs de la méta-analyse est souvent d'estimer les effets combinés de l'ensemble d'études. Plus une étude contient d'informations spécifiques, plus elle représente une partie importante des informations saisies dans une méta-analyse (Glass, 1976 ; Borenstein et al, 2009).

Les principaux avantages d'une méta-analyse peuvent être listés de la manière suivante : [1] Elle dépasse les limites propres aux enquêtes classiques ou aux revues narratives (Payne, 2010) qui n'identifient aucune relation entre les variables ; [2] il fournit une analyse des liens entre les variables ; [3], il permet de sélectionner des variables pour comprendre les facteurs qui ont le plus contribué aux différents résultats obtenus dans les études existantes.

La méta-analyse actuelle est basée sur 50 études publiées entre les années 1996 à 2016, et ce pour les pays de l'Afrique Sub-Saharienne.

Nous prenons comme point de départ l'année 1996 car il s'agit, à notre connaissance, d'une étude pionnière (i.e. celle d'Ebohon (1996)) travaillant pour la première fois sur le nexus, et ce pour un pays de l'Afrique Sub-Saharienne (en l'occurrence le Nigéria).

Nous utilisons deux régressions économétriques de type logistique afin d'estimer les effets des sources potentielles de de variation sur les différents résultats des études existantes en ce qui concerne la relation entre la consommation d'énergie et la croissance économique, et ce pour les pays de l'Afrique Sub-Saharienne.

Pour sélectionner les études, nous avons recherché au sein de différents moteurs de recherche les mots-clés suivants : *consommation d'énergie ET croissance économique, consommation d'électricité ET croissance économique, méta-analyse entre consommation d'énergie et croissance économique.*

Nous avons ainsi récolté l'ensemble de nos supports à l'aide de plusieurs bases de données bibliographiques (ou demeurent référencées plusieurs documents de travail ainsi que des articles publiés dans des revues classées) telles que *Sciencedirect, Taylor & Francis, RePEc & IDEAS.*

Nous avons ensuite appliqué des critères d'inclusion et d'exclusion à ces publications : par exemple, celles axées sur les pays de l'Afrique Sub-Saharienne ont bien sûr été retenues, comme celles utilisant, pour leurs simulations, des indicateurs comme la consommation d'électricité, de pétrole, de charbon, de gaz et de biocarburants.

Nous plaçons cette première étude dans un contexte de recherche vigoureux, en témoigne la publication de nombreuses méta-analyses au cours de ces dernières années. Nous pouvons citer, entre autres, les études de références menées par Kalimeris (Kalimeris et al, 2014) et par Sebri (Sebri et al, 2015).

Ce premier papier de recherche reste destiné est destiné à fournir la première contribution de ce type sur les pays d'Afrique subsaharienne.

Le présent article est organisé comme suit. Après, *la section 2* fournit la méthodologie détaillée adoptée dans le travail. *La section 3* décrit les deux modèles économétriques de régression logistiques adoptés Enfin, *la section 4* présente, enfin, les résultats empiriques.

Section 2. Méthodologie

2.1. Données

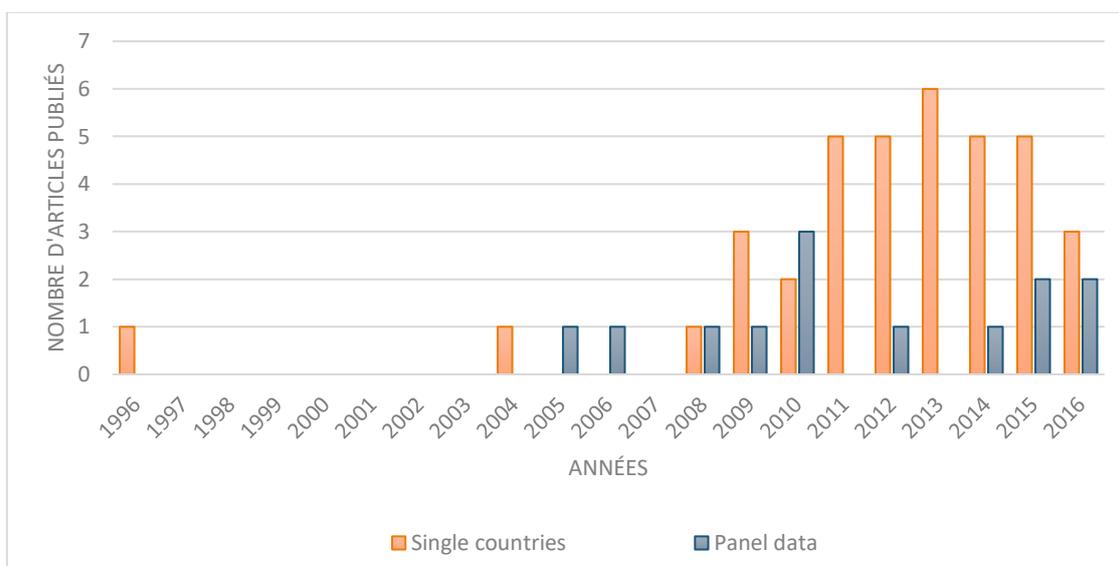
2.1.1. Caractéristiques des publications

Comme le montre le *graphique n°10*, depuis les travaux pionniers d'Ebohon (1996), un grand nombre de publications ont été réalisées sur le lien entre la consommation d'énergie et la croissance économique dans les pays subsahariens, ces dernières ayant considérablement augmenté au fil du temps. Il est cependant à noter que la deuxième étude sur le sujet n'est parue qu'en 2004. Les principales raisons expliquant ce sensible écart sont l'apparition des nouvelles techniques économétriques appliquées par la suite et la disponibilité des données utilisées pour les pays subsahariens.

Pour notre part, nous identifions cinquante articles. Ces derniers se scindent en deux catégories :

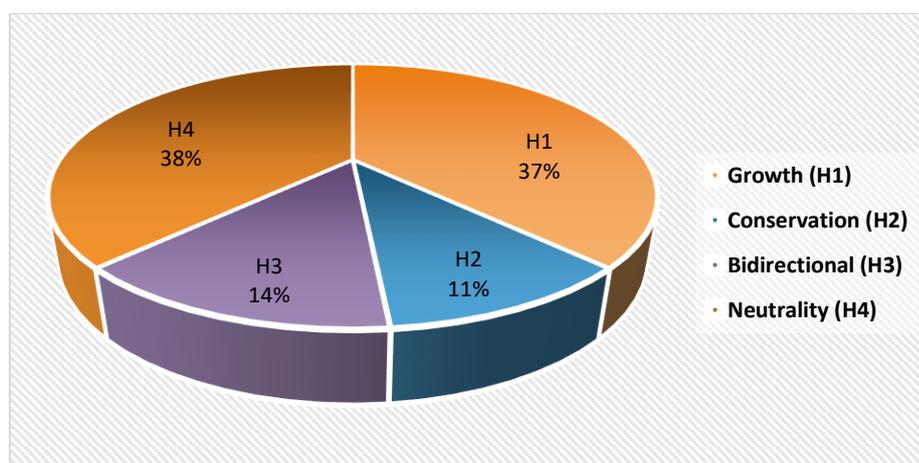
- Treize articles utilisant des analyses de données de panel économétriques,
- Trente-sept utilisant des séries chronologiques, basées sur un seul pays.

Graphique 10. Nombre d'articles publiés sur la relation énergie-croissance dans les pays de l'Afrique Sub-Saharienne



Néanmoins, comme nous le montre *le graphique n°11*, il existe une hétérogénéité substantielle dans les différents résultats obtenus. Ces résultats sont à mettre en relief avec l'absence de consensus trouvé dans les pays développés (Payne, 2010, p. 34-35).

Graphique 11. Hétérogénéité des résultats sur le lien entre la consommation d'énergie et la croissance économique



Les diverses études citées plus haut dans ce document utilisent différents ensembles de variables afin d'expliquer le lien entre la consommation d'énergie et la croissance économique.

Pour notre étude, nous adoptons une classification spécifique basée sur cinq grandes catégories de modérateurs (dans l'ordre de nomination : caractéristiques des études menées, pays de l'étude représentés, techniques économétriques usitées, indicateurs de consommation énergétique employés, variables de contrôle). Nous utilisons un codage de variables binaires (1 si une modalité est vraie, 0 sinon).

Le détail de la classification adoptée est présenté à travers *le tableau 4*.

Tableau 4. Liste de nos variables

Variable	Codification adoptée	Description de la variable	Détails
I. Caractéristiques des études menées			
Année de publication	yp	L'année de publication de l'article	
Le "ranking" de la revue	rcnrs	=1 si l'article fait l'objet d'une publication, =0 s'il s'agit d'un working paper	Le classement de chaque revue scientifique est basé l'évaluation émanant du rapport du Centre National de la Recherche Scientifique (CNRS) (dernière référence : 2015).
Etude menée en panel ou en série chronologique	pa	=1 si l'étude est menée en panel, =0 si elle utilise des series chronologiques.	

Horizon temporel des études	ts	=0 si l'horizon temporel < 30 années, =1 si l'horizon temporel =30 années, =2 si l'horizon temporel > 30 années.	
II. Pays représentés			
Angola	AA	=1 if si le pays est couvert par l'étude, =0 sinon.	Au total, 46 pays de l'Afrique Sub-Saharienne demeurent référencés
Benin	BN		
Botswana	BA		
Burkina Faso	BF		
Burundi	BI		
Cameroun	CN		
Cap-Vert	CV		
République du Congo	CO		
République Centrafricaine	T		
Tchad	CS		
Comores			
République Démocratique du Congo (RDC)	RDC		
Côte d'Ivoire	CI		
Djibouti	DJ		
Érythrée	EYE		
Ethiopie	EE		
Gabon	GN		
Gambie	GE		
Ghana	GA		
Guinée	GEE		
Guinée Bissau	GB		
	KA		

Kenya	LO		
Lesotho	LA		
Libéria	MR		
Madagascar	MI		
Malawi	MII		
Mali	ME		
Mauritanie	MS		
île Maurice	MZE		
Mozambique	NE		
Namibie	NR		
Niger	NA		
Nigeria	RA		
Rwanda	STP		
Sao Tomé & Príncipe	SL		
Sénégal	SS		
Seychelles	SLE		
Sierra Leone	SA		
Afrique du Sud	SN		
Soudan	SD		
Swaziland	TA		
Tanzanie	TO		
Togo	UA		
Ouganda	ZA		
Zambie	ZEE		
Zimbabwe			
III. Techniques économétriques			
III.1. Tests de racine unitaire⁴⁵			

⁴⁵ Une racine unitaire se définit comme une tendance stochastique présente au sein d'une série chronologique (également désignée par le terme anglo-saxon "random walk with drift"). Si une série chronologique contient une racine unitaire, cela signifie que le modèle systématique développé est alors imprévisible. Dès lors, des outils économétriques détectant la présence d'une racine unitaire sont ainsi appliqués afin de tester la stationnarité dans une série chronologique. Je distingue successivement deux générations de tests. Les tests dits **de première génération** (qui ont montré leurs limites notamment leur faible puissance dans de petits échantillons) et **les tests de seconde génération**, bien plus efficaces que leurs prédécesseurs.

Augmented Dickey-Fuller (1979)	<i>ADF</i>	=1 si l'ADF est appliqué, =0 sinon.	Première génération
Phillips & Perron (1987, 1988)	<i>PP</i>	=1 si le test PP est appliqué, =0 sinon.	Première génération
Zivot-Andrews (1992)	<i>ZA</i>	=1 if le test ZA est appliqué, =0 sinon.	Première génération
Levin, Lin, & Chu (1992)	<i>LLC</i>	=1 si le test LLC est appliqué, = 0 sinon.	Seconde génération
Im, Pesaran, & Shin (1997)	<i>IPS</i>	=1 si le test IPS est appliqué, =0 sinon.	Seconde génération
Maddala & Wu (1999)	<i>MW</i>	=1 si le test MW est appliqué, =0 sinon.	Seconde génération
Hadri (2000)	<i>H</i>	=1 si le test H est appliqué, =0 sinon.	Seconde génération
III.2. Tests de cointégration ⁴⁶			
Johansen & Juselius (1990)	<i>JJ</i>	=1 if le test JJ est appliqué, =0 sinon.	Première génération
Gregory & Hansen (1996a,b)	<i>GH</i>	=1 si le test GH est appliqué, =0 sinon.	Première génération

Autoregressive Distribution Lag (2001)	ARDL	=1 si le test ARDL est appliqué, =0 sinon.	Seconde génération
Enders & Siklos (2001)	EZ	=1 si le test EZ est appliqué, =0 sinon.	Seconde génération
III.3. Causality tests⁴⁷			
Test de causalité de Granger (1969)	GR	=1 si le test GR est appliqué, = 0 sinon.	Première génération
Test de causalité de Toda & Yamamoto (1995)	GRY	=1 si le test GRY est appliqué , = 0 sinon.	Seconde génération
3.4. Autres techniques économétriques employées			
Bootstrap (1979)	BS	=1 if si la méthode BS est appliquée, = 0 sinon.	Au sein de cette méthode, un grand nombre d'échantillons est simulé, fournissant des statistiques de test spécifiques ainsi que des intervalles de confiance propres au bootstrap.

⁴⁷ Le test de causalité a notamment été analysé par Granger (1981). Comme pour les tests de racine unitaire, nous distinguons deux groupes : **les tests de causalité de première génération** introduits dans les études permettent de détecter la présence de changements structurels d'une variable sur l'autre. Ils sont susceptibles également d'identifier deux natures de causalité : une s'exprimant sur le long terme, l'autre se traduisant sur le court terme (un test spécifique est nécessaire pour tester la signification conjointe de variables explicatives décalées dans le temps en utilisant une statistique spécifique F ou un test de Wald). **Les tests de première génération ont néanmoins plusieurs limites** : [1] Ils nécessitent un pré-test de cointégration avant la causalité [2] ils ne peuvent être appliqués dans le cas d'une causalité multivariée (impossibilité croissante d'identifier la variable explicative causant la causalité à travers le modèle de correction d'erreur), et sont donc progressivement remplacés par des tests de deuxième génération.

			<p>Les chercheurs comparent les statistiques actuelles des tests à la distribution empirique du bootstrap.</p> <p>L'utilisation de la méthode économétrique bootstrap est souvent associée à celle employée dans le cadre des simulations de Monte-Carlo (Dwass, 1957). Dans certains cas, sous l'hypothèse nulle, les statistiques de bootstrap suivent la même distribution que la statistique de test réelle.</p>
<p>Les simulations de Monte-Carlo (1957)</p>	MC	<p>=1 si la méthode MC est appliquée, = 0 sinon.</p>	<p>Les propriétés afférentes à cette méthode peuvent être groupées en trois éléments :</p> <ul style="list-style-type: none"> - L'étude des propriétés d'un petit échantillon (estimateurs concurrents pour un problème d'estimation donné) ;

			<p>- Fournir une compréhension approfondie des concepts d'échantillonnage et de distribution d'échantillonnage répétés, qui sont essentiels à la compréhension de l'économétrie ;</p> <p>- Modéliser le processus de génération de données et tenter d'estimer les paramètres du modèle ainsi que les propriétés statistiques de chaque estimateur.</p>
Filtre d'Hodrick-Prescott (1997)	HP	=1 si le filtre HP est appliqué, =0 sinon.	Ce filtre est généralement appliqué pour capturer les phénomènes de tendance, ainsi que les ruptures structurelles.
Modèle à correction d'erreur ou à vecteur de correction d'erreur (1987)	VCEM	=1 si un modèle de correction d'erreur est appliqué, = 0 sinon.	Ce modèle permet de s'affranchir : - de la procédure de prétest de la série chronologique (qu'importe que les

			<p>variables soient intégrées d'ordre 0 ou d'ordre 1 ;</p> <p>- de détecter plusieurs relations de cointégration en même temps (les variables étant dès lors considérées comme endogènes) ;</p> <p>- d'autoriser une procédure de test menée sur le long terme.</p>
<p>Méthode des moments généralisés <i>(1998)</i></p>	GMM	=1 if si la méthode GMM est appliquée, =0 sinon.	Cette méthode s'applique dans le cas de modèles semi-paramétriques.
<p>Méthode dite de "Pooled Mean Group" <i>(1999b)</i></p>	PMG	=1 si la méthode PMG est appliquée, =0 sinon.	<p>Cette méthode permet :</p> <p>- de procéder à la capture d'une dynamique sur l'échantillon, en permettant de faire intervenir différents niveaux décalés ;</p>

			<ul style="list-style-type: none"> - de traiter du biais d'endogénéité des régresseurs (en la combinant avec l'utilisation de variables instrumentales) ; - de détecter une corrélation et une corrélation partielle entre la variable explicative et l'erreur et de résoudre dynamiquement l'omission dans les modèles de données de panel statistique traditionnels
Model for Analysis of Energy Demand (2006)	MAED	=1 si la méthode « MAED » est appliquée, =0 sinon.	Le modèle « MAED » est un modèle spécifique développé par l'Agence Internationale de l'Energie
IV. Les indicateurs de consommation énergétique (agrégés ou non)			
Consommation énergétique agrégée	CET	=1 si l'indicateur CET est utilisé, =0 sinon,	
Consommation de diesel	CD	=1 si l'indicateur CD est utilisé, =0 sinon.	

Consommation de pétrole	CP	=1 si l'indicateur CP est utilisé, =0 sinon.	
Consommation de gaz naturel	CG	=1 si l'indicateur CG est utilisé, =0 sinon.	
Consommation de charbon	CC	=1 si l'indicateur CC est utilisé, =0 sinon.	
Consommation d'électricité	CE	=1 si l'indicateur CE est utilisé, =0 sinon.	Depends on countries natural dotation
Consommation de kérozène	CK	=1 si l'indicateur CK est utilisé =0 sinon.	
Biomasse	CB	=1 si l'indicateur CB est utilisé, =0 sinon.	
Efficacité énergétique	UE	=1 si l'indicateur UE est utilisé, =0 sinon.	
V. Variables de contrôle			
Taux d'inflation	TI	=1 si TI est appliqué, =0 sinon.	
Taux de chômage	TE	=1 si TE est appliqué, =0 sinon.	

Formation Brute du Capital Fixe (FBCF)	FBCF	=1 si FBCF est appliqué, =0 sinon.	
Taux d'urbanisation	FT	=1 si FT est appliqué, =0 sinon.	
Prix du pétrole	PP	=1 si PP est appliqué, =0 sinon.	Bivariate / Multivariate
Niveaux d'émission de dioxyde de carbone (CO₂)	ECO2	=1 si ECO2 est appliqué, =0 sinon.	
Population	P	=1 si P est appliqué, =0 sinon	
Développement financier	DP	=1 si DP est appliqué, =0 sinon.	
Dépenses gouvernementales	DG	=1 si DG est appliqué, =0 sinon.	

Section 3. Statistiques descriptives

Les statistiques descriptives obtenus à l'issue de la classification sont présentées dans *le tableau 5*.

Tableau 5. Statistiques descriptives

Variables (et sa nature)	Codification employée	H1	H2	H3	H4	Moyenne	Ecart- Type
Nombre d'articles (Numeric)	-	6	27	27	15	-	-
Etude menée en panel ou en série chronologique (Dichotomique)	PA=1 TS=0	0	1	1	1	0.32	0.47
Horizon temporel (Catégorielle)	<30 years=0 =30 years=1 >30 years=2	2	0&1	1	1&2	0.24 0.52 0.24	0.43 0.50 0.43
Techniques économétriques (Dichotomique)	=1 GR =0 NO GR =1 GRY =0 GRNOY =1 GRVCEM =0GRNOVCEM	1 0 0	0 1 0	1 0 1	0 1 0	0.78 0.10 0.38	0.42 0.40 0.49

Indicateurs de consommation énergétique (Dichotomique)	=1 CET =0 NOCET	1	1	0	1	0.42	0.50
	=1 CE =0 NOCE	1	0	0	0	0.52	0.50
	=1 CP =0 NOCP	0	1	1	1	0.12	0.33
	=1 CD =0 NOCD	0	0	0	0	0.02	0.14
	=1 CG =0 NOCG	0	1	0	0	0.06	0.24
Spécification du modèle	=1 Multivarié =0 Bivarié	1	0	0	1	0.18	0.39

Ces statistiques descriptives nous permettent d'identifier plusieurs éléments majeurs pour notre analyse ultérieure :

- **[1] Les études basées sur l'hypothèse de croissance (H1)** sont des analyses chronologiques menées sur le long terme, utilisant le plus souvent un test de causalité de Granger sans modèle de correction d'erreur. Leurs modèles utilisent des indicateurs univariés comme des indicateurs de consommation d'énergie agrégé ou alors des indicateurs bien plus spécifiques, tels que la consommation d'électricité. Par ailleurs, les études assertant de cette hypothèse se proposent d'inclure plusieurs variables de contrôle comme la consommation d'électricité en incluant des variables de contrôle comme le taux d'inflation ou les émissions de CO₂. *Ce type d'étude n'est que très peu représentatif de notre échantillon initial, puisqu'il ne concerne que six pays ;*
- **[2] Les études basées sur l'hypothèse de conservation (H2)** sont des analyses de données de panel, menées le plus généralement à moyen terme, appliquant en leur sein une procédure de test de causalité de Toda et Yamamoto, sans modèles de correction d'erreur. Pour effectuer leurs analyses, les travaux employent les indicateurs de consommation d'énergie agrégée et de consommation de diesel, de gaz, de charbon, ainsi que d'efficacité énergétique. Elles incluent le plus souvent des variables de contrôle. *Ce type d'étude est extrêmement représentatif de notre échantillon car il concerne 27 pays (à ce propos, cette hypothèse sera réutilisée comme hypothèse de référence pour notre modèle de régression logistique multinomial ordonné (se rapporter à la Section 4 de notre article pour plus de détails)) ;*
- **[3] Les études affirmant l'hypothèse de rétroaction (H3)** sont des analyses chronologiques employées à court et moyen terme. Ces études utilisent le test de causalité de Toda et Yamamoto sans modèle de correction d'erreur. Les indicateurs de

consommation énergétique agrégés sont exclus. Le plus généralement, le cadre de ces études est multivarié et des indicateurs de consommation spécifiques sont utilisés (les consommations de pétrole, de charbon, et d'électricité), sans variables de contrôle est exclue et un cadre multivarié est utilisé car des indicateurs spécifiques sont utilisés (consommation de pétrole, consommation de charbon et consommation d'électricité) sans variables de contrôle. *Ce type d'étude est représentatif de notre échantillon car il concerne 27 pays (comme l'hypothèse précédente) ;*

- [4] **Enfin, les études basées sur l'hypothèse de neutralité (H4)** utilisent un modèle bivarié et utilisent des indicateurs de consommation d'énergie dans un cadre multivarié (comme la consommation de pétrole ou de gaz). *Ce type d'étude est moyennement représentatif de notre échantillon, concernant au total 15 pays.*

Faisant suite à la présentation du cadre descriptif de notre étude, deux modèles écométriques de régression logistiques sont successivement proposés. L'un va travailler sur les hypothèses de causalité prises séparément les unes des autres, l'autre s'évertura à faire converger l'ensemble du cadre théorique de référence autour de l'hypothèse de conservation (H2).

Section 4. Modèle de régression logistique logit / multinomial logit ordonné

Deux régressions logistiques distinctes sont successivement menées.

4.1. Modèle de régression logistique "simple" (Hypothèses prises séparément)

Une première régression logistique consistant à dupliquer les méthodes employées pour traiter de la relation énergie-croissance et à traiter les hypothèses de causalité prises séparément les unes des autres.

Cette méthode ne diffère en rien des analyses précédentes menées au sein de la littérature empirique.

La mise en œuvre d'une régression économétrique qualitative ou l'utilisation d'une variable binaire reste considéré comme un problème délicat à aborder en économétrie (Cameron et Trivedi, 2010).⁴⁸Trois types de variables aléatoires discrètes demeurent identifiés dans la littérature économétrique comme posant problème : la variable aléatoire discrète binaire, ordonnée ou plusieurs variables aléatoires discrètes non ordonnées et les modèles comptables.

Pour notre part, nous respectons le cadre général des modèles de probabilité avec $\text{Prob}(\text{l'événement } j \text{ se produit}) = \text{Prob}(Y = j) = F[\text{paramètres}]$ car Y prend la valeur 0 avec une probabilité p et 1 avec une probabilité $1-p$. Les modèles logit et probit correspondent à différents modèles de régression pour p .

4.2. Logit multinomial ordonné (avec H2 considérée comme l'hypothèse de référence)

Le modèle logit multinomial ordonné (que l'on désignera par la suite par l'acronyme MNL) est appliqué afin de répondre à l'absence de résultats significatifs du logit.

⁴⁸ Le problème ne se pose pas en ces termes s'il s'agit d'une variable continue. Soit Y une variable dépendante continue, il convient alors, pour des analyses de données de séries chronologiques ou de panel, d'utiliser la méthode des moindres carrés ordinaires avec l'aide de l'estimateur adéquat, en l'occurrence un estimateur linéaire et sans biais (appelé BLUE), respectant ainsi les conditions de Gauss-Markov (le modèle est bien spécifié soit $E(\epsilon) = 0$; les erreurs sont homoscedastiques : la variance est constante égale à $\text{VAR}(\epsilon) = \sigma^2$; les termes d'erreur sont non corrélés entre eux $\text{cov}(\epsilon_t; \epsilon_t') = 0$; et les erreurs sont linéairement indépendantes de l'exogène variables avec $\text{cov}(\epsilon; X) = 0$).

La seconde régression logistique, beaucoup plus originale, est basée sur un modèle travaillant sur les hypothèses prises ensemble, et non séparément. Nous décidons de faire converger l'ensemble des propositions vers l' « **hypothèse de conservation** » (H2), cette dernière étant identifiée comme étant celle la plus représentative au sein de notre échantillon.

D'un point de vue économétrique, le choix du MNL se justifie, ce dernier offrant une plus grande utilité parmi deux ou plusieurs alternatives ; $Z_{ij}.z_{ij}$ comprend, en effet, des caractéristiques individuelles et de choix.

En effet, si nous notons $z_{ij} = [x_{ij}, w_i]$ où x_{ij} représente les caractéristiques de choix et w_i les caractéristiques individuelles, dans le cas d'un modèle MNL, les caractéristiques individuelles prévalent sur les caractéristiques de choix (si on affirme l'inverse, il faut recourir à l'utilisation d'un modèle logit conditionnel).

Un des auteurs pionniers dans l'utilisation du modèle logit multinomial, McFadden (1974), affirme que ce type de modèle repose sur la statistique de test suivante :

$\text{Prob}(Y_i = j) = p_{ij} = \exp(x_i B_j) / \sum_{l=1}^m [\exp(x_i B_l)]$, avec l'hypothèse $j = 1$ to m et où $0 < p_{ij} < 1$ et $\sum_{j=1}^m p_{ij} = 1$ [$p_{ij} = 1$] (Cameron et Trivedi., 2010).

Avec l'hypothèse que les perturbations J sont indépendantes et identiquement distribuées, en rapport avec la distribution de Gumbel (valeur extrême de type 1) comme : $F(\epsilon_{ij}) = \exp(-\exp(-\epsilon_{ij}))$.

Les utilités se fondent sur quatre choix (en l'occurrence quatre propositions alternatives) et sont détaillées de la manière suivante :

$$U_{i1} = \text{Pai}1\beta_1 + \text{Ypi}1\beta_2 + \text{Tsi}1\beta_3 + \text{Gri}1\beta_4 + \text{Gryi}1\beta_5 + \text{Vcemi}1\beta_6 + \alpha + \gamma_{li} + \epsilon_{i1} \quad (1)$$

$$U_{i2} = \text{Pai}2\beta_1 + \text{Ypi}2\beta_2 + \text{Tsi}2\beta_3 + \text{Gri}2\beta_4 + \text{Gryi}2\beta_5 + \text{Vcemi}2\beta_6 + \alpha + \gamma_{li} + \epsilon_{i2} \quad (2)$$

$$U_{i3} = \text{Pai}3\beta_1 + \text{Ypi}3\beta_2 + \text{Tsi}3\beta_3 + \text{Gri}3\beta_4 + \text{Gryi}3\beta_5 + \text{Vcemi}3\beta_6 + \alpha + \gamma_{li} + \epsilon_{i3} \quad (3)$$

$$U_{i4} = \text{Pai}4\beta_1 + \text{Ypi}4\beta_2 + \text{Tsi}4\beta_3 + \text{Gri}4\beta_4 + \text{Gryi}4\beta_5 + \text{Vcemi}4\beta_6 + \alpha + \gamma_{li} + \epsilon_{i4} \quad (4)$$

Correspondant à la matrice d'attributs et de caractéristiques suivante :

$$Z_i = \begin{pmatrix} \text{Pai}1 & \text{Ypi}1 & \text{Tsi}1 & \text{Gri}1 & \text{Gryi}1 & \text{Vcemi}1 & 1 & I_i & 0 & 0 \\ \text{Pai}2 & \text{Ypi}2 & \text{Tsi}2 & \text{Gri}2 & \text{Gryi}2 & \text{Vcemi}2 & 0 & 1 & I_i & 0 \\ \text{Pai}3 & \text{Ypi}3 & \text{Tsi}3 & \text{Gri}3 & \text{Gryi}3 & \text{Vcemi}3 & 0 & 0 & 0 & I_i \\ \text{Pai}4 & \text{Ypi}34 & \text{Tsi}4 & \text{Gri}4 & \text{Gryi}4 & \text{Vcemi}4 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix}$$

Le MNL est principalement basée sur le rejet de l'hypothèse d'alternatives indépendantes non pertinentes (encore désignée sous le terme anglo-saxon « IIA »).

Cette hypothèse soutient l'indépendance des rapports log-impairs (P_{ij} / P_{im}) par rapport aux probabilités restantes. Les ratios log-impaires sont décrites comme les effets d'une unité de variation de X sur le rapport de cotes prévu avec d'autres variables du modèle maintenues constantes.

Le MNL se présente de la manière suivante :

$$\text{Prob}(Y_i = j) = \exp(z'_{ij}\theta) / \sum_{l=1}^6 \exp(z'_{il}\theta) \quad (1)$$

$$p_{ij} = \frac{\exp(x_{i1}1_{pa} + x_{i2}2_{yp} + x_{i3}3_{ts} + x_{i4}4_{gr} + x_{i5}5_{gry} + x_{i6}6_{vcem})}{\exp \sum_{l=1}^6 (x_{i1}1_{pa} + x_{i2}2_{yp} + x_{i3}3_{ts} + x_{i4}4_{gr} + x_{i5}5_{gry} + x_{i6}6_{vcem})} \quad (2)$$

dans lequel :

- **pa:** représente la variable choix d'un panel / choix d'une série chronomique ;
- **yp:** représente l'année de publication d'une revue scientifique ;
- **ts:** désigne l'horizon temporel des études menées ;
- **gr:** désigne le test de causalité de Granger simple ;
- **gry:** fait référence à la procédure de test Granger modifié de Toda & Yamamoto ;
- **vcem:** s'assimile à l'utilisation du modèle de vecteur à correction d'erreur.

Nous associons l'utilisation du MNL au calcul des effets marginaux.

Ces derniers nous aide simplement à identifier l'impact de chaque variable significative sur l'évaluation de chaque hypothèse.

Le calcul des effets marginaux, basé sur la valeur intrinsèque des paramètres, diffère du calcul des coefficients simples, au sens où l'augmentation d'une unité d'un estimateur donné dépend d'abord de la valeur des autres estimateurs puis de la valeur de départ.

Je vous invite à découvrir les résultats de ces deux régressions logistiques dans la Section 5 de mon développement.

Section. 5. Résultats empiriques

Tableau 6. Résultats du logit sur chaque proposition de causalité

Variables	H1	H2	H3	H4
Choix d'un modèle de panel / d'une série chronologique (<i>pa</i>)	0.156 (1.03)	1.294 (0.915)	0.821 (1.060)	2.115 (0.905)***
Année de publication (<i>yp</i>)	0.0390 (0.100)	-0.0416 (0.157)	-0.189 (0.144)***	-0.0626 (0.130)
Horizon temporel des études (<i>ht</i>)	-0.379 (0.550)	0.242 (0.727)	0.332 (0.539)	0.528 (0.675)
Test de causalité de Granger (<i>gr</i>)	1.057 (0.977) **	0.133 (1.405)	0.0861 (1.058)	-0.809 (1.071)
Test de Toda & Yamamoto (<i>gry</i>)	0.284 (1.108)	3.459 (1.411) ***	0.786 (1.168)	1.556 (1.400)
Modèle à vecteur de correcteur d'erreur (<i>vcem</i>)	-1.781 (0.758) **	1.409 (1.025)	1.814 (0.739)***	-0.0713 (0.853)
Constante	-78.68 (201.8)	80.27 (316.2)	378.9 (229.3)	124.4 (262.2)
Obs.	50	50	50	50
Effets marginaux	GR : (+0.23 %) VCEM : (-0.39 %)	GRY : (+0.69 %)	VCEM : (+0.42 %) AP : (-0.04 %)	PA : (+0.45 %)

Les écart-types sont présentés entre parenthèses

Le degré de significativité est évalué comme suit : *** $p < 0.01$, ** $p < 0.05$, * $p < 0.1$.

Le tableau 6 met en exergue les variables significatives identifiées dans le cadre d'une régression logistique logit simple, les résultats étant corrigés de l'hétéroscédasticité. Comme

- **Le logit appliqué sur la première hypothèse** (H1 ou « *hypothèse de croissance* ») identifie deux variables significatives à un seuil de risque de 5 % : le modèle de correction d'erreur et l'utilisation du test de causalité de Granger. L'examen des effets marginaux révèle que l'utilisation du test de causalité de Granger augmente de 0,23 la probabilité d'obtenir l'hypothèse H1 tandis que l'usage d'un modèle à correction d'erreur diminue la probabilité d'asserter la même hypothèse de causalité de 0,39 ;
- **Le logit employé sur la seconde hypothèse** (H2 ou « *hypothèse de conservation* ») identifie une seule variable significative à un seuil de risque de 1 %. L'utilisation de la procédure de test de Toda et Yamamoto fait augmenter la probabilité d'obtenir l'hypothèse H2 de 0,69 ;
- **Le modèle logit appliqué à la troisième hypothèse de causalité** (H3 ou « *feed-back* ») identifie succinctement deux variables significatives : le modèle de correction d'erreur et l'année de publication de l'article dans une revue scientifique. L'utilisation du modèle à correction d'erreur augmente la probabilité d'affirmer l'hypothèse "Feedback" de 0,42. En revanche, l'année de publication diminue la probabilité d'affirmer l'hypothèse de 0,04.
- **Enfin, le modèle logit pour l'hypothèse de « neutralité »** (H4 ou hypothèse dite de « *neutralité* ») n'admet en réalité qu'une seule variable : l'utilisation d'une analyse économétrique de données de panel, qui augmente de 0,45 la probabilité de soutenir « *l'hypothèse de neutralité* ».

Voyant que ces résultats divergent fortement selon l'assertion de telle ou telle hypothèse, nous décidons d'utiliser un modèle logit multinomial ordonné afin d'établir une relation entre

les hypothèses prises cette fois-ci ensemble, et non séparément, en les faisant converger vers une hypothèse qualifiée de référence.

Le choix de l'hypothèse de conservation « H2 » se justifie par au moins deux arguments :

- Le premier est que cette hypothèse est assez représentative de notre échantillon global,
- Le second est que cette hypothèse concentre plus d'informations sur les différents niveaux d'intégration des variables non stationnaires.

Les résultats du MNL sont présentés dans le *Tableau 7*.

Tableau 7. Résultats du MNL (avec l'hypothèse de référence H2)

Variables	H1	H3	H4
Choix d'un modèle de panel / d'une série chronologique (<i>pa</i>)	17.99 (2.319) ***	- 0.937 (2.490)	2.637 (1.055) **
Année de publication (<i>yp</i>)	-0.157 (0.389)	-0.108 (0.142)	-0.0554 (0.534)
Horizon temporel des études (<i>ht</i>)	1.783 (1.698)	-0.223 (0.815)	0.534 (0.839)
Test de causalité de Granger (<i>gr</i>)	-18.21 (2.732) ***	-1.151 (2.439)	0.0289 (1.479)
Test de Toda & Yamamoto (<i>gry</i>)	-2.471 (2.954)	-16.53 (1.378) ***	-0.959 (1.359)
Modèle à vecteur de correcteur d'erreur (<i>vcem</i>)	4.366 (3.007)	3.144 (1.035) ***	1.814 (1.206)
Obs.	50	50	50
Effets marginaux	GR (+0.23 %) VCEM (-0.39 %)	GRY (+0.69 %)	VCEM (+0.42 %) AP (-0.04 %)

Les écart-types sont présentés entre parenthèses

*Le degré de significativité est évalué comme suit : *** $p < 0.01$, ** $p < 0.05$, * $p < 0.1$.*

Avec « H2 » assimilée à l'hypothèse de référence, nous pouvons affirmer de plusieurs résultats majeurs :

- Premièrement, l'utilisation de l'analyse économétrique des données de panel diminue la probabilité d'affirmer l'hypothèse « H1 » de 0,53 ;
- Deuxièmement, l'utilisation du modèle de correction d'erreur augmente la probabilité d'affirmer l'hypothèse « H3 » de 0,16, tandis que l'utilisation d'un test de causalité Toda et Yamamoto diminue la probabilité d'affirmer la même hypothèse de 0,21 ;
- Enfin, l'analyse économétrique des données du panel augmente la probabilité d'obtenir l'hypothèse « H4 » de 0,58.

La variable choix d'un panel / d'une série chronologique apparaît comme décisive et de pertinence afin d'expliquer la nature du lien entre la consommation énergétique et la croissance économique, pour les pays de l'Afrique Sub-Saharienne.

Conclusion

Afin d'étudier l'une des questions les plus épineuses au sein de la littérature empirique, à savoir le lien entre la consommation énergétique et la croissance économique, et ce pour les pays de l'Afrique Sub-Saharienne, cette première contribution s'attache, au moyen d'une méta-analyse, à présenter deux régressions économétriques de type logistique :

- **Premièrement**, afin d'identifier quelles peuvent être les variables influentes pour chaque hypothèse de causalité prise séparément, nous employons une régression logistique logit. Cette méthode révèle divers résultats, sans aboutir à un consensus clair ;
- **Deuxièmement**, au moyen d'un logit multinomial ordonné, nous travaillons sur des hypothèses de causalité prises ensemble, en les faisant converger vers une hypothèse de référence en l'occurrence l'hypothèse de conservation « H2 ». La variable choix

d'un panel / d'une série chronologique est identifiée comme celle exerçant la plus grande influence.

Toute inférence statistique déduite de notre enquête sur les pays de l'Afrique Sub-Saharienne doit être prise avec prudence.

Les travaux scientifiques pris en considération dans notre méta-analyse se centrent sur le contexte spécifique des pays en Afrique Sub-Saharienne et s'appuient sur des données et indicateurs, qui dans leur construction, posent débat. Des exemples de mauvaise mesure comme la représentation du secteur informel dans les activités économiques et commerciales en Afrique Sub-Saharienne pour la croissance économique ou encore la part de la biomasse traditionnelle dans le mix énergétique des pays de l'Afrique Sub-Saharienne peuvent conduire à des biais dans les estimations de la relation énergie-croissance.

ANNEXES

Je subdivise ma bibliographie en deux catégories distinctes : (i) premièrement, les articles publiés et référencés que j'ai utilisés au sein de ma méta-analyse ; (ii) deuxièmement, l'ensemble des autres références qui m'étaient utiles pour la codification des variables de la base de données (telles que les méthodes économétriques utilisées par exemple).

BIBLIOGRAPHIE (DE NOTRE META-ANALYSE)

Abedola. S.S., [2011], "Electricity Consumption and Economic Growth: Trivariate investigation in Botswana with Capital Formation", *International Journal of Energy Economics and Policy*, Vol.1, No.2.

Adom. P.K., [2011], "Electricity Consumption-Economic Growth Nexus: The Ghanaian Case". *International Journal of Energy Economics and Policy*, Vol.1, No.1, pp. 18-31.

Akinlo. A.E., [2008]. "Energy consumption and economic growth: Evidence from 11 Sub-Sahara African Countries", *Energy Economics*, Vol.30, pp. 2391-2400.

Akinlo A.E. [2009]. "Electricity consumption and economic growth in Nigeria: Evidence from cointegration and co-feature analysis". *Journal of Policy Modeling*, Vol. 2, pp. 244-263.

Akomolafe A.K.J, Danladi J. [2014]. "Electricity Consumption and economic Growth in Nigeria: A Multivariate Investigation". *International Journal of Economics, Finance, and Management*, Vol.3, No.4.

Ali. H.S., Lwa. S.H., Yusop. Z., Chin. L., [2016]. "Dynamic implication of biomass energy consumption on economic growth in Sub-Saharan Africa: evidence from panel data analysis". Forthcoming.

- Arimah. B.C., (1994). "Energy consumption and economic growth in Africa: a cross-sectional analysis" *OPEC Review Summer*, pp 207-221
- Bildirici. M.E., [2013]. "The analysis of the relationship between economic growth and electricity consumption in Africa by ARDL method, *Energy Economics Letters*, Vol.1, No.1, pp.1-14.
- Dlamini. J., Balcilar. M., Gupta. R., Inglesi-Lotz. R., [2002]. "Revisiting the causality between electricity consumption and economic growth in South Africa: a bootstrap rolling-window approach ". *Economic Policy in Emerging Economies*, Vol. 8, No.2.
- Dogan. E., [2014]. "Energy Consumption and Economic Growth: Evidence from Low-Income Countries in Sub-Saharan Africa". *International Journal of Energy Economics and Policy*, Vol.4, No.2, pp.154-162.
- Ebohon O.J., [1996]. "Energy, economic growth and causality in developing countries: a case study of Tanzania and Nigeria". *Energy Policy*, Vol.24, No.5, pp 447-453.
- Eggoh J.C., Bangake C., Rault C. [2011]. "Energy consumption and economic growth in African Countries". *Energy Policy*, Vol.39, 7408-7421.
- Esso L.J. [2010]. "Threshold cointegration and causality relationship between energy use and growth in seven African countries". *Energy Economics*, Vol.32, pp. 1383-1391.
- Grosset F., Nguyen-van P. [2015] Consommation d'énergie et croissance économique en Afrique Sub-saharienne, *Working Paper*.
- Iyke, B.N. [2014]. *Electricity Consumption, Inflation, and Economic Growth in Nigeria: A Dynamic Causality Test*, Working Paper (Forthcoming).
- Iyke B.N. [2015]. "Electricity Consumption and economic growth in Nigeria: A revisit of the energy-growth debate. *Energy Economics*, Vol.51, pp. 166-176.
- Jumbe C.H.L. [2004]. "Cointegration and causality between electricity consumption and GDP: empirical evidence from Malawi". *Energy Economics*, Vol.24, pp. 61-68.
- Kebede. E., Kagochi. J., Curtis M. Jolly. (2010). "Energy consumption and economic development in Sub-Sahara Africa". *Energy Economics*, Vol.32, Issue.3, pp. 532-537.
- Kouakou A.K. (2011). "Economic growth and electricity consumption in Cote d'Ivoire: Evidence from time series analysis. *Energy Policy*, Vol.39, pp. 3638-3644.
- Kwakwa P.A. (2012). "Disaggregated Energy Consumption and Economic Growth in Ghana". *International Journal of Energy Economics and Policy*, Vol.2, No.1.
- Kahsai M.S., Nondo C., Schaeer P.V., Gebremedhin T.G. [2012]. "Income level and the energy consumption-GDP nexus": Evidence from Sub-Saharan Africa, *Energy Economics*, Vol.34, pp. 739-746.
- Lin B., Wesseh. Jr. P.K. (2014). "Energy consumption and economic growth in South Africa reexamined: A non-parametric testing approach". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol.40, pp. 840-850.
- Menyah K., Wolde-Rufael Y. [2010]. "Energy consumption, pollutant emissions and economic growth in South Africa. *Energy Economics*, Vol.32, pp 1374-1382.
- Odhiambo N.M. (2009). "Electricity consumption and economic growth in South Africa: A trivariate causality test". *Energy Economics*, Vol.31, pp. 635-640.

- Odhiambo N.M. (2009). "Energy consumption and economic growth nexus in Tanzania: An ARDL bounds testing approach". *Energy Policy*, Vol.37, pp. 617-622.
- Odhiambo N.M. (2010). "Energy consumption, prices and economic growth in three SSA countries: A comparative study". *Energy policy*, Vol.19, pp. 1-44.
- Ogundipe A.A., Akinyemi O., Ogundipe O.M. (2016). "Electricity consumption and Economic Development in Nigeria". *International Journal of Energy Economics and Policy*, Vol.6 (1), pp. 134-143.
- Ogundipe A.A., Apata A. (2013). "Electricity consumption and Economic growth in Nigeria". *Journal of Business Management and Applied Economics*, Vol.II, Issue 4.
- Okey M.K.N. (2009). "Energy consumption and GDP growth in WAEMU countries: A panel data analysis". *Working Paper*
- Okoligwe N.E., Ihugba O.A. (2014). "Relationship between Electricity Consumption and Economic Growth: Evidence from Nigeria (1971-2012)". *Academic Journal of Interdisciplinary Studies*, Vol.3, No.5. 14
- Olusegun A.A. (2008). "Energy consumption and economic growth in Nigeria: A Bounds Testing Cointegration Approach". *Journal of Economic Theory*, Vol.2(4) : 118-123.
- Onakoya A.B., Onakoya A.O., Jimi-Salami O.A., Odedairo B.O. (2013). "Energy Consumption and Nigerian economic growth: an empirical analysis". *European Scientific Journal* Vol.9, No.4.
- Onuanga S.M., (2012). "The relationship between commercial energy consumption and gross domestic income in Kenya". *The Journal of Developing Areas*, Vol.46, No.1.
- Orhewhere B., Henry M., (2011). "Energy Consumption and Economic Growth in Nigeria". *JORIND* (9) 1.
- Ouédraogo L.M. (2010). "Electricity consumption and economic growth in Burkina Faso: A cointegration analysis", *Energy Economics* Vol.32, pp.524-531.
- Solarin S.A., Shahbaz M. [2013]. "Trivariate Causality between Economic Growth, Urbanization, and Electricity Consumption in Angola: Cointegration and Causality Analysis". Working Paper
- Tamba J.G, Njomo D., Limanond T., Ntsafack B. [2012]. "Causality analysis of diesel consumption and economic growth in Cameroon". *Energy Policy*, Vol. 45, pp. 567-575.
- Wandji Y.D.F. (2015). "Energy consumption and economic growth: Evidence from Cameroon". *Energy Policy*, Vol.61, pp. 1295-1304.
- Wessey Jr. P.K., Zoumara B. (2012)." Causal independence between energy consumption and economic growth in Liberia: Evidence from a non-parametric bootstrapped causality test". *Energy Policy*, Vol.50, pp. 518-527.
- Wolde E.T., Mulugeta W., Hussen M.M. (2016). "Energy Consumption, Carbon Dioxide Emissions and economic growth in Ethiopia". *Global Journal of Management and Business Research: B Economics and commerce* Vol.16, Issue 2.
- Wolde-Rufael Y. (2005). "Energy demand and economic growth: The African experience". *Journal of policy Modeling*, Vol. 27, pp. 891-903.
- Wolde-Rufael Y. (2006). "Electricity consumption and economic growth: a time series experience for 17 African countries". *Energy Policy*, Vol. 34, pp. 1106-1114.
- Wolde-Rufael, Y. [2009]. *Energy consumption and economic growth: The experience of African countries revisited*. *Energy Economics*, Vol. 31, issue 2, 217-224.

Zerbo, E. [1996] CO2 emissions, growth, energy consumption and foreign trade in Sub-Saharan African Countries, *Working Paper*.

AUTRES REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

Akarca, A.T., & Long, T.V. [1979]. *Energy and employment: a time series analysis of the causal relationship*. Resources and Energy, Vol. 2, pp. 151-62.

Akarca, A.T. & Long, T.V. [1980]. *On the relationship between energy and GNP: a reexamination*. Journal of Energy and Development, Vol. 5, pp. 326-31.

Apergis, N. Payne, J.E. [2009]. *Energy consumption and economic growth in central America: evidence from a panel cointegration and error correction model*. Energy Economics, Vol. 31, pp. 211–216.

Borenstein, M. Hedges, L.V. Higgins J.P.T. Rothstein, H.R. [2009]. *Introduction to Meta-Analysis*. Print ISBN:9780470057247 |Online ISBN:9780470743386 |DOI:10.1002/9780470743386
Copyright © 2009 John Wiley & Sons, Ltd.
<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/book/10.1002/9780470743386>.

Box, G. E. P. Jenkins, G. M. & Reinsel, G. C. [1994]. *Time Series Analysis, Forecasting and Control*. Prentice Hall, Englewood Cliffs, N.J

Cameron, A.C. & Trivedi, P.K. [2010]. *Microeconometrics using stata*. A Stata Press Publication, Stata Corp LP, College station, Texas.

Chontanawat, J. Hunt, L.C. & Pierse, R. [2006]. *Causality between energy consumption and GDP: evidence from 30 OECD and 78 non-OECD countries*. Surrey Energy Economics, Discussion Paper Series 113 University of Surrey, Guildford.

Chontanawat, J. Hunt, L.C. & Pierse, R. [2008]. *Does energy consumption cause economic growth? Evidence from a systematic study of over 100 countries*. Journal of Policy Modeling, Vol.30; pp. 209–220.

Dickey, D.A. & Fuller, W.A. [1979]. *Distribution of the estimators for autoregressive time series with a unit root*. Journal of the American Statistical Association, Vol. 74 (366), DOI: 10.2307/2286348.

Dickey, D. & Fuller, A.F. [1981]. *Likelihood Ratio Statistics for Autoregressive Time Series with a Unit Root*. Econometrica, Vol. 49, issue 4, pp.1057-72.

Efron, B. [1979]. *Bootstrap Methods: Another Look at the Jackknife*. Annals of Statistics, vol. 7, no 1, pp. 1-26 (ISSN 0090-5364, DOI 10.2307/2958830).

Enders, W. & Siklos, P. [2001]. *Cointegration and Threshold Adjustment*. Journal of Business & Economic Statistics, 2001, vol. 19, issue 2, pp. 166-76

Engle, R.F. & Granger, W.J. [1987]. *Co-integration and Error Correction: Representation, Estimation, and Testing*. Econometrica, Vol. 55, n°2, pp. 251-276.

Glass, G.V. [1976]. *Primary, secondary, and meta-analysis of research*. American Educational Research Association, Vol.5, No. 10, pp. 3-8. DOI: 10.2307/1174772, <https://www.jstor.org/stable/1174772>.

Granger, C.W.J. [1969]. *Investigating Causal Relations by Econometric Models and Cross-spectral Methods*. Econometrica, Vol. 37, No. 3, pp. 424-438.

Granger, C.W.F. [1981]. *Some properties of time series data and their use in econometric model specification*. Journal of Econometrics, Vol. 16, issue 1, pp. 121-130.

- Gregory, A.W. Nason, J.M. Watt, D.G. [1996a]. *Testing for structural breaks in cointegrated relationships*. Journal of Econometrics, Vol.71, pp. 321-341.
- Gregory. A.W., Hansen. B.E., [1996b]. *Tests for Cointegration in Models with Regime and Trend Shifts*. Oxford Bulletin of Economics and Statistics, Vol. 58 (3), pp. 0305-9049.
- Hadri, K. [2000]. *Testing for Unit Roots in Heterogeneous Panel Data*. Econometrics Journal, Vol.3, pp. 148-161.
- Hamilton, J.D. [1983]. *Oil and the Macroeconomy since World War II*. Journal of Political Economy, Vol. 91., n°2, pp. 228-248
- Harris, R. & Sollis, R. [2003]. *Applied time series modelling and forecasting*. International Journal of Forecasting, Vol. 20, issue 1, pp.137-139
- Hodrick, R.J. & Prescott, E.C. [1997]. *Postwar U.S. Business Cycles: An Empirical Investigation*. Journal of Money, Credit and Banking, Vol 29:1, pp. 1-16.
- Hunter, J. E. & Schmidt, F. L. [2004]. *Methods of meta-analysis: Correcting error and bias in research findings (2nd ed.)*. Thousand Oaks, CA: Sage.
- Im, K.S. Pesaran, M. H. Shin, Y. [2003]. *Testing for unit roots in heterogeneous panels*. Journal of Econometrics, Vol. 115, pp 53-74.
- International Atomic Energy Agency. [2006]. *Model for analysis of energy demand (MAED-2)*. Computer manual series no.18, International Atomic Energy Agency (IAEA), Vienna, Austria
- International Energy Agency [2004]. *World Energy Outlook*.
https://www.oecdilibrary.org/energy/world-energy-outlook-2004_weo-2004-en
- International Energy Agency [2014]. *Africa Energy Outlook: a focus on energy prospects in Sub-Saharan Africa*.
https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2014_AfricaEnergyOutlook.pdf
- Johansen, S. [1988]. *Statistical analysis of cointegration vectors*. Journal of Economic Dynamics and Control, Vol.12, Issues 2–3, June–September 1988, pp. 231-254.
- Johansen, S. & Juselius, K. [1990]. *Maximum Likelihood Estimation and Inference on Cointegration--With Applications to the Demand for Money*. Oxford Bulletin of Economics and Statistics, Vol. 52, issue 2, pp. 169-210.
- Johansen, S. [1991]. *Estimation and Hypothesis Testing of Cointegration Vectors in Gaussian Vector Autoregressive Models*. Econometrica, Vol. 59, issue 6, pp. 1551-80.
- Johansen. S. [1995]. *Likelihood-based inference in cointegrated vector autoregressive models*. Oxford University Press, Oxford.
- Jumbe, C.H.L. [2004]. *Cointegration and causality between electricity consumption and GDP: empirical evidence from Malawi*. Energy Economics, Vol.24, pp. 61-68.
- Kalimeris, P. Richardson, C. & Bithas, K. [2014]. *A meta-analysis investigation of the direction of the energy-gdp causal relationship: implications for the growth-degrowth dialogue*. Journal of Cleaner Production, Vol. 67(67), pp 1-13, DOI: 10.1016/j.jclepro.2013.12.040.
- Karanfil, F. [2009]. *How many times again will we examine the energy-income nexus using a limited range of traditional econometric tools*. Energy Policy, Vol. 37, pp. 1191-1194.

- Kashai, M.S. Nondo, C. Schaeffer, P.V. & Gebremedhi, T.G. [2012]. *Income level and the energy consumption–GDP nexus: Evidence from Sub-Saharan Africa*. Energy Economics, Vol. 34, pp. 739–746
- Kraft, J. & Kraft, A. [1978]. *Relationship between energy and GNP*. Journal of Energy and Development. Vol.3, pp. 401–403.
- Im, K.S. Pesaran, M.H. & Shin, Y. [1997]. *Testing for Unit Roots in Heterogenous Panels*. DAE, Working Paper 9526, University of Cambridge.
- Imbens, G. W. Spady, R.H. Johnson, P. [1998]. *Information theoretic approaches to inference in moment condition estimation*. Econometrica, Vol.66, pp. 333–357.
- Levin, A. & Lin, C.F. [1992]. *Unit Root Test in Panel Data : Asymptotic and Finite Sample Properties*. University of California at San Diego, Discussion Paper 92-93.
- Levin, A. Lin, C-F. Chu, C-S. J. [2002]. *Unit root tests in panel data: asymptotic and finite-sample properties*. Journal of Econometrics, Vol. 108, issue 1, pp. 1-24
- Lütkepohl, H. [1982]. *Non-causality due to omitted variables*. Journal of Econometrics, Vol. 19, issue 2-3, pp. 367-378
- Maddala, G.S. & Wu, S. [1999]. *A comparative study of unit root tests with panel data and a new simple test*. Oxford Bulletin of economics and statistics, special issue n° 0305-9049.
- O'Neill, R.R. [1957]. *Analysis and Monte Carlo simulation of cargo handling*. Naval Research Logistics, Vol.4, Issue 3, pp. 223-236, <https://doi.org/10.1002/nav.3800040310>.
- Ozturk, I. Aslan, A. & Kalyoncu, H. [2010]. *Energy consumption and economic growth relationship: Evidence from panel data for low and middle income countries*. Energy Policy, Vol. 38, issue 8, pp. 4422-4428.
- Payne, J. [2010]. *Survey of the international evidence on the causal relationship between energy consumption and growth*. Journal of Economic Studies, Vol. 37, No. 1, pp. 53-95. <https://doi.org/10.1108/01443581011012261>.
- Pesaran, M.H. & Shin, Y. [1999a]. *An Autoregressive Distributed Lag Modeling Approach to Cointegration Analysis*. Cambridge University Press, Cambridge.
- Pesaran, M.H. Shin, Y. & Smith, R.P. [1999b]. *Pooled mean group estimation of dynamic heterogeneous panels*. Journal of the American Statistical Association. Vol. 94, No. 446, pp. 621-634, DOI: 10.2307/2670182, <https://www.jstor.org/stable/2670182>.
- Pesaran, M.H. Smith, R. & Shin, Y. [2001]. *Bounds Testing Approaches to the Analysis of Level Relationships*. Journal of Applied Econometrics, Vol. 16, pp 289-326.
- Phillips, P. Perron, P. *Testing for a Unit Root in Time Series Regression*. No 795R, Cowles Foundation Discussion Papers from Cowles Foundation for Research in Economics, Yale University
- Phillips, P. & Perron, P. [1988]. *Testing for a Unit root in Time Series Regression*. *Bimetrika*, Vol.75, pp.335-346.
- Sebri, M. [2015]. *Use renewables to be cleaner: meta-analysis of the renewable energy consumption–economic growth nexus*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol.42, pp. 657-665.
- Stanley, T.D. [2001]. *Wheat from Chaff: Meta-analysis as Quantitative Literature Review*. Journal of Economic Perspectives, Vol.15, No.3, pp. 131-150.
- Temple, P.H. [1999]. *Energy, diversity and development in economic systems; an empirical analysis*. Ecological Economics, Vol.30, Issue 2, pp. 223-233

Toda, H. Yamamoto, T. [1995]. *Statistical inference in vector autoregressions with possibly integrated processes*. Journal of Econometrics, Vol. 66, issues 1-2, pp. 225-250.

Toman, M. & Jemelkova, B. [2003]. *Energy and Economic Development: An Assessment of the State of Knowledge*. The Energy Journal, Vol.24, issue number 4, pp. 93-112.

Turkson, J. & Wohlgemuth, N. [2001]. *Power sector reform and distributed generation in Sub-Saharan Africa*. Energy Policy, 2001, vol. 29, issue 2, 135-145

Zivot, E. & Andrews, D. [1992]. *Further Evidence on the Great Crash, the Oil-Price Shock, and the Unit-Root Hypothesis*. Journal of Business & Economic Statistics, Vol. 10, issue 3, pp.251-70.

QUELLES EVOLUTIONS DE L'OFFRE D'ELECTRICITE POUR QUELLES CONSEQUENCES EN TERMES D'ACCES A L'ELECTRICITE ?

Les résultats en trompe-l'œil enregistrés lors de la méta-analyse de la relation énergie-croissance, présentée dans le premier papier de recherche, nous laisse quelque peu perplexe, quant à l'orientation des politiques énergétiques futures pour les pays de l'Afrique Sub-Saharienne.

Cette absence fait écho aux différents arguments déjà mis en évidence par les travaux de Payne (2010) qui analyse la diversité des résultats trouvés au regard de trois éléments principaux :

- **Le premier** découle de la couverture pays qui multiplie les résultats sur les pays développés et émergents mais procure finalement peu d'informations sur les pays en développement ;
- **Le second** fait référence aux différences observées au niveau des variables sélectionnées : celles-ci peuvent constituer un facteur de disparités posant des problèmes de comparabilité entre les consommations énergétiques agrégées, entre les consommations selon le type d'énergie ;
- **Un dernier** élément identifié par Payne relève des spécifications des modèles qui, en privilégiant des causalités bivariées, multiplient les biais liés aux variables omises.

Ces modèles soulignent également des problèmes d'homogénéité d'échantillon, particulièrement sur la question des dotations en ressources énergétiques qui, bien que très variables d'un pays à l'autre, sont la plupart du temps négligées.

A la fin du premier papier de recherche, nous concluons en la nécessité de prendre en considération le contexte spécifique de chaque pays de l'Afrique Sub-Saharienne, en termes énergétique mais également économique.

Les pays de l'Afrique Sub-Saharienne se caractérisent encore aujourd'hui par un faible niveau de vie et une grande pauvreté, associée plus une faible densité de population sur les territoires, créant plusieurs types de demande d'électricité fort différentes les unes des autres

Partant du contexte spécifique attrait aux pays de l'Afrique Sub-Saharienne, et puisque aucun lien clair n'a été établi au niveau des variables influençant la relation énergie-croissance, le second article met en exergue les fortes disparités régionales à l'œuvre en termes d'offre et demande en énergie par une analyse des mutations observées au niveau de ces deux variables des années 1950 à de nos jours. Plus spécifiquement, nous nous concentrons sur le cas des marchés de l'électricité.

Dans un second axe de recherche, nous cherchons à répondre à la question suivante :

Quelles évolutions de l'offre d'électricité pour quelles conséquences en termes d'accès à l'électricité ?

Nous essayons, dans ce papier de recherche, de caractériser plusieurs formes industrielles d'électrification. A notre sens, il existe trois approches pour les pays de l'Afrique Sub-Saharienne :

- **L'urbain connecté au réseau centralisé**, nommément désigné par le terme « **on-grid** », offrent des services électriques divers variant de plusieurs MWh à GWh d'énergie ;
- **L'agglomération secondaire organisée en réseau local**, que l'on désigne sous le terme « **mini-grid** », offrant des services ne dépassant pas le kWh ;
- **L'« off-grid »**, correspondant à **l'habitat diffus alimenté hors réseau** et offrant des services ne dépassant pas le kWh (pour des usages liés à l'éclairage, à la recharge du téléphone, ou à l'audiovisuel).

En l'espace de cinquante années, l'offre de production centralisée a prévalu.

Depuis ces dernières années, cependant, l'émergence d'une offre décentralisée grâce à l'essor des énergies renouvelables contribue à lever la principale barrière en termes d'accès à l'électricité, à savoir la connexion au réseau principal centralisé on-grid.

Nous soulignons, dans cet article, la fragmentation de la demande en plusieurs composantes (urbaine et rurale, industrielle, commerciale et domestique, solvable et non marchande) ainsi que l'évolution des différentes formes d'offre de production d'électricité au moyen d'une approche d'économie industrielle.

Cette approche nous permet d'analyser, en premier lieu, les limites de l'intégration verticale traditionnelle. Elle nous permet également de mettre en exergue le fait que la réforme "libérale" des années 1990, même si elle a réussi à corriger de graves déficiences techniques et opérationnelles des monopoles d'état par l'accueil de producteurs privés, n'a pas débouché sur une électrification massive des populations situées hors d'atteinte du réseau centralisé. Enfin, elle plaide pour l'installation de systèmes micro grids/off-grid partout où cela est techniquement et économiquement possible.

Les nouvelles formes d'offre, découlant des dynamiques suscitées au niveau de la demande, permettent de prendre en considération une demande demeurant largement insatisfaite.

Je vous invite à présent à découvrir le second article de mon travail de recherche intitulé « le rôle de la demande insatisfaite dans les dynamiques des formes d'offre en approvisionnement énergétique : le cas des structures du marché de l'électricité dans les pays de l'Afrique Sub-saharienne ».

CHAPITRE 2. LE ROLE DE LA DEMANDE INSATISFAITE DANS LES DYNAMIQUES DES FORMES D'OFFRE EN APPROVISIONNEMENT ENERGETIQUE : LE CAS DES STRUCTURES DU MARCHE DE L'ELECTRICITE DANS LES PAYS DE L'AFRIQUE SUB-SAHARIENNE

RESUME

En Afrique Sub-saharienne, le secteur énergétique est en pleine mutation. Sur la base d'une approche empruntée à l'économie industrielle, avec l'appui d'exemples historicisés distinguant successivement trois phases de bouleversements intervenues au niveau des structures du marché de l'électricité, notre analyse, qui diffère de la majorité des études précédentes travaillant sur le sujet, s'attache à faire de la demande une conséquence de l'offre. Notre analyse diffère de la majorité des études précédentes menées sur le sujet qui s'attachent à faire de la demande une conséquence de l'offre. Nos résultats font état, à l'échelle des pays de l'Afrique Sub-saharienne, d'une demande en énergie extrêmement fragmentée, dans laquelle la demande insatisfaite, très dynamique, impulse des mutations des formes d'offre. Les nouvelles formes d'approvisionnement introduites sur le marché de l'électricité questionnent le modèle initial du réseau on-grid. L'insertion d'une production d'électricité décentralisée permet d'envisager à terme un dépassement des limites actuelles

d'une offre essentiellement tournée, d'une part, vers le maintien et l'amélioration des réseaux on-grid sans réponse aux besoins des populations rurales, et d'autre part, vers des mini-grids coûteux et procurant de faibles services énergétiques aux populations rurales. Ce nouveau maillage territorial de l'offre consacre les dynamiques observées au niveau de la demande.

Mots clés : Production d'électricité centralisée, réforme du marché de l'électricité, Afrique Sub-Saharienne (ASS), systèmes de production décentralisés mini-grid et off-grid, fragmentation de la demande, dynamiques et mutations de l'offre, demande d'électricité rurale, accès à l'électricité.

JEL : Q40, Q42, Q49

SECTION 1. INTRODUCTION

Depuis le début des années 2000, l'Afrique Sub-saharienne connaît un rythme de croissance économique soutenu et plus rapide que celui enregistré par l'économie mondiale, dans un contexte marqué par une forte pression démographique. Néanmoins, ce rythme de croissance n'est pas homogène (CNUCED, 2014 ; Banque Mondiale, 2017). Les fluctuations erratiques de la croissance peuvent avoir des causes externes, comme les variations du prix du pétrole, mais également des causes internes, en particulier les défaillances observées au niveau des infrastructures énergétiques (Agence Internationale de l'Energie, 2014 ; Eberhard & al, 2014).

L'Afrique Sub-Saharienne demeure, ainsi, caractérisé par une richesse en termes de ressources énergétiques et dans le même temps par sa pauvreté en matière de production et de consommation d'électricité. Bien que le continent africain pèse un peu plus de 14% de la population mondiale, ce dernier représente moins de 4,5 % de la consommation mondiale d'énergie primaire (Agence internationale de l'Energie, 2017a).

En Afrique Sub-Saharienne, la faiblesse du secteur de l'électricité présente un coût en termes de croissance non négligeable, qui est évalué chaque année à près de 2 points de PIB (Banque

Mondiale, 2017). Actuellement, la capacité de production d'électricité combinée des quarante-huit pays de l'Afrique Sub-saharienne se chiffre à 80 GW dont la moitié pour la seule Afrique du Sud. Au cours de ces vingt dernières années, le rythme d'accroissement du capital, c'est-à-dire la puissance de production électrique installée sur le réseau principal on-grid, n'a progressé que d'environ 1,7% par an (Eberhard & al, 2011a). Dans son scénario principal, l'Agence Internationale de l'Energie identifie un besoin d'investissement de l'ordre de 630 milliards de dollars, pour une période s'étalant de 2014 à 2040, afin d'atteindre l'objectif d'un accès universel à l'électricité (Agence Internationale de l'Energie, 2017b). Une étude similaire, menée par le programme de développement des infrastructures de la Banque Mondiale, chiffre ce besoin, en Afrique Sub-saharienne, à 400 milliards de dollars jusqu'en 2030 (Banque mondiale, 2015). Ces scénarios sont établis dans un contexte où plus de 25 % des capacités de production électriques (hors Afrique du Sud) demeurent considérées comme obsolètes.

En Afrique Sub-saharienne, l'électricité est offerte à travers des réseaux centralisés, alimentant prioritairement les zones urbaines. L'infrastructure énergétique, héritée de choix postcoloniaux en matière d'organisation du marché de l'électricité, s'est donc principalement adressée à une demande de marché, passant par le réseau principal on-grid. Les modalités d'organisation du développement de l'infrastructure énergétique présentent de multiples défaillances.

L'introduction de formes privées d'offre dans un contexte de dérégulation du secteur de l'électricité survenue à partir des années 1990 a sans nul doute possible amélioré l'offre centralisée mais un écart substantiel entre l'offre et la demande persiste. La demande d'énergie a augmenté de 45% de 2000 à 2012 (Agence Internationale de l'Energie, 2014), tandis que la capacité de production d'électricité n'a augmenté que de 19% sur la même période (Eberhard & al, 2014). L'offre actuelle ne couvre donc qu'une partie de la demande globale.

En Afrique Sub-Saharienne, la demande est extrêmement fragmentée, se séparant en au moins trois composantes :

- *Une demande de marché*, servie par le réseau on-grid. Satisfaite par les formes de l'offre mises en place actuellement, cette demande se heurte aux limites inhérentes

aux réseaux ;

- *Une demande marchande non satisfaite*, hors du réseau centralisé on-grid. Dans ce cadre, les ménages achètent des ressources énergétiques extrêmement onéreuses (kérosène ou diesel) pour une production d'électricité décentralisée souvent coûteuse et d'efficacité limitée. Cette dynamique de la demande conduit à chercher de nouveaux modèles suscitant l'essor de solutions décentralisées, de type mini-grid, rendu possible par le contexte de baisse généralisée de coûts de production de système basés sur les énergies renouvelables. Les nouveaux modes d'organisation de l'offre décentralisée (mini-grid, et à partir des années 2000, le off-grid) transfèrent le consentement à payer monétaire des ménages sur des solutions de réseaux décentralisées, permettant à terme, à de nouveaux consommateurs d'avoir accès à l'électricité sans passer par le réseau on-grid, questionnant ainsi le modèle de production d'électricité adopté initialement par les pouvoirs publics africains. Les perspectives du développement du mini-grid sont encourageantes. A titre d'exemple, l'Agence Internationale de l'Energie scénarise l'installation de 100 à 200 000 mini-grids en Afrique Sub-Saharienne d'ici 2040 (Agence Internationale de l'Energie, 2017b) ;
- ❖ *Une demande non marchande* regroupe des ménages qui utilisent essentiellement de la biomasse primaire comme source principale d'énergie. Cette dernière, représente, à l'heure actuelle, la plus grande source d'énergie pour la plupart des ménages ruraux en Afrique Sub-saharienne (Agence Internationale de l'Energie, 2014), soit plus de la moitié de la demande totale primaire en énergie. Elle demeure essentiellement utilisée pour des besoins domestiques tels que la cuisson des aliments. Ces ménages sont exclus de l'accès à l'électricité. Cette demande non marchande représente 580 millions de personnes et 310 térawattheures de consommation d'électricité potentielle (Bazilian, 2012).

Cette fragmentation de la demande coïncide avec de nombreux bouleversements observés au niveau de l'ensemble du système énergétique : l'offre on-grid se retrouve ainsi concurrencée par des solutions de production d'électricité dites décentralisées correspondant à l'émergence des systèmes mini-grid et off-grid.

Même si ces technologies représentent une avancée considérable par rapport aux moyens conventionnels de production d'électricité, elles demeurent inaccessibles pour un grand

nombre de ménages, en particulier dans les zones rurales, car leur service énergétique rendu utilisateur final demeure infime.

Cet article s'intéresse donc aux dynamiques portées par la demande dans un contexte où l'essor des énergies renouvelables (solaire, petite hydraulique, éolien, bioénergies) dans la production d'électricité rend possible des solutions décentralisées, économiquement et techniquement inaccessibles jusqu'ici et contribuant à dynamiser en retour la demande avec un effet de rétroaction sur l'organisation de l'offre.

L'article se base sur une approche d'économie industrielle, à partir d'exemples historicisés, à l'échelle des pays de l'Afrique Sub-Saharienne. Il est organisé de la manière suivante. **La Section 2** présente les apports et les limites du modèle d'offre centralisé d'intégration verticale qui a dominé le secteur de l'électricité dans les pays de l'Afrique Sub-saharienne entre les années 1945 à 1990. **La Section 3** fait intervenir, à partir des années 1990, au niveau de l'offre, deux mutations importantes totalement indépendantes. La première est associée à l'introduction de nouveaux entrants (producteurs privés indépendants ou IPP), dont le but est clairement d'établir une concurrence pour le marché. La seconde correspond à l'introduction du mini-grid, constituant, dans un contexte de chute drastique des coûts, une alternative aux moyens de production d'électricité conventionnels. L'émergence de solutions décentralisées conduit à une première dynamique de la demande hors « on-grid », favorisant ainsi son développement. **La Section 4** s'attache à contextualiser, depuis le début des années 2000, l'émergence de nouvelles formes d'offre off-grid, en lien avec l'éloignement de certaines populations rurales, contribuant à une deuxième dynamique observée au niveau de la demande. Enfin, **la Section 5** fait état d'un ensemble de propositions théoriques, illustrant l'ensemble des dynamiques de la demande non satisfaite et les mutations des formes d'offre qu'elles engendrent, mettant en parallèle les fonctions de demande et les contraintes de capacités des différents réseaux.

SECTION 2. DE 1950 A 1990, LA MISE EN PLACE DU MONOPOLE VERTICALEMENT INTEGRE DANS L'OBJECTIF DE L'ACCES ON-GRID DES ZONES URBAINES A L'ELECTRICITE.

De par leurs caractéristiques intrinsèques, les industries de réseaux font l'objet d'un monopole naturel (Chevalier, 1995). En Afrique Sub-Saharienne, l'électricité fut majoritairement distribuée au moyen de réseaux centralisés on-grid. Les industries des réseaux électriques se sont organisées autour d'une organisation verticale, intégrant production/transport/distribution/vente d'électricité au sein d'une même entité (Percebois & Girod, 1998 ; Percebois & Hansen, 2010). A l'heure actuelle, ce modèle continue à être extrêmement représentatif, puisqu'il la moitié des pays en Afrique Sub-Saharienne conserve une structure du marché de l'électricité équivalente (Eberhard & al, 2014).

Développés dans les années 1950, ces choix d'organisation furent dictés par les anciennes métropoles coloniales. Correspondant à une reprise mimétique des formes d'organisation mises en place dans les pays développés, l'intégration verticale a été justifiée par plusieurs arguments, de l'ordre de l'efficacité technico-économique :

- ❖ Le développement de nouvelles capacités de production (Percebois & Girod, 1998) ;
- ❖ Les soutiens étatique et extérieur⁴⁹, nécessaires au développement d'un secteur caractérisé par une forte intensité capitaliste (Varashin, 2002), participant au développement et à l'exploitation de l'ensemble des ressources énergétiques, afin de valoriser certaines activités productives (hydro-électricité favorisant le développement de l'agriculture) ;
- ❖ Les gains réalisés en termes d'économies d'échelles (en raison de la présence d'activités à rendements d'échelle croissants), de coûts de transaction, ou de gamme (Eberhard & al, 2008).

⁴⁹ Fonds publics listés : des fonds intérieurs tels que le FIDES (Fonds d'investissement pour le développement économique et social) ; ou le FAC (Fonds pour l'aide et la coopération) ; mais aussi extérieurs (Fonds européen de développement, Agence des États-Unis pour le développement international (USAID) ou CRID).

2.1. Les caractéristiques économiques de l'organisation verticale en Afrique Sub-Saharienne

L'intégration verticale se résume en trois contributions majeures :

❖ **Elle a permis un accroissement des capacités de production électriques.**

Dans le contexte d'une forte pression démographique des zones urbaines, l'accroissement des capacités de production en électricité fut rendu possible aussi bien en utilisant des ressources énergétiques (pétrole, charbon, diesel) que des centrales importées. (Coquery-Vidrovitch, 2002 ; Varashin, 2002), mais aussi par la mise en valorisation du potentiel hydro-électrique (Coquery-Vidrovitch, 2002).⁵⁰Dans les années 1960, quatre grands barrages furent construits en Afrique Sub-Saharienne : ceux d'Akosombo au Ghana (de 1962 à 1964), de Kainji au Nigéria (à partir de 1969), de Mount Coffee au Libéria, et de Kossou en Côte d'Ivoire (de 1969 à 1971).

Cette augmentation en termes de puissances installées peut être illustrée à travers le tableau suivant (*Tableau 8*) :

Tableau 8. Accroissement en termes de puissances installées et d'énergie produite de quelques parcs de production en Afrique Sub-Saharienne

Pays	Côte d'Ivoire	Cameroun	Gabon	Ghana	Kenya	Madagascar	Sénégal
Monopole d'Etat	Energie Electrique de Côte d'Ivoire (EECI)	Énergie Électrique du Cameroun (ENELCAM) puis Société Nationale d'Electricité du Cameroun (SONEL)	Société d'Énergie et d'Eau du Gabon (SEEG)	Volta River Authority (VRA)	Kenya Electricity Generating Company (KPLC)	Jiro sy rano Malagasy (JIRAMA)	Société Nationale d'Electricité du Sénégal (SENELEC)
MW supplémentaires installés ou GWh d'énergie produite	De 67 à 1750 GWh d'électricité produite entre 1960 et 1980	911 millions de kWh supplémentaires produits, entre 1946 et 1960	20 millions de kWh supplémentaires produits, entre 1946 et 1960	De 476 à 5276 GWh d'électricité produite entre 1978 et 1980. Essentiellement, des unités de production hydro-électriques	De 102 à 466 MW en 1978	98 millions de kWh supplémentaires produits entre 1946 et 1960	110 millions de kWh supplémentaires produits, entre 1946 et 1960
Ventes d'électricité réalisées par les compagnies électriques	Abidjan : 13 millions de kWh (1955) 57 064 533 millions de kWh (1960) (Varashin, 2002)	-	-	-	-	-	Pour la région Dakar-Rufisque-Thiès : 37 millions de kWh (1952)

Sources : Kansara & Walkade (1983) ; Percebois & Girod (1998) ; Saupique (2002) ; Varashin (2002)

❖ Fournir de l'électricité aux principaux centres urbains.

Les foyers urbains ont été prioritairement électrifiés grâce au développement du réseau *on-grid*. (Saupique, 2002) ⁵¹.

Plusieurs axes ont ainsi été retenus :

- Répondre à l'augmentation rapide de la demande des foyers urbains, émanant d'une population coloniale installée sur le territoire (Lappara, 2002 ; Mehyong & Ndong, 2011) ;

Beaucoup de ménages européens utilisaient des appareils ménagers principalement importés d'Europe (ventilateurs, poste TSF, réfrigérateur, lampes). Les efforts d'électrification furent intensifiés pour ces ménages (en Côte Ivoire notamment).⁵² De même, en 1972, à N'Ndjamena (Tchad) deux grandes artères correspondant aux quartiers des colons furent électrifiées.

- Une meilleure qualité de l'électricité ⁵³ ;
- Elle favoriserait l'essor du tissu industriel productif.

Cette priorité donnée à l'électrification urbaine excluait totalement les ruraux de l'accès à l'électricité et la plupart de ménages urbains raccordés sont privilégiés. ⁵⁴

❖ Développer un réseau on-grid pouvant relier au moindre coût les ressources énergétiques à extraire et les lieux de consommation (Saupique, 2002 ; Segreto, 2002).

⁵¹ Une différence notable peut être observée entre la planification centralisée voulue par le Haut-Commissariat de l'Afrique Occidentale Française (AOF) et les méthodes de self-government employés par les Britanniques (Mazrui & Wondji, 1998).

⁵² Voir à ce titre la note de Verteuil, ancien administrateur d'EECI (Energie Electrique de Côte d'Ivoire).

⁵³ La valorisation du potentiel hydro-électrique de Douala (Cameroun) a permis de produire 7700 MWh d'électricité pour l'année 1952.

⁵⁴ Le barrage d'Akosombo (Ghana) fut mis en service dès l'année 1960, favorisant ainsi l'accès des ménages urbains tandis que les ménages ruraux ont attendu 1987 pour avoir un accès que très partiel à l'électricité.

Dans certaines possessions, l'extension des lignes de chemin de fer coïncida avec le développement de l'électrification (Coquery-Vidrovitch, 2002). Les industriels de certaines colonies (bassins miniers) nécessitaient, en effet, des besoins énormes en matière l'accès à l'électricité.⁵⁵

Certains plans, notamment en France, se sont attachés à moderniser les équipements de production du réseau on-grid afin de : favoriser les opérations minières et énergétiques (ii) et d'intégrer économiquement les colonies.

Le développement du réseau on-grid a permis, dès les années 1950, l'exploitation des ressources fossiles (charbon et pétrole au Nigéria et en Afrique du Sud) et minières (aluminium issu du traitement de la bauxite au Ghana, cuivre en Zambie, gisements d'uranium au Niger).

2.2. Les limites de l'intégration verticale

Un large consensus émerge de nos jours soulignant la double inefficacité productive et allocative de l'intégration verticale en Afrique Sub-Saharienne.

Les arguments avancés sont les suivants (Banque Mondiale, 1993 ; Joskow, 1997, Bacon, 1999, Bacon, 2002) :

1. Le non calibrage ainsi que le manque d'investissement dans l'entretien et le développement de nouvelles unités de production.

Intervient tout d'abord un *tarissement du financement domestique*, provenant à la fois de la faiblesse de l'épargne domestique, mais aussi des difficultés financières propres aux compagnies d'électricité renforcées par les comportements de mauvais payer de certains acteurs (en particulier l'Etat lui-même) (Wamukonya, 2003). Ces difficultés se conjuguèrent à des infrastructures énergétiques très souvent surdimensionnées (désignées sous le terme anglo-saxon de « white-elephants ») (Lappara, 2002).⁵⁶

⁵⁵ Particulièrement en Afrique du Sud pour les besoins énergétiques liés aux mines (or et diamant) (Coquery-Vidrovitch, 2002).

⁵⁶ Cas de la centrale hydro-électrique exploitant la rivière Turkwel (au Kenya) dans les années 1980, ou encore du Nigéria, qui de 1945 à 1990, installa 5 GW de capacités de production d'électricité contre une demande domestique équivalente à 2 GW.

Vient ensuite *l'absence de financement extérieur* (Naudé & Krugell, 2007, Wernick & al, 2014), en raison d'une part, du manque de transparence de l'ensemble des pays de l'Afrique Sub-Saharienne (ce manque est indiqué par l'indice de la Fondation Mo Ibrahim) (Mauro, 1995, Tanzi & Davoodi, 2002a) et d'autre part, des défaillances multiples, observées au niveau de la gouvernance (cadre institutionnel et réglementaire, schéma d'exploitation et construction des tarifs).

Ces deux faiblesses ont obligé, par la suite, les compagnies d'électricité à recherche d'autres sources de financement. ⁵⁷ (Wamukonya, 2003).

2. Une non maîtrise de la technologie, symbolisée par la généralisation de l'énergie thermique au détriment bien souvent de la valorisation de la ressource locale.

Cela s'est traduit par d'importantes pertes de réseaux (représentant 20 à 30 % de la production totale d'électricité), des facteurs de charge insuffisants, des gaspillages de ressources importants, et un ralentissement de la productivité (jusqu'à 40 %) faisant suite aux nombreux délestages en matière de production d'électricité et à l'utilisation du back-up (pouvant représenter 50 % de la production totale d'électricité dont le coût estimé entre 0,20 et 0,30 centimes de dollars par kWh d'électricité produite) (Karekezi, 1994 ; Chevalier 1995 ; Plane, 1997 ; Sambo, 2009). Cette non maîtrise a eu pour conséquence de limiter le parc de production qui dans la plupart des pays de l'Afrique Sub-Saharienne n'excède pas les 500 MW.

3. L'état financier du monopole public, soumis à de nombreux déficits, pose question, en vue d'assurer le service électrique.

Les rythmes d'accroissement des taux d'urbanisation ne permettent pas de constituer une masse critique d'utilisateurs finaux payants pour les compagnies d'électricité.

⁵⁷ Cas de l'entreprise Volta River Authority (VRA) (Ghana) (Edjekumhene & al, 2001, Turkson & Wohlgemuth, 2001).

Dès lors, les dettes des compagnies électriques explosèrent, dans un contexte marqué par des crises économiques successives, se traduisant une hausse des taux d'intérêt et une augmentation des prix du pétrole, non pris en compte dans les tarifs pratiqués par ces compagnies.

En 1990, la dette de la compagnie ivoirienne d'électricité (EECI), près de 300 millions de dollars (Banque mondiale, 1996), fut le fruit de multiples défaillances observées au niveau de la non collecte des factures des usagers (70 à 85%) (Banque Mondiale, 1995 ; ANARE, 2005). Pour ces mêmes raisons, le déficit de l'entreprise kenyane KPLC avoisinait 300 millions de dollars de dettes le long des années 1945 à 1990 (Wamukonya, 2003, 2005).

4. L'impossibilité de faire face à une demande émergente émanant des foyers ruraux, tout en améliorant la qualité de l'électricité fournie pour les consommateurs urbains et péri-urbains.

L'offre d'électricité s'est axée sur le développement de l'accès à l'électricité dans les zones urbaines. Entre 1970 et 1990, le taux d'accès urbain en Afrique Sub-Saharienne est passé de 28 à 38% (Turkson & Wohlgemuth, 2001). Toutefois, cette progression notable demeure faible par rapport aux autres pays en voie de développement (Amérique Latine ou Asie du Sud et de l'Est) où les taux d'accès atteints sont bien plus significatifs⁵⁸.

C'est en raison de ces limites que se développèrent, à partir des années 1990, des formes privées d'intervention. Deux innovations apparurent : l'une organisationnelle (producteurs privés) et l'autre, technologique (mini-grids), engendrant de nouvelles dynamiques au niveau de la demande.

⁵⁸ Sur la même période, l'accès urbain progressa de 67% à 82 % en Amérique Latine, de 39 à 53 % en Asie du Sud, et de 51 à 82 % en Asie de l'Est (Turkson & Wohlgemuth, 2001).

SECTION 3. DE 1990 A MI-2000, DEREGULATION ET DUALISATION DE LA DEMANDE

Dans les années 1990, deux mutations fragilisèrent considérablement les formes traditionnelles de l'offre en électricité.

3.1. Un processus de déréglementation uniforme face à plusieurs segments de demande : le cas de la structure en acheteur unique appliquée au secteur de l'électricité

L'introduction des producteurs privés, en charge d'établir une concurrence réelle pour le marché de l'électricité, dans un contexte de déréglementation des industries de réseaux.

- ❖ **Une introduction de nouveaux producteurs, ces derniers étant en capacité d'organiser une véritable concurrence pour le marché.**

Les reprises mimétiques des formes d'organisation empruntées aux pays développés (« unbundling », accès des tiers aux réseaux, séparation verticale et horizontale des réseaux) se sont heurtées aux caractéristiques intrinsèques des secteurs de l'électricité en Afrique Sub-Saharienne, caractérisées par des réseaux non matures et une forte progression de la demande en électricité (Plane, 1996 ; Bacon, 1999 ; Turkson, 2000).⁵⁹

La dérégulation s'est donc limitée à l'introduction de producteurs privés indépendants, dont le but était d'établir une concurrence pour le marché. Les IPP ont été financés pour la plupart par les agences de prêts multilatérales⁶⁰, l'investissement dans ces projets s'étant considérablement accéléré au cours de ces dernières années (Izaguirre, 2000 ; Castellano, 2015 ; Eberhard, 2017).

⁵⁹ Seuls quelques pays de l'Afrique Sub-Saharienne (parmi lesquels on compte le Kenya, l'Ouganda, le Nigéria, et le Ghana) abordent les questions relatives à l'ATR ou à la séparation horizontale ou verticale des réseaux (Bacon & Besant-Jones, 2002).

⁶⁰ La Société Financière Internationale (SFI) rattachée à la Banque mondiale finança environ 1/3 des projets énergétiques privés en Afrique Sub-Saharienne (Hoskote, 1995 ; Eberhard & Gratwick, 2008).

Le marché de l'électricité s'est dès lors articulé autour d'une structure hybride, où se mêle l'opérateur historique, devenu acheteur, et les nouveaux entrants.

L'ensemble de la structure fonctionne sous la forme d'appels d'offre concurrentiels.

Les accords entre les deux parties demeurent régis par des contrats d'achat d'électricité, signés sur le long terme (Banque mondiale, 1993 ; USAID & al, 1994). Plusieurs clauses spécifiques (quantité d'énergie allouée/montant des frais facturés propres au carburant et à l'assurance/force majeure/transfert, résiliation, modification des dispositions légales et du refinancement et des flux de revenu) sont fixées à l'avance afin de garantir une viabilité financière pour l'opérateur historique tout en sécurisant les flux de revenus pour les nouveaux entrants.

Entre 1990 et 2011, ce sont plus de vingt IPP qui furent installés, pour un total de 4 GW de capacités de production installées sur le territoire sub-saharien (Eberhard, 2011b).

De nombreux avantages furent apportés par les IPP :

❖ **Un accroissement du parc de production existant.**

Dans certains cas, les IPP ont même dépassé les capacités production des opérateurs historiques (Karekezi & al, 2002 ; Eberhard & Gratwick, 2008). Au Togo, l'IPP de Lomé (CTL) permit de faire passer de 149 à 249 MW la capacité installée totale du pays, ce dernier fournissant l'équivalent de 67 % de la puissance installée totale du pays, passant de 149 à 249 MW installés. En Ouganda, Bujagali, IPP construit dans les années 1990 augmenta de près 30 % la capacité de production totale (soit 250 MW supplémentaires installés), allant jusqu'à représenter 45 % de la production d'électricité totale pour l'année 2013. Au Kenya, IberAfrica permit de construire une centrale de 109 MW, entre les années 1996 à 2008 (Eberhard & Gratwick, 2008).

Certains IPP utilisent également des énergies renouvelables : hydro-électricité pour la centrale de Bugajali, construite en Ouganda et d'une puissance installée de 250 MW ; géothermie mise en valeur au Kenya grâce à l'IPP Or Power ; éolien à travers deux centrales IPP construites sur le lac de Turkana au Kenya, d'une puissance de 300 MW, et dans la province de Kinangop, pour une tranche équivalente à 60 MW ; biomasse notamment par l'exploitation de la bagasse à l'île Maurice, permettant d'alimenter une centrale IPP de 110 MW). Les

énergies renouvelables demeurent, en effet, largement inexploitées par l'opérateur historique.

Une liste exhaustive des IPP construits est présentée dans le tableau récapitulatif de *l'Annexe 1*.

❖ **Une amélioration de l'accès urbain.**

L'électricité fournie par les IPP a permis d'améliorer considérablement l'accès par le réseau on-grid (Eberhard & al, 2011b).

Cet accès a, en effet, progressé, passant de 23 % entre 1990 et 1995, à 27 % durant les années 1996 à 2000, puis à 30 % dans les années 2000 à 2005.

❖ **Une amélioration de la situation financière de l'opérateur historique.**

Les IPP améliorèrent considérablement les performances technico-économiques de l'opérateur historique, en termes de recouvrement des coûts, d'une meilleure facturation des clients ou de diminution des pertes en réseaux.

En Côte d'Ivoire, par exemple, le taux de collecte des factures d'EECI avoisina les 98 %. De même, en Erythrée, le temps du délestage en matière de production d'électricité baissa à neuf heures après la privatisation du marché (Commission économique des Nations Unies pour l'Afrique, 2006). NamPower, l'entreprise publique namibienne, réduisit, de façon considérable, ses pertes en réseau de transport et de distribution d'électricité qui passèrent de 14 % en 1998, à 8 % pour l'année 2004 (Commission économique des Nations Unies pour l'Afrique, 2006). SENELEC (Sénégal) augmenta ses ventes de 5,7 %, (Commission économique des Nations Unies pour l'Afrique, 2006).

❖ **Les IPP renouvelables sont compétitifs par rapport aux moyens de production thermiques des opérateurs historiques.**

En témoigne plusieurs exemples. L'IPP hydro-électrique de Bugajali (250 MW en Ouganda) produisit de l'électricité à un coût de 10 centimes de dollars US le kWh soit bien inférieur aux moyens thermiques utilisés par l'opérateur historique (entre 24 et 27 centimes de dollars US).

De même, le coût de l'électricité produit par l'IPP géothermique OrPower (Kenya) fut évalué à 9 centimes de dollars US le kWh, bien en deçà du coût des installations thermiques (20 et 33 centimes de dollars US par kWh).

Cependant, les IPP présentent un certain nombre d'inconvénients :

❖ **Une concentration trop importante d'IPP, ciblant certains pays en Afrique Sub-Saharienne.**

En particulier l'Afrique du Sud, qui concentra en l'espace de quatre ans, près de 6327 MW de production indépendante (Eberhard, 2014 ; Eberhard & al, 2016).

Grâce à un système d'enchères sur les énergies renouvelables avantageux, le coût des énergies renouvelables diminua, de 46 % pour l'éolien et de 71 % pour le solaire (Eberhard & Kåberger, 2016 ; REN21, 2016).

Pour le reste de l'Afrique Sub-Saharienne, seuls 21 projets énergétiques indépendants furent appuyés, représentant un investissement total de moins de deux milliards de dollars (Izaguirre, 1998). Les programmes de rachat de l'électricité garantis au Kenya ou en Ouganda ne sont pas aussi avantageux (BNEF & al, 2014).

❖ **Les centrales IPP continuent largement à utiliser l'énergie thermique, délaissant un pan entier de la ressource renouvelable à exploiter.**

En 2014, 82 % des IPP fonctionnaient à l'aide de l'énergie thermique (fioul lourd et gaz) (Karekezi & Kimani, 2005).⁶¹

Très peu de centrales IPP se sont exclusivement basées sur des énergies renouvelables. Elles étaient, par exemple, moins de 5 %, en 1998, à utiliser l'énergie hydraulique. Les IPP thermiques ont grandement renforcé la non maîtrise technologique. Pour preuve, seuls 41 % d'entre eux étaient effectivement opérationnels en 2001 (Karekezi & Kimani, 2005).

⁶¹ Cette tendance est amenée à se poursuivre en raison du développement des centrales à cycle combiné à gaz (CCGT).

Les IPP sont sujets aux variations du prix du fioul. Dans les 1990 à mi-2000, ce prix était supérieur à 40 \$, détériorant considérablement leur compétitivité économique (Ormat, 2009).

Enfin, la trop forte dépendance à l'égard de l'énergie thermique a engendré, d'un point de vue organisationnel, des transactions souvent longues et coûteuses entre les différents acteurs (Agence Française de Développement, 2012).

❖ **La structure en acheteur reste confrontée à de multiples problèmes organisationnels.**

Notamment en ce qui concerne des retards pris dans certains projets (IPP de GTI Dakar et de Kounoune I de Bui Hydro au Ghana, de Bugajali en Ouganda, et de Centrale Thermique de Lomé, situé au Togo.) conduisant à des changements notables par rapport aux clauses de contrats fixés (IPP d'AES Barge, Okpai, au Nigéria, et Independent Power Tanzania Limited (IPTL), Songas, en Tanzanie).

Les problèmes organisationnels, liés à l'attribution de clauses de contrats trop avantageuses, sont également à souligner. Plusieurs IPP furent accusés, en effet, de gonfler artificiellement leurs coûts (IberAfrica, IPP s'étant implantée au Kenya). Plusieurs opérateurs historiques furent ainsi obligés de renégocier leurs contrats. Des renégociations furent introduites, notamment au sujet de la redevance finale de capacité (cas des IPP Power 4 et Songas au Kenya, ou d'AES au Nigéria).

L'implantation des IPP fut limitée, enfin, par le manque de transparence, environnant l'ensemble des pays de l'Afrique Sub-Saharienne. Il faut dire que plusieurs IPP ont été très souvent négociés à la hâte, dans des contextes de crises graves (à partir des années 1990). Plusieurs appels d'offre concurrentiels ont même été annulés (Eberhard & al, 2008).

❖ **Les IPP ciblent les niches de consommation urbaines, délaissant de fait une grande partie de la demande rurale.**

En Afrique, les centrales IPP s'installent le plus souvent à proximité du réseau on-grid, trouvant ainsi une masse critique d'utilisateurs urbains, mais délaissant une grande partie de la demande rurale.

L'introduction des producteurs privés fut accompagnée d'une seconde mutation affectant l'offre d'électricité dans l'ensemble des pays de l'Afrique Sub-Saharienne. Les mini-réseaux font apparaître une première dynamique au niveau de la demande, leur développement restant à placer dans un contexte marqué par l'augmentation des prix du fioul ainsi que par la baisse tendancielle du coût des énergies renouvelables.

3.2. Une première dynamique observée au niveau de la demande : le cas des mini-grids appliqués aux pays de l'Afrique Sub-saharienne

- ❖ **Une innovation technologique, basée sur les nouveaux systèmes introduits de mini-grids, plus décentralisés, offrant une option alternative à celle des moyens de production conventionnels connectés au réseau on-grid.**

Les mini-grids peuvent être associés soit (i) à une production locale thermique (ii) soit à une production hybride, incluant les énergies renouvelables, dans le cas où la ressource est disponible et en fonction des localités ayant des niveaux de demande extrêmement différents.

Les mini-réseaux présentent un certain nombre d'avantages :

- ❖ **Du fait de l'incomplétude de l'offre, les mini-grids s'implantent en Afrique Sub-Saharienne, se basant essentiellement sur des sources d'énergie renouvelables.**

Par rapport aux solutions dites en réseau, le mini-grid renouvelable constitue une option indéniable en vue de l'électrification décentralisée rurale. Les évolutions technologiques imputées aux mini-grids entraînent des bouleversements au niveau des cadres organisationnels et contractuels des projets futurs (Agence Française de Développement, 2012). Il faut à présent prendre en considération l'autoproduction industrielle, pour les besoins propres, et la revente de l'excédent d'électricité produite à un tarif fixé. La production d'énergie, assurée désormais par de petits producteurs d'électricité indépendants, implique de fixer les modalités du tarif d'achat de l'électricité (Agence Française de Développement, 2012).

❖ **Le développement des mini-réseaux fut favorisé par la baisse du coût des énergies renouvelables et par la hausse des prix du pétrole.**

Le photovoltaïque connaît des baisses de coût de production importantes (concernant ses principaux composants solaires comme le module, l'onduleur ou le câblage), le rendant compétitif (Agence Française de Développement, 2012), ce développement étant d'autant plus favorisé par la montée des prix du pétrole importé.

La technologie est, en outre, modulable dans des configurations hybrides, mêlant les technologies diesel et énergies renouvelables. Le diesel n'est donc plus exclusivement utilisé comme moyen de production conventionnel simple ou comme moyen de secours (IRENA, 2016a).

Plusieurs mini-grids de ce type ont ainsi vu le jour, se substituant aux centrales diesel connectées au réseau principal on-grid. Citons, en exemple, l'Afrique du Sud, le Soudan, le Kenya, le Nigéria et le Sénégal.

En Afrique Sub-Saharienne, on ne dénombre pas moins de 19,7 MW de capacités installées, fonctionnant sous la forme d'un couplage mini-grid entre le diesel et le renouvelable (IRENA, 2016a).

Les mini-réseaux deviennent progressivement compétitifs. Au début des années 2000, on estime que leur coût était compris entre 1.9 et 5.9 dollars US par kilowatt d'électricité produite (pour un système de référence équivalent à 200 kW) tandis que le coût d'un système hybride était évalué entre 2,5 et 10,9 dollars US par watt produit (IRENA, 2017).

❖ **Le développement rapide des mini-grids renouvelables s'explique par des soutiens multiples à l'ensemble de la filière.**

Le développement des mini-grids renouvelables reste imputable aux multiples programmes d'aide mis en place dans de nombreux pays de l'Afrique Sub-Saharienne et s'articulant autour de subventions allouées en faveur de l'émergence de tels systèmes.

On peut citer l'exemple des quelques 150 mini-réseaux hybrides installés sur le territoire malien par l'Agence Malienne pour le développement de l'énergie domestique et de l'électrification rurale mais aussi le rôle de l'Agence Sénégalaise d'Electrification Rurale).

De même, plus de 200 mini-réseaux renouvelables sont détenus et exploités par des sociétés communautaires de consommation, que l'on désigne sous l'acronyme anglo-saxon VECS (Village-Electricity-Consumer-Societies).

Cette politique de subventions reste inévitable. Elle peut s'accompagner de subventions croisées, quand les mini-réseaux qui sont mis en place incluent de petits ensembles urbains ou de gros villages dans lesquels l'activité économique se concentre (vallée de Sava à Madagascar).

- ❖ **Les mini-grids, qui introduisent une mutation au niveau de l'offre, contribuent à dynamiser la demande en électricité de certains ménages, notamment les consommateurs ruraux.**

De par leur caractère décentralisé, ces options technologiques sont en adéquation avec les caractéristiques inhérentes aux demandes rurales.

En Afrique Sub-Saharienne, les demandes rurales sont faibles, caractérisées par des besoins énergétiques regroupés principalement autour de l'éclairage (Agence Française de Développement, 2012).

La consommation est caractérisée par une pointe extrêmement importante le soir (3 à 4 fois supérieure à celle du matin) tandis que la base de jour reste très faible. La mise en valeur de cette demande est indispensable afin de garantir la rentabilité des systèmes de production décentralisés et de mieux rentabiliser les investissements (éviter des taux d'utilisation faibles) dans un contexte où la demande rurale sature à cause de taux de connexion très faibles (Agence Française de Développement, 2012).

La demande unitaire des foyers ruraux ne peut augmenter qu'à l'aide d'équipements électroménagers adéquats, ce qui suppose un accroissement de leurs revenus propres. La dynamique autour de la demande s'entretient avec l'augmentation progressive des usages productifs et commerciaux de l'électricité, ceci allant de pair avec l'augmentation des revenus des populations rurales et garantissant la rentabilité des programmes d'électrification rurale.

Le développement des mini-grids demeure, toutefois, entravé par certaines limites.

- ❖ **Les mini-grids restent sujet au coût de l'intermittence des énergies renouvelables.**

L'intermittence pose la question du nécessaire calibrage de la production par rapport à la demande, afin d'éviter une sous-utilisation de l'équipement et une augmentation du coût du kWh. L'un des principaux problèmes des mini-grids solaires réside dans le fait que la production est nécessairement diurne, alors que dans les localités rurales, la demande est très souvent nocturne. Se faisant, les technologies développées sont nécessairement obligées d'utiliser le stockage de l'électricité en batteries, coûteux par nature.

Lorsqu'il s'agit de mini-réseaux renouvelables, le coût de l'intermittence est parfois tel que certains clients notamment situés dans des zones rurales et péri-urbaines décident, pour garantir leur accès à l'électricité, de passer par le on-grid.

En témoigne l'exemple du Sri Lanka, où l'accès à l'électricité par les mini-réseaux renouvelables développés et gérés par les VECS (Village-Electricity-Consumer-Societies) demeure extrêmement cher par rapport à la compagnie nationale CEB (Ceylan-Electricity-Board) (Tenenbaum & al, 2015).

L'offre d'électricité proposée par la société nationale CEB est plus intéressante car elle est de meilleure qualité et fiable (Tenenbaum & al, 2015). Les ménages ruraux et péri-urbains font, par ailleurs, la comparaison entre le tarif de première nécessité proposé par l'entreprise nationale, de l'ordre de 2.5 à 3 centimes de dollars par kWh, et le prix pratiqué aux clients des mini-réseaux, estimé à 25 centimes de dollars par kWh d'électricité produite.

❖ **Le coût inhérent au mini-grid reste prohibitif pour les populations rurales, compte tenu de la faiblesse des services énergétiques proposés.**

Pour un mini-grid solaire, les coûts liés principalement au changement de la batterie et au remplacement du module photovoltaïque, demeurent inaccessibles pour une grande partie des communautés rurales.⁶²

Il faut rappeler que les mini-réseaux existants demeurent souvent associés à de petits réseaux de distribution de moins de 11 kilovolts (KV) qui ne fournissent, en effet, qu'une électricité aux moyens

⁶² Une décomposition typique des coûts est telle que, pour un mini-réseau solaire, on a un coût total de : 27 % pour la batterie, 20 % pour le module photovoltaïque solaire, 7 % pour l'ondulateur, 5 % pour le câblage et 4 % pour le montage et le soutirage de l'électricité (IRENA, 2018).

de puissances installées réduites, de l'ordre de 8 à 10 MW (Tenenbaum & al, 2014). En dépit d'exemples notables, témoignant de la possibilité de développer des mini-grids d'une importance plus grande, tels que les systèmes photovoltaïques reliés à des activités industrielles mis en place dans la mine Deep-South, en Afrique du Sud, les services énergétiques, proposés par ces systèmes, restent extrêmement limités (en raison de la faible production d'énergie fonctionnant en intermittence) (Tenenbaum & al, 2014).

❖ **Le mini-grid reste en compétition avec les moyens de production thermiques développés sur le réseau.**

Dans plusieurs cas de figure, les mini-grids renouvelables s'avèrent extrêmement coûteux. En Ouganda, par exemple, les mini-réseaux renouvelables produisent actuellement une électricité à un coût estimé à 16,4 dollars US par kWh (Tenenbaum & al, 2014).

Les tarifs proposés aux clients résidentiels sont actuellement de 0,50 centimes de dollars par kWh d'électricité produite, ce qui est deux à trois supérieur au prix pratiqué par les sociétés nationales d'électricité aux consommateurs bénéficiant de la tranche sociale. Les mini-réseaux renouvelables créent de fortes différenciations tarifaires, au point que les technologies décentralisées finissent par être raccordées au réseau national dans le but d'éliminer la grande disparité tarifaire existant entre les clients desservis par la société nationale et ceux alimentés par les mini-grids (Tenenbaum & al, 2014).

L'apparition du off-grid dans les années 2000 conduit à une nouvelle dynamique de la demande, ces solutions visant particulièrement les populations rurales jusqu'à alors exclues des principaux réseaux et des mini-grids.

SECTION 4. ETAT DES FORMES D'OFFRE AU DEBUT DES ANNEES 2000 : VERS L'EMERGENCE DE NOUVELLES D'OFFRE DECENTRALISEES EN OFF-GRID.

4.1. L'adéquation du marché aux nouvelles formes décentralisées de production d'électricité off-grid

- ❖ **De par son adaptabilité, l'off-grid couvre une partie de la demande rurale, en utilisant pleinement le potentiel offert par les énergies renouvelables.**

Dans les années 2000, le off-grid fit son apparition, obligeant les pouvoirs publics à considérer d'autres modèles d'agence institutionnels (Ackermann & al, 2001).

Selon l'Agence internationale de l'énergie, 60% de l'accès à l'électricité futur passera par la mise en place de tels systèmes décentralisés off-grid (IEA, 2010 ; Mandelli & al, 2016).

Le premier avantage du off-grid est qu'il vise essentiellement à satisfaire une demande rurale, jusqu'alors totalement insatisfaite. Plus précisément, il permet de monétariser un consentement à payer déjà existant mais qui ne passait pas par les solutions dites en réseau.

Plusieurs études ont mis en exergue le fait que le prix payé par cette population non connectée est beaucoup plus élevé que celui du réseau, soit 10 dollars par habitant et par mois (Agence Internationale de l'Energie, 2012 & 2014).

C'est grâce aux systèmes solaires domestiques (désignés sous le terme anglo-saxon de Solar-Home-Systems)⁶³ que le off-grid s'implante dans les zones rurales. Ces systèmes originaux ont pour base des entreprises locales, désirant investir dans l'électrification rurale. En termes d'offre, ces technologies apparaissent plus flexibles, utilisant de petites unités solaires domestiques d'une puissance comprise entre 20 et 100 watts.

En termes de demande, l'off-grid vise à satisfaire les besoins énergétiques des ménages ruraux en leur fournissant une recharge pour leurs téléphones mobiles et de l'éclairage. Baurzhan & Jenkins (2016) montrent que, sous certaines conditions, les systèmes solaires domestiques permettraient, à un ménage composé de cinq personnes, d'économiser l'équivalent de 31,2 dollars US par an, si ce dernier possédait un téléphone portable, 62,4 dollars US s'il en possédait deux, et 93,6 dollars US s'il en avait trois (Baurzhan & Jenkins, 2016).

⁶³ Le Kenya, l'Afrique du Sud, le Zimbabwe et la Tanzanie sont considérés comme des pays en pointe dans le développement du off-grid solaire (IRENA, 2015b). Ils ont développé respectivement 320 000, 150 000, 113 000 et 65 000 systèmes solaires domestiques (IRENA, 2015b).

❖ **Le off-grid solaire devient compétitif par rapport à la baisse souvent drastique du coût de des composants des modules photovoltaïques,**

En 2016, les installations solaires off-grid ont produit de l'électricité à un coût de 0,83 dollars US le kWh (prenant comme référence un taux d'actualisation de 10 % en 2016) (Baurzhan & Jenkins, 2016 ; Quansah, 2016).

On distingue deux catégories de réduction selon les puissances installées.

Pour les systèmes d'une puissance installée de 1 kW ou plus, les opportunités de réduction des coûts se ciblent autour du module photovoltaïque (14,5 à 17,5 %), des batteries (11 à 21 %), des contrôleurs de charge d'électricité (de 11 à 22 %), ainsi que d'autres matériels utilisés (entre 29 et 36 %).

Pour les systèmes de moins de 1 kW, les coûts totaux d'installation varient de 20 dollars US (pour un système décentralisé de seulement 20 W) à 1270 dollars US pour un système de 100 W. En raison de la petite taille de l'installation off-grid solaire, le principal coût demeure le remplacement de la batterie, qui oscille entre 56 et 214 dollars par an. Ce coût chute drastiquement. Les systèmes solaires domestiques actuels se basent à présent sur des batteries de type deep-cycle-lead-acid et une nouvelle génération de batteries de type lithium-ion va faire très prochainement son apparition sur le marché (IRENA, 2016), rendant d'autant plus compétitifs de tels systèmes.⁶⁴

❖ **Le off-grid est compétitif face aux lampes à kérosène, permettant une redynamisation de la fonction de demande pour les ménages ruraux.**

La compétitivité des installations solaires off-grid est à regarder en termes de services énergétiques délivrés aux ménages.

⁶⁴ Le coût moyen d'un système solaire domestique d'une puissance installée de 1 kW est d'environ 2 dollars par ampère-heure (Ah) et ce pour des capacités de stockage oscillant entre 20 et 220 Ah. Les coûts des batteries varient donc énormément, dans une échelle comprise entre 2.1 et 6.8 dollars par watt produit (IRENA, 2016).

Actuellement, les dépenses des ménages n'ayant pas accès au réseau on-grid sont estimées entre 84 et 270 dollars US par an pour des besoins liés à l'éclairage et à la recharge des téléphones mobiles (BNEF, Lighting Global, Banque Mondiale & al, 2016, & IRENA, 2016).

Les systèmes solaires domestiques de très petite taille restent tout à fait abordables par rapport aux solutions traditionnelles utilisées pour l'éclairage comme les bougies, les lampes fonctionnant à l'aide du kérosène et autres torches à piles.

Le coût d'une installation off-grid solaire est évalué en 2016 à 51 dollars US, ce qui représente en moyenne 2,3 % du revenu des ménages. En comparaison, les dépenses réalisées par les ménages ruraux, notamment pour l'achat de lampes à kérosène utilisées par les foyers ruraux pour l'éclairage. Ces dernières sont de 56 dollars, soit l'équivalent de 2,6 % du revenu mensuel d'un ménage.

Le off-grid demeure compétitif face aux lampes à kérosène car il offre une qualité supérieure en termes d'éclairage. On estime, par exemple, qu'une lumière LED (light-emitting-diod) *d'une puissance installée de 2 Watts produit l'équivalent de 380 à 400* une lumière LED de 2 W produira environ 380-400 lumens de lumière, contre 8 à 40 lumens pour les lampes fonctionnant au kérosène.

4.2. Les limites du off-grid

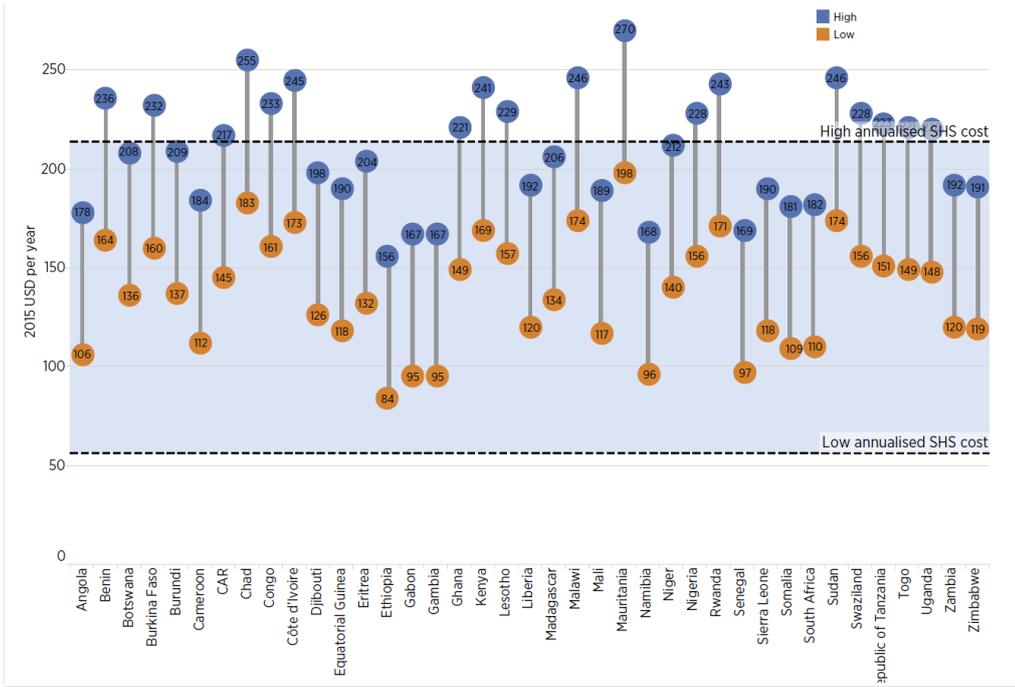
❖ Il demeure coûteux pour une grande partie de la population rurale.

Trois quarts des individus vivant sous le seuil de pauvreté résident dans des zones rurales (Eberhard, 2014). Les dépenses annuelles de ces ménages pour l'énergie ne dépassent pas souvent les 2 dollars US par mois. En conséquence, une installation solaire off-grid reste

extrêmement coûteuse (Karekezi & Kithyoma, 2002), représentant l'équivalent de 100% à 200% du revenu annuel moyen d'un foyer rural (Karekezi, 2005 ; Agence Internationale de l'Énergie, 2014).

Malgré une tendance générale à la baisse des coûts des installations solaires, ces dernières représentent, à l'heure actuelle, une part importante du budget total des ménages (les estimations varient de 22 à 61 %).

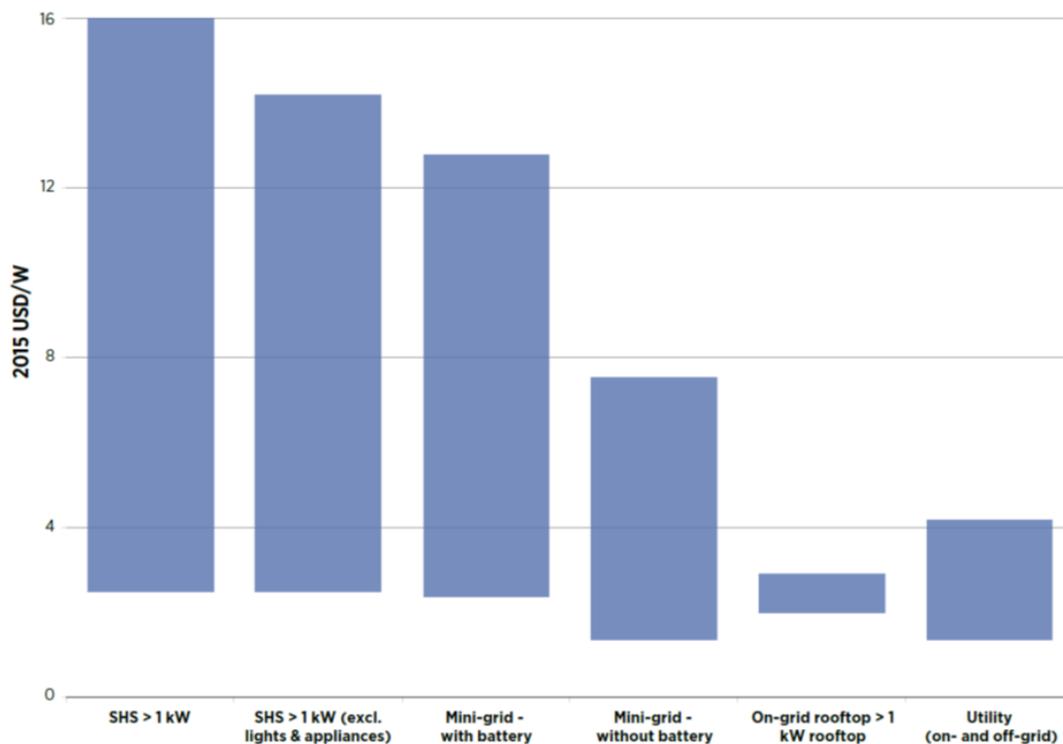
Graphique 12. Comparaison entre les dépenses annuelles d'un ménage africain et les coûts d'un système solaire domestique (de moins de 1 kW) (2015)



Source : IRENA, (2016)

Note : La bande bleue représente la gamme des coûts annualisés d'un système solaire résidentiel (SHS), tandis que les cercles représentent les dépenses annuelles élevées et faibles des ménages hors réseau pour l'éclairage (kérosène, batteries, bougies) et la recharge des téléphones mobiles.

Graphique 13. Coût des systèmes solaires résidentiels en Afrique Sub-Saharienne (sur la période 2009-2016)



Source : IRENA, (2016a)

La diminution du coût inhérent aux technologies solaires off-grid n'est donc pas suffisamment importante.

Baurzhan & Jenkins (2016) confirment cette hypothèse en analysant l'énergie solaire implantée en Afrique Sub-Saharienne. En reprenant leurs calculs sur le LCOE des technologies solaires off-grid (0,83 dollars US par KWh d'énergie produite), et en considérant un taux annuel de diminution des coûts des modules solaires photovoltaïques, de respectivement 4% et 7,67%, les auteurs aboutissent au résultat qu'il faudrait entre neuf et dix-sept années pour les systèmes solaires résidentiels puissent être compétitif face aux centrales diesel conventionnelles.

❖ **L'off-grid reste soumis à la concurrence des moyens de production thermiques.**

Dans les scénarios prospectifs, le rôle des solutions décentralisées off-grid dans l'accès à l'électricité demeure prédominant (Agence Internationale de l'Energie, 2014 & 2017b). A l'horizon de l'année 2030, les coûts de ces technologies continuent de chuter drastiquement (Agence Internationale de l'Energie, 2014 & 2017b).

Toutefois, et ce en raison de leur coûts initiaux très élevés, les solutions off-grid restent en concurrence avec les solutions thermiques on-grid, bien souvent adossées à des générateurs diesel. Le diesel et l'essence sont des produits demeurant subventionnés dans plusieurs pays producteurs et exportateurs de pétrole de l'Afrique Sub-Saharienne (Nigéria, Angola, Gabon).

La faiblesse des coûts liés au carburant reste donc un attrait pour le consommateur final qui dans un contexte de bas prix de pétrole peut privilégier des solutions thermiques aux technologies décentralisés à base d'énergie renouvelable (Agence Internationale de l'Energie, 2014 & 2017b).

❖ **Les solutions off-grid restent caractérisées par la faiblesse des services énergétiques délivrés aux populations et au problème relatif à l'intermittence.**

Les solutions off-grid solaires (lanternes pico-solaires, systèmes solaires domestiques) ont des puissances installées faibles (oscillant entre moins de 3 watts et 2 kW).

Idéales dans la mesure où elles permettent l'accès à l'électricité de personnes éloignées du réseau principal, ces solutions restent toutefois limitées en termes de services énergétiques délivrés aux consommateurs finaux (Agence Internationale de l'Energie, 2014).

Cet argument s'avère pertinent en particulier pour les kits solaires (Agence Française de Développement, 2012). En dépit de la chute de leurs prix de 50 % en l'espace de quinze années, ces derniers, se limitant à des systèmes équivalents à 50 Watts crête, se limitent à des besoins de l'éclairage, la téléphonie et l'audiovisuel, et ce pour une durée limitée (environ 3 à 6 heures par jour pour les systèmes les plus puissants). Par conséquent, les populations rurales et péri-urbaines ne peuvent avoir un accès au service électrique de puissance avec de tels systèmes décentralisés off-grid (Agence Française de Développement, 2012), ce qui de fait re-légitime l'accès par le réseau on-grid.

En Afrique Sub-Saharienne, le système énergétique reste caractérisé par des mutations de l'offre en électricité. Partant d'une offre centralisée défailante, les solutions de production s'orientent vers des technologies plus décentralisées (mini-grid et off-grid) qui restent cependant coûteuses et limitées (citons le verrouillage de l'offre off-grid par certains

promoteurs). Les différentes mutations sont le fruit de dynamiques suscitées au niveau des demandes en électricité.

En effet, plusieurs demandes coexistent dans les pays de l'Afrique Sub-Saharienne, l'ensemble du réseau électrique s'articulant autour du prix de référence de l'on-grid. L'ensemble de ces mouvements est illustré à travers des propositions théoriques montrant les dynamiques de la demande non satisfaite et leur impact sur les mutations des formes d'offre de production d'électricité.

SECTION 5. LES DYNAMIQUES DE LA DEMANDE NON SATISFAITE ET LEURS CONSEQUENCES SUR LES MUTATIONS DES FORMES D'OFFRE OBSERVEES DANS LA PRODUCTION D'ELECTRICITE.

Les apparitions faisant suite au développement du mini-grid dans les années 1990 et du off-grid dans les années 2000 ont entraîné plusieurs dynamiques au niveau de la fonction de demande. Nous nous proposons de les analyser au travers de plusieurs propositions théoriques mettant en évidence :

Proposition n°1. Deux limites propres au monopole naturel qui sont le comportement de passager clandestin et le coût du back-up, une étant internalisée, l'autre non,

Proposition n°2. Des dynamiques au niveau de l'offre, où des solutions décentralisées apparaissent en réponse aux défaillances de l'offre centralisée on-grid et deviennent compétitives (technologies décentralisées à base d'énergies renouvelables) par rapport aux moyens conventionnels de production mais sous certaines conditions,

Proposition n°3. Des dynamiques de demande en fonction de leurs natures (qu'elles soient on-grid, mini-grid, off-grid),

Proposition n°4. La prise en compte de l'ensemble de ces dynamiques dans le déplacement en toile d'araignée (Cobb-Web) de l'ensemble du réseau électrique, en enroulant la demande autour d'un nouveau prix d'équilibre.

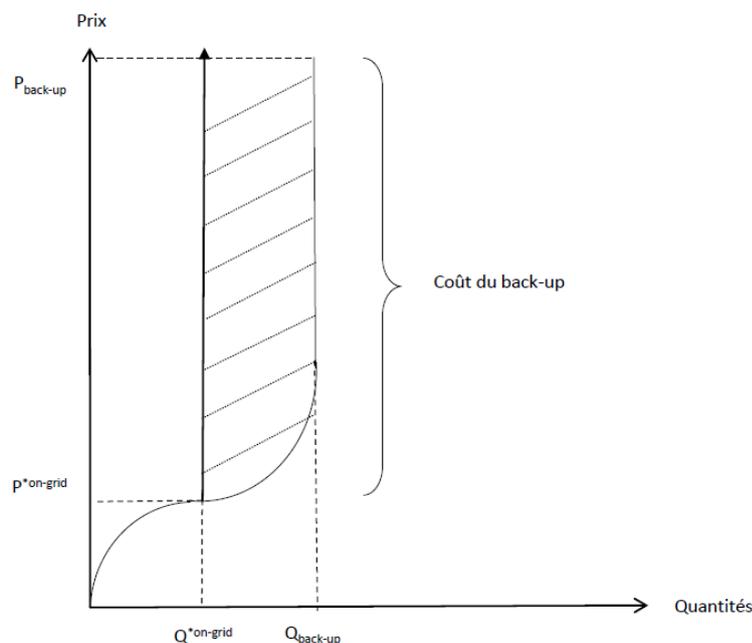
Proposition n°1. Illustration de la défaillance inhérente au monopole naturel

Le monopole naturel dessert, en utilisant ses moyens de production conventionnels, la demande qui s'adresse à lui. L'intérêt du monopole naturel est de pouvoir augmenter le nombre de bénéficiaires sans rationnement en étalant les coûts entre des consommateurs toujours plus nombreux. Dans le cas de l'Afrique Sub-Saharienne, ce principe est confronté à une première limite, représentée par les consommateurs ne payant pas le prix du service, c'est-à-dire adoptant un comportement de passager clandestin sur le réseau. Cette limite peut être internalisée par le monopole naturel.

En revanche, le monopole naturel fait face à une seconde limite qui quant à elle n'est pas internalisée. Ses défaillances techniques sont à l'origine d'une distribution discontinue de l'électricité. Pour y faire face, le monopole naturel est conduit à mettre en place une offre exceptionnelle, dite de back-up.

L'augmentation de la demande on-grid conduit à un déplacement de la courbe d'offre, faisant apparaître le coût du back-up. Au sein de l'équilibre offre-demande, les deux principales limites du monopole naturel se résument à, d'une part, la demande passant par un mécanisme de passager clandestin, et d'autre part, la demande insatisfaite, et non couverte par le réseau principal on-grid.

Graphique 14. Le coût du back-up



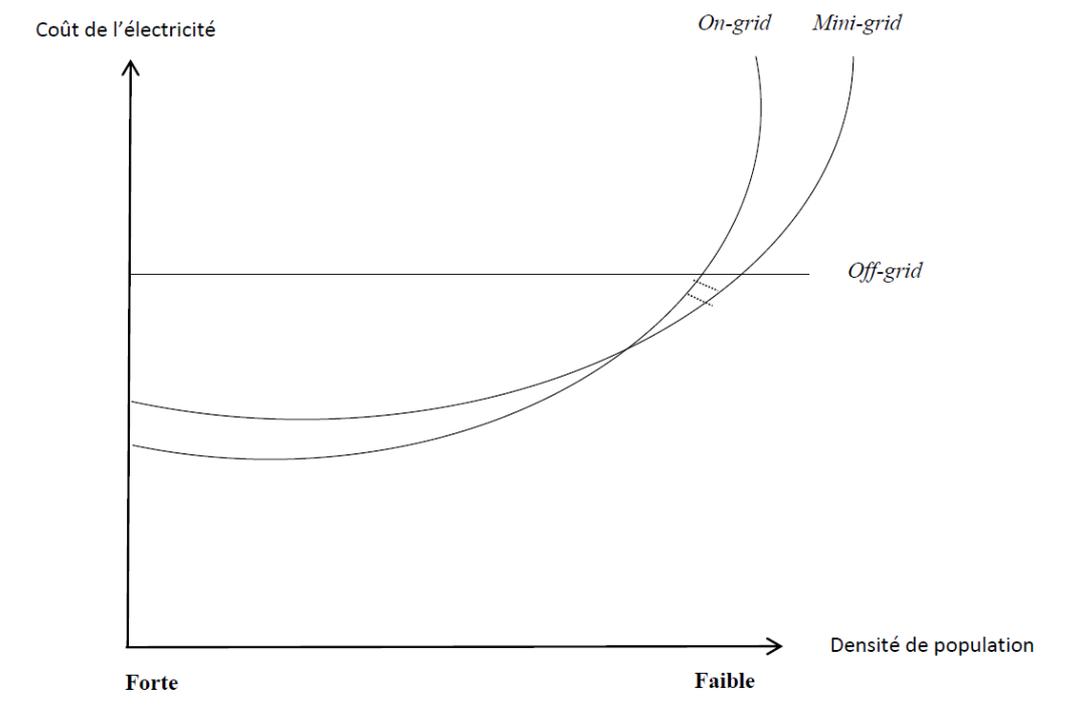
L'équilibre du réseau on-grid se situe au point ($P^{*on-grid}$; $Q^{*on-grid}$). Le coût du back-up est extrêmement prohibitif (Partie hachurée en noir avec $P_{back-up}$ élevé). Il illustre l'incapacité du monopole naturel à résoudre la défaillance observée au niveau du réseau on-grid. Faisant suite à la pression de la demande, de nouvelles solutions de production décentralisées mini-grid et off-grid apparaissent en tentant de concurrencer les moyens de production conventionnels on-grid.

Proposition n°2. Les formes décentralisées de l'offre et leur adéquation avec les différents réseaux (on-grid, mini-grid, et off-grid).

En Afrique Sub-Saharienne, en raison des défaillances du réseau on-grid et d'une importante demande non satisfaite, en particulier en zone rurale, de nouvelles formes d'offres décentralisées ont fait leur apparition, encouragée notamment par les progrès technologiques réalisés sur les énergies renouvelables.

Ces deux technologies ne sont cependant pas matures. Le mini-grid reste concurrencé sur courte distance par le on-grid, et sur longue distance par l'off-grid.

Graphique 15. Comparatifs en termes de coûts entre le on-grid, le mini-grid, et off-grid

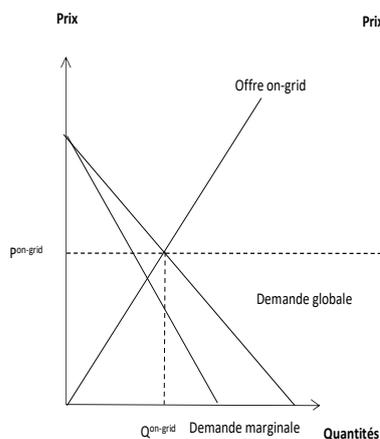


On suppose que les élasticités prix-demande sont identiques pour chaque réseau pour une quantité demandée. Pour le off-grid, le coût du kit solaire est équivalent au coût de l'électricité, l'off-grid est représenté par une droite verticale.

Les mini-grids sont plus rentables notamment dans les communautés de densité moyennement éloignées du réseau on-grid, où le prix de détail de l'électricité provenant du réseau national est élevé, et dans les zones où l'approvisionnement en énergies renouvelables est fiable (zone hachurée en noir). Les mini-grids sont les plus rentables pour les applications nécessitant des quantités moyennes d'électricité.

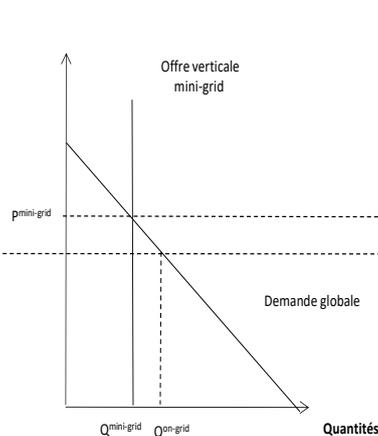
En revanche, pour les fortes densités de population, ou pour les habitations très éloignées, le on-grid et le off-grid restent davantage compétitifs.

Proposition n°3. Nature des demandes on-grid, mini-grid, et off-grid



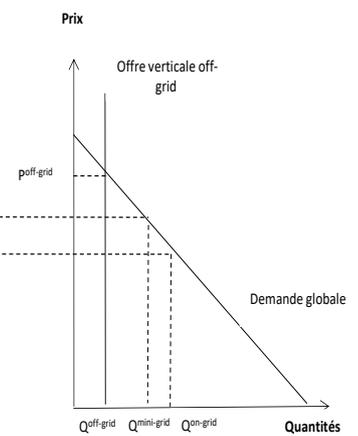
Graphique 16. Demande pour le on-grid

Non rationnement de la demande par l'offre. L'ensemble du réseau s'articule autour de l'égalité entre les quantités proposées dans le on-grid et les prix correspondant à ces quantités ($P_{on-grid}$; $Q_{on-grid}$). Les quantités consommées peuvent aller de plusieurs mégawattheures à plusieurs gigawattheures.



Graphique 17. Demande pour le mini-grid

Rationnement de la demande par l'offre. La demande est contrainte par l'offre de capacités pour le mini-grid. Se faisant, la droite devient verticale. Les quantités consommées ($Q_{mini-grid}$) sont nettement inférieures par rapport au on-grid (quelques kilowattheures d'électricité consommés). Le prix du mini-grid ($P_{mini-grid}$) est supérieur au prix du réseau on-grid ($P_{on-grid}$).



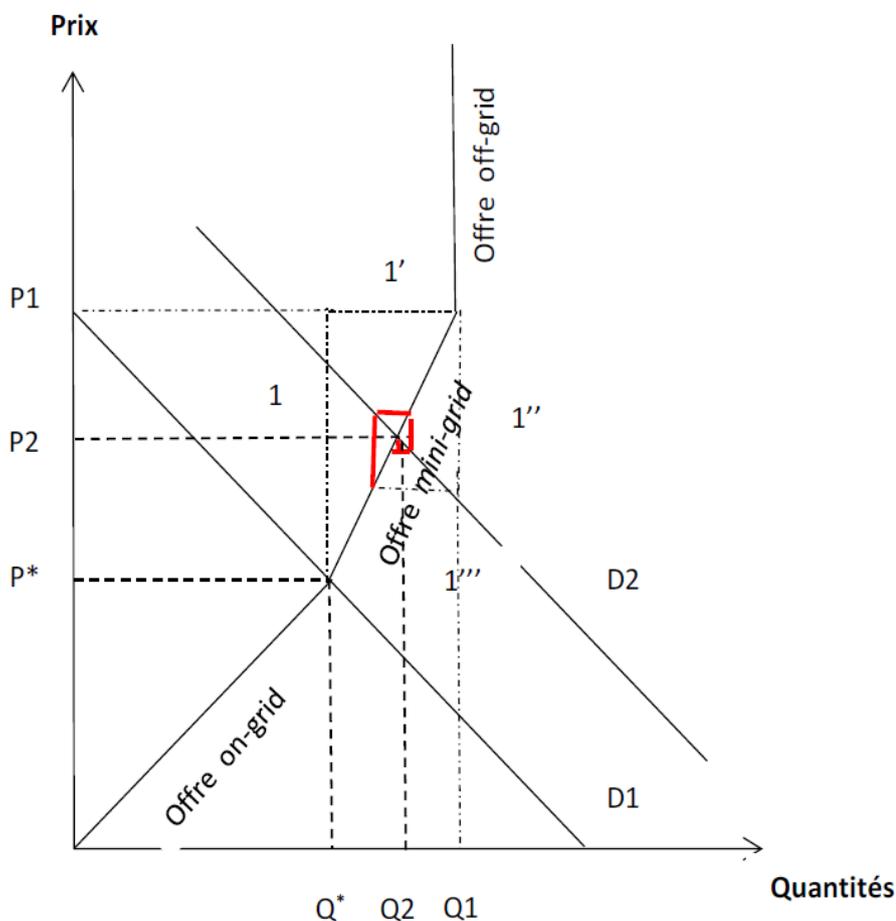
Graphique 18. Demande pour le off-grid

Rationnement de la demande par l'offre. Le prix de l'off-grid est supérieur à celui du mini-grid et du on-grid.

Proposition n°4. Déplacement en toile d'araignée (Cobb-Web) de l'ensemble du réseau et enroulement de la demande autour d'un nouveau prix d'équilibre

Cette dernière proposition a pour ambition de rendre compte du fait que les différentes demandes, prises en charge par différentes formes d'offre, ne sont pas indifférentes les unes par rapport aux autres. La croissance de la demande rend le consommateur plus attentif aux différents prix de l'électricité. Le marché de l'électricité l'incitera à bénéficier du meilleur prix.

Graphique 19. Nœud cobb-wébien de l'ensemble du réseau



Où D_1 représente la demande on-grid, D_2 correspond à une demande agrégée (on-grid + mini-grid + off-grid). La fonction d'offre est également agrégée, se présentant sous une forme coudée. On distingue ainsi deux mouvements. L'initiation du mouvement 1 est réalisée en posant comme égalité $Q_{D1}^* = Q_{D2}^*$. Les variations de la

demande entraînent une hausse des prix, de p^* à p_1 . En réponse au mouvement 1, le mouvement 2 traduit une variation des quantités demandées, ces dernières passant de Q^* à Q_1 (1'' sur le graphique). Se faisant, le prix baisse (1'''). L'ensemble du réseau tend à converger vers un niveau d'équilibre fixé à P_2 (1'''). Ces solutions décentralisées tendent à ce niveau d'équilibre sans jamais l'atteindre en raison des caractéristiques intrinsèques liées à ces réseaux (non maturité).

CONCLUSION

En Afrique Sub-Saharienne, l'offre centralisée on-grid n'a pas permis de répondre aux problématiques de l'accès à l'électricité, et ce pour une large partie de la population. La privatisation, intervenue dans les années 1990, était censée élargir l'accès via une extension des réseaux que les anciennes entreprises publiques étaient incapables de financer. Cette privatisation s'est accompagnée de deux mouvements : un premier relatif à l'introduction de la concurrence sur le segment exclusif de la production d'électricité avec les IPP, et un second correspondant à l'apparition du mini-grid à base d'énergie renouvelable (solaire, petite hydraulique, éolien). Ce dernier, fruit d'une mutation de l'offre découlant des dynamiques observées au niveau de la demande, a représenté pour les ménages ruraux une opportunité économique indéniable, ces derniers demeurant exclus de l'accès à l'électricité par les moyens conventionnels de production centralisés. L'émergence aussi rapide du mini-grid s'explique également par la baisse considérable de leur coût d'installation et une tarification de l'électricité demeurant concurrentielle par rapport aux sources de production thermique utilisées jusqu'alors. A partir des années 2000, une deuxième mutation a eu lieu avec l'apparition du off-grid. L'ensemble de ces systèmes de production décentralisés (mini-grid + off-grid) restent cependant caractérisés par leur intermittence, leur faiblesse en termes de services énergétiques délivrés, et leur coût. En raison des limites inhérentes à ces solutions d'électricité décentralisées, l'accès à l'électricité par le réseau on-grid est relégitimé, la soutenabilité économique restant aux solutions centralisées (on-grid).

Dans les pays de l'Afrique Sub-Saharienne, l'électrification repose sur des schémas non conventionnels de développement de l'offre d'électricité, faisant co-exister, à coûts croissants, les réseaux centralisés et décentralisés. Il convient cependant de s'interroger sur l'état des réseaux actuels ainsi que la possible jonction des réseaux décentralisés entre eux et des réseaux centralisés et décentralisés pour l'électrification rurale. Ce nouveau maillage territorial de l'offre, découlant des dynamiques observées au niveau de la demande,

permettra d'envisager une nouvelle conception des politiques énergétiques et de dépasser les limites actuelles d'une offre tournée, d'une part, vers le maintien et l'amélioration des réseaux on-grid sans réponse aux besoins des populations rurales et, d'autre part, vers les mini grids en faveur des populations rurales coûteux et procurant de faibles services énergétiques.

BIBLIOGRAPHIE

Adamientes, A. G. & Besant-Jones, J.E. & Hoskote, M. [1995]. *Power sector reform in Developing Countries and the role of the World Bank*. Paper presented at the 16th Congress of the World Energy Council, Tokyo, October 8-13.

Ackermann, T. & al. [2001]. Distributed generation: a definition, *Electric Power Systems Research*, Vol. 57(3), pp. 195-204.

Agence Française de Développement. [2012]. *Accès à l'électricité en Afrique Sub-Saharienne : retours d'expérience et approches innovantes*. Document de travail. <https://www.afd.fr/fr/acces-lelectricite-en-afrique-sub-saharienne-retours-d-experience-et-approches-innovantes>

Autorité Nationale de Régulation du Secteur de l'Electricité. [2006]. *Rapport d'activités de 2005*. <http://anare.ci/assets/files/pdf/rapport/RAPPORT%20D'ACTIVITE%202005%20-%20ANARE.pdf>

Bacon, R.W. [1999]. *A scorecard for energy reform in developing countries*. Finance Private Sector and Infrastructure Network, the World Bank Group.

Bacon, R.W. & Besant-Jones, J. [2002]. *Global Electric Power Reform, Privatization and Liberalization of the Electric Power Industry in Developing Countries*. Energy and Mining Sector Board Discussion Paper Series Paper n°2, the World Bank Group.

Baurzhan, S. & Jenkins, G. [2016]. *Off-grid solar PV: Is it an affordable or appropriate solution for rural electrification in Sub-Saharan African countries?* *Renewable and Sustainable Energy R views*, Vol.60, pp: 1405-1418.

Bazilian, M. Nussbaumer, P. Rogner, H.-H. Brew-Hammond, A. Foster, V. Williams, E. Howells, M. Niyongabo, P. Musaba, L. Gallachóir, B.Ó. Radka, M. & Kammen, D. [2012]. *Access scenarios to 2030 for the power sector in sub-Saharan Africa*. *Utility Policy*, vol. 20, pp. 1-16.

BNEF (Bloomberg New Energy Finance), Multilateral Investment Fund, UKAID, & Power Africa. [2014]. "Climatescope." <http://global-climatescope.org/en/policies/#/policy/4125>. Accessed April 27, 2015.

World Bank & Bloomberg New Energy Finance. Lighting Global & Gogla. [2016]. *Off-grid solar market trends report 2016*. World Bank Group.

Castellano, A. Kendall, A. Nikomarov, M. & Swemmer, T. [2015]. *Brighter Africa: The growth potential of the sub-Saharan electricity sector*. McKinsey & Company Monthly Journal. https://www.mckinsey.com/~media/McKinsey/dotcom/client_service/EPNG/PDFs/Brighter Africa -The growth potential of the sub-Saharan electricity sector.ashx

Chevalier, J.M. [1995]. *Les réseaux de gaz et d'électricité : multiplication des marchés contestables et nouvelle dynamique concurrentielle*. *Revue d'économie Industrielle*, Vol.72 (2), pp : 7-29.

Commission économique des Nations Unies pour l'Afrique & Commission UNEP (United Nations Environment Programme). 2006. *Making Africa's Power Sector Sustainable: An Analysis of Power Sector Reforms in Africa*. New York: United Nations. Page 27 of 66

Coquery-Vidrovitch, C. [2002]. *La politique de réseaux d'électrification en Afrique. Comparaison Afrique de l'Ouest, Afrique du Sud ou comment faire de l'histoire sociale à partir de sources économiques*. Outre-Mers, 334-335, pp. 71-84.

United Nations Conference on Trade and Development (UNCTAD) [2014]. *Le développement en Afrique, rapport de 2014, catalyser l'investissement pour une croissance transformatrice en Afrique*. United Nations.

Eberhard, A. & Gratwick, N.K. [2008]. *Demise of standard model for power sector reform and the emergence of hybrid power markets*. Energy Policy, pp. 3948-3960.

Eberhard, A. Rosnes, O. Shkaratan, M. & Vennemo, H. [2011a]. *Africa's Power Infrastructure: Investment, Integration, Efficiency. Directions in Development*. World Bank. <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/2290>.

Eberhard, A. & Malgas, I. [2011b]. *Hybrid power markets in Africa: Generation planning, procurement and contracting challenges*. Energy Policy, Vol. 39, pp. 3191-3198.

Eberhard, A. & Shkaratan, M. 2012. *Powering Africa: Meeting the financing and reform challenges*. Energy Policy, Vol. 42, pp 9-18.

Eberhard, A. Gratwick, K. Morella, E. & Antmann, P. [2014]. *Independent Power Projects in Sub-Saharan Africa: lessons from Five Key Countries*". World Bank Group, Directions in Development, Energy and Mining.

Eberhard, A. & Käberger, T. [2016]. *Renewable energy auctions in South Africa outshine feed-in tariffs*. Energy Science and Engineering, Vol. 4(3), pp. 190-193. doi: 10.1002/ese3.118

Eberhard, A. Gratwick, K. Morellac, E. Antmann, P. [2017]. *Independent Power Projects in Sub-Saharan Africa: Investment trends and policy lessons*. Energy Policy, Vol. 108, pp. 390–424

Edjekumhene, I. Amasdu, M. B. & Brew-Hammond, A. [2001]. *Power sector reform in Ghana: The untold story*. KITE, Ghana.

Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP). [2000]. *Introducing competition into the electricity supply industry in developing countries: lessons from Bolivia*. Washington D.C.

Girod, J. & Percebois, J. [1998]. *Reforms in sub-Saharan Africa's power industries*. Energy Policy, Vol. 26, No.1, pp. 21 -32.

Hansen, J.P., & Percebois, J. [2010]. *Energie, Economie et politiques*. Préface de Marcel Boiteux, Avant-propos de Jean Tirole, Aux éditions De Boeck.

Hoskote, M. 1995. *Independent Power Projects (IPPs): An Overview*. Energy Note 2. In Energy Themes, ed. R. English. Washington, DC: World Bank.

International Energy Agency. [2002]. *World Energy Outlook: Energy & Poverty Special Issue*. OECD/IEA, Paris.

International Energy Agency. [2010]. *World Energy Outlook*.

International Energy Agency [2014]. *Africa Energy Outlook: a focus on energy prospects in Sub-Saharan Africa*. https://www.ica.org/publications/freepublications/publication/WEO2014_AfricaEnergyOutlook.pdf

- International Energy Agency. [2017a]. *World Energy Outlook*. <https://www.iea.org/weo2017/>
- International Energy Agency [2017b]. *Energy Access Outlook 2017 From Poverty to Prosperity*. <https://webstore.iea.org/download/summary/274?fileName=French-Energy-Access-Outlook-2017-ES.pdf>
- Ikeme, J. Ebohon, O.B. [2005]. *Nigeria's Electric Power Sector Reform: What should for the key objectives?* Energy Policy, Vol. 33, pp. 1213-1221.
- International Renewable Energy Agency. [2015]. *Off-grid renewable energy systems: Status and Methodological issues*. <https://www.irena.org/publications/2015/Feb/Off-grid-renewable-energy-systems-Status-and-methodological-issues>
- International Renewable Energy Agency. [2015]. *Prospects for the African Power Sector*. [https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/Prospects for the African PowerSector.pdf](https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/Prospects%20for%20the%20African%20PowerSector.pdf).
- International Renewable Energy Agency, International Energy Agency, Energy Technology Network, South African Renewable Energy Council (SAREC) & Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21). [2015]. *Renewable energy solutions to power Africa: bridging the gap for off-grid renewable energy deployment*. <https://www.res4med.org/2015/10/27/renewable-energy-solutions-to-power-africa-bridging-the-gap-for-off-grid-renewable-energy-deployment/>.
- International Renewable Energy Agency. [2015b]. *East African Power Pool: Planning and Prospects for Renewable Energy*.
- International Renewable Energy Agency. [2016a]. *Prospects for the African Power Sector Scenarios and Strategies for Africa Project*.
- International Renewable Energy Agency. [2016b]. *Solar PV in Africa: Costs and Markets*. <https://www.irena.org/publications/2016/Sep/Solar-PV-in-Africa-Costs-and-Markets>.
- International Renewable Energy Agency [2018]. *Renewable Power Generation Costs in 2017*. https://www.irena.org//media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018.pdf.
- Izaguirre, A.K. [1998]. *Private Participation in the Electricity Sector*. Viewpoint 154. World Bank, Finance, Private Sector, and Infrastructure Network, Washington D.C.
- Izaguirre, A.K. [2000]. *Private Participation in Energy*. Note No. 208. Viewpoint 21464. World Bank.
- Joskow, P.L. & Schmalensee, R. [1997]. *Markets for Power: An Analysis of Electric Utility Deregulation*. MIT Press, Cambridge.
- Kansara, M. & Walkade, N.S. [1983]. *Forty years of electric power development in Kenya*. Energy, Vol.8 (4), pp 317-321.
- Karekezi, S. [1994]. *Energy Policies Issues in Africa*. Resources, Conservation, and Recycling. Vol. 12, pp. 23-29.
- Karekezi, S. & Kithyoma, W. [2002]. *Renewable energy strategies for rural Africa: is a PV led renewable energy strategy the right approach for providing modern energy to the rural poor of Sub-Saharan Africa?* Energy Policy, Vol.30, pp 11-12.
- Karekezi, S. & Majoro, L. [2002]. *Improving modern energy services for Africa's urban poor*. Energy Policy, Vol.30, pp 1015-1028.

Karekezi, S. & Kimani, J. [2005]. *Have power sector reforms increased access to electricity among the poor in East Africa*. African Energy Policy Research Network (AFREPEN).

Laparra, M. [2002]. *Enelcam – Alucam : l'énergie hydroélectrique du Cameroun à la rencontre de l'aluminium*. Outre-Mers, 334-335, pp. 177-200.

Mandelli, S. Barbieri, J. Mereu, R. Colombo, E. [2016]. *Off-grid systems for rural electrification in developing countries: Definitions, classification and a comprehensive literature review*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 58, pp. 1621-1646

Mauro, P. [1995]. *Corruption and Growth*. The Quarterly Journal of Economics, Vol. 110, issue 3, pp. 681-712

Mazrui, A.A. & Wondji, C. [1998]. *L'Afrique depuis 1935*. Comité scientifique internationale pour la rédaction d'une histoire générale de l'Afrique (UNESCO).

Mehyong, S.W. & Ndong, R.E. [2011]. *L'électrification de l'Afrique équatoriale française (AEF) dans la période de l'après Seconde Guerre mondiale : aménagements hydro-électriques et rivalités interterritoriales*. Revue historique, n 657, pp. 93-118.

Naudé, W.A. & Krugell, W.F. [2007]. *Investing geography and institutions as determinants of foreign direct investment in Africa using panel data*. Applied Economics, Vol.39 (10), pp. 1223-1233.

Ormat [2009]. *Ormat Technologies Announces Closing of \$105 Million Long-Term Senior Debt Financing for the Olkaria III Geothermal Power Project in Kenya*. Press release, March 6, Reno, Nevada.

Plane, P. [1996]. *La privatisation dans les pays en développement : déterminants et conséquences macroéconomiques*. Economie & prévision, 125, pp. 19-36.

Plane, P. [1997]. *La privatisation de l'électricité en Côte-d'Ivoire : évaluation et interprétation des premiers résultats*. Revue Tiers Monde, 152, pp. 859-878.

Quansah, D.A. Adaramoral, S.A. & Mensah, L.D. [2016]. *Solar Photovoltaics in Sub-Saharan Africa –Addressing Barriers, Unlocking Potential*. Energy Procedia, Vol. 106, pp. 97-110.

Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21) [2016]. *Renewables 2016: Global Status Report*. Paris, France.

https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/REN21_GSR2016_FullReport_en_11.pdf

Sambo, A.S. [2009]. *Renewable Energy for Rural Development. The Nigerian Perspective*. ISESCO Science and Technology Vision 1, pp. 12-22.

Saupique, T. [2002]. *L'électrification de la ville de Dakar après 1945*. Outre-mers, tome 89, n°334-335, L'électrification d'outre-mer de la fin du 19ème siècle aux premières décolonisations, pp 85-104.

Segreto, L. [2002]. *Electrifier un rêve : l'industrie électrique dans les colonies*. Outre-Mers, tome 89 n°334-335, L'électrification outre-mer de la fin du XIXème siècle aux premières décolonisations, pp. 235-249.

Tanzi, V. & Davoodi, H.R. [2002]. *Corruption, growth, and public finances*. In G.T. Abed and S. Gupta, eds., Governance, Corruption, and Economic Performance. Washington, DC: IMF, pp. 197-222.

Tenenbaum, B.W. Greacen, C. Siyambalapatiya, T. & Knuckles, J. [2014]. *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 in Development- Energy and Mining; Washington, DC: World Bank. <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/16571>.

Tenanbaum, B.W. Meyer, R. & Hosier, R.H. [2015]. *Promoting solar energy through auctions : the case of Uganda (English)*. Live wire knowledge note series; no. 2015/49. Washington, D.C. : World Bank Group. <http://documents.worldbank.org/curated/en/770701467987820299/Promoting-solar-energy-through-auctions-the-case-of-Uganda>

Turkson, J.K. [2000]. *Power Sector Reform. Conceptual Issues. Power Sector Reform in Sub-Saharan Africa*. Power Sector Reform in Sub-Saharan Africa, Basingstoke, Macmillan Press Ltd.

Turkson, J. & Wohlgenuth, N. [2001]. *Power sector reform and distributed generation in Sub-Saharan Africa*. Energy Policy, Vol.29, pp 135-145.

USAID & World Bank. [1994]. *Submission and Evaluation of Proposals for Private Power Generation Projects in Developing Countries*. IEN Occasional Paper 2. World Bank, Washington, DC.

Varaschin, D. [2002]. *EDF et l'Outre-mer, de 1946 au début des années 1960*. Revue d'histoire, 334-335, pp. 387-408.

Wamukonya, N. [2003]. *Power sector reform in developing countries: mismatched agendas*. Energy Policy, 2003, Vol. 31, issue 12, pp.1273-1289.

Wamukonya, N. [2005]. *Power Sector Reforms in Sub-Saharan Africa: Some Lessons*. Economic and Political Weekly, Vol. 40, No. 50 (Dec. 10-16, 2005), pp. 5302-5308

Wernick, A. Jerry, H. & Latika, S. [2014]. *The impact of governing institutions on foreign direct investment flows: evidence from African nations*. International Journal of Business Administration, Vol.5, No 2.

World Bank. [1993]. *The World Bank's role in the Electric Power Sector*. Washington D.C.

World Bank. [1996]. *Symposium on Power Sector Reform and Efficiency Improvement in Sub-Saharan Africa*. Johannesburg, December 5-8, 1995. Report No. 182/96. Jointly Organized by The Africa Region of the World Bank and The Joint UNDP/World Bank/ Energy Sector Management Assistance Programme (ESMAP).

World Bank [2015]. *World Bank Group Support to Electricity Access, FY2000-2014 An independent evaluation*. Policy Research Working Paper 96812, World Bank, Washington, DC.

World Bank & Bloomberg New Energy Finance. Lighting Global & Gogla. [2016]. *Off-grid solar market trends report 2016*. World Bank Group.

World Bank [2017]. *Africa's Pulse : une analyse des enjeux façonnant l'avenir économique de l'Afrique*. Vol.16.

ANNEXES

Annexe 1. Liste des centrales de production indépendantes (IPP) en
Afrique Sub-Saharienne

Pays	Nom du projet	Puissance installée (MW)	Date de commission	Consortium (participations étrangères)	Source d'énergie	Type du contrat	Durée du contrat (en années)
Angola							
	Chicama Hydroelectric Plant	16	2008	ALROSA Co. Ltd. (55 %) (yes)	Hydroelectric	BOT	40
	Biocom (Malange)	30	2014 (Financial closure)	Unknown	Cogeneration	Unknown	-
Afrique du Sud							
	Sasol	240	2010	Sasol (100 %) (non)	Open-Cycle Gas Turbine (OCGT)	MTPPP	5
Cameroun							
	Dibamba	88	2009	AES (56%), Cameroon government (44%) (yes)	HFO	BOT	20
	Kribi	216	2012	AES (56%), Cameroon government (44%) (yes)	Combined-Cycle Gas Turbine (CCGT)	BOT	20
Côte d'Ivoire							
	CIPREL	210	1993	SAUR International (88 %); BOAD (12 %) (yes)	Natural gas	BOOT	20
	Azito	288	1996	Cnergy (65.7 %); CDC and Globeleq (11 %); IPS-AKFED (23 %) (yes)	Natural gas	BOOT	20
Ghana							
	Takoradi II	220	1998	CMS (90%) then TAQA (90 %), VRA (10%) (yes)	Unknown	BOOT	25
	Suson Asogli	200	2007	Shenzhen & Togbe Afede XIV (100 %) (yes)	Incojn	BOO	20

	Bui Hydro	400	2005	Sinohydro (100 %) (yes)		BOO	Unknown
Kenya							
	Westmont	46	1997	Westmont (100%) (yes)	Kerosene / condensed gas / gas turbine	BOO	7
	IberAfrica	108.5	1997; 2000; 2009	Union Fenosa (80%); KPLC (20%) (yes)	HFO + Diesel (DDO)	BOO	7, 15, 25
	OrPower	48	2000; 2009	Ormat (100%) (yes)	Geothermal	BOO	20
	Tsavo	74	2001	Cinergy and IPS (49.9%); CDC and Globeled (30%); SFI (5%) (yes)	HFO + Diesel	BOO	20
	Rabai	90	2009	Aldywch- International (Netherlands , 34%), BWSC (Danish, but owned by Mitsui of Japan, 25.5%), FMO (Netherlands , 20%), IFU (Danish bilateral lender, 20%) (yes)	HFO	BOOT	20
Nigéria							
	AES Barge	270	1999	Enron (100%) (yes)	Combined- Cycle Gas Turbine (CCGT)	BOO	13
	Okpai	450	2005	Nigerian National Petroleum Corporation (60%); Nigerian Agip Oil Company (Italy, 20%); Phillips Oil	Combined- Cycle Gas Turbine (CCGT)	BOO BOO	20

				Company (20%) (yes)			
	Afam VI	630	2008	Nigerian National Petroleum Corporation (55%); Royal Dutch Shell (30%); Elf (Total) (10%); Agip (Italy, 5%) (yes)	Combined-Cycle Gas Turbine (CCGT)	BOO	20
	Aba Integrated	140	2005	Geometric Power Limited (100%)	Unknown	Unknown	15-20
Ouganda							
	Namanve	50	2008	Jacobsen (100%) (yes)	HFO	BOOT	6
	Bugajali	250	2011	Sithe Global (USA, 58%), IPS-AKFED (32%), Government of Uganda (10%) (yes)	Hydroelectric	BOT	30
Sénégal							
	GTi Dakar	52	1999	GE Capital Structured Finance Group (SFG) (USA), Edison (Italy), IFC (yes)	Diesel/Nafta (DDO)	BOOT	15
	Kounoune I	68	2008	Mitsubishi (Japan), Matelec S.A.L (Lebanon) (yes)	HFO	BOO	15
Tanzanie							
	IPTL	100	1998	Mechmar (70%), VIP (30%) (yes)	HFO, diesel (DDO)	BOO	20
	Songas	189	2004	TransCanada, Globeleq	Combined-Cycle Gas	BOO	20

				then AES (100 %) (yes)	Turbine (CCGT)		
Togo							
	Centrale Thermique de Lomé	100	2010	Contour Global (USA, 80%), IFC (20%) (yes)	Natural gas, HFO, Diesel (DDO)	BOOT	25
Zambie							
	Itezhi Tezhi	120	2014	Tata, (India, 50%), Zesco (Zambia, 50%) (yes)	Hydroelectri c	BOOT	25

Sources: Eberhard & Gratwick, (2008) ; The Infrastructure Consortium for Africa (ICA), (2011) ; Eberhard, (2017).

Glossaire: DDO: Distillate Diesel Oil; HFO: Heavy Fuel Oil; OCGT: Open-Cycle Gas Turbine; CCGT: Combined-Cycle Gas Turbine; BOOT: Build, Own, Operate, Transfer; BOO: Build, Own, Operate; MTPPP: Medium-Term Power Purchase Program. SAUR International: joint venture between Bouygues Telecom and Electricité de France; BOAD: West African Bank for Development, Agence Française de Développement (Afd), and the IFC; Ci-energy: joint venture between Swiss company ABB and Globeleq.

QUEL IMPACT DES INSTRUMENTS TARIFAIRES DEVELOPPES SUR LES DYNAMIQUES DU NON-ACCES A L'ELECTRICITE

A l'issue **du deuxième papier de recherche**, la courbe d'offre des pays de l'Afrique Sub-Saharienne nous apparaît plus clairement.

Cette dernière est, en effet, composée de trois branches à coûts croissants (l'urbain à réseau centralisé « **on-grid** » ; les réseaux locaux « **mini-grid** » ; l'individuel hors-réseau « **off-grid** »).

Les systèmes de production décentralisés tels que les réseaux locaux ou l'alimentation hors réseau ont enclenché une dynamique en termes d'électrification, et cela en dehors du périmètre d'action du réseau centralisé.

Cependant, la principale limite inhérente à tels systèmes réside dans les coûts, demeurant extrêmement élevés pour des services énergétiques rendus extrêmement faibles (approximativement 500\$ à 1500 \$ le MWh en énergie produite).

En vue de rebatir une politique d'offre pour les pays de l'Afrique Sub-Saharienne sur le long terme, il convient d'analyser les combinaisons évolutives pour chacune des trois branches de l'électrification identifiées en amont de ce travail.

Nous rélegitimons l'approche par le réseau centralisé « on-grid », prodrome de l'électrification, dans le troisième chapitre de notre thèse.

En effet, le troisième papier de recherche, co-écrit avec Madame la Professeure Sandrine Michel, directrice de ma thèse, se propose d'analyser en données de panel les effets des tarifications spécifiques développées par les compagnies d'électricité en Afrique Sub-Saharienne, comme vecteurs possibles de facilitation de l'accès à l'énergie.

Le domaine couvert par notre étude est celui de la tarification des services offerts à partir du réseau centralisé. Il comprend ainsi les tarifs propres au secteur résidentiel (demeurant

caractérisés par l'existence d'un premier bloc de consommation fixé à un seuil tarifaire très inférieur aux coûts et, plus généralement, aux deux autres blocs de consommation) et les tarifs propres aux activités productives (incluant secteur commercial, petits, moyens et grands acteurs industriels, secteur minier ; agriculture, et agriculture d'exportation).

En termes méthodologique, le chapitre couvre, de 1990 à 2012, 33 pays au total, qui seront répartis en quatre groupes selon un critère de croisement entre l'intensité de la pauvreté énergétique (définie au seuil de 5% des revenus du ménage) et selon le taux d'accès (avec un seuil de 60% pour les pays moins pauvres, et seuil de 30% pour les pays plus pauvres).

Se faisant, quatre groupes sont analysés, et ce au moyen de trois critères

- **Le rôle inhérent aux tarifications mises en place par les compagnies d'électricité ;**
- **Le rôle des formes industrielles de la production développées;**
- **Le rôle du consentement à payer (qui est analysé au regard des cinq quintiles de revenus des ménages distincts).**

Les principaux résultats font état de l'inefficacité des schémas tarifaires mis en place, afin de favoriser un développement efficace de l'électrification, que cela soit au niveau :

- **Des tarifs résidentiels, le niveau de segmentation tarifaire étant de ce point de vue inefficace. L'offre du premier bloc de consommation est aussi proposée aux consommateurs les moins pauvres, et les tarifs hors de ce bloc de consommation dépassent le plus souvent soit que les tarifs hors de ce bloc dépassent les dispositions à payer) avec des exceptions pour les pays du Groupe le plus favorisé (moins pauvres et plus électrifiés).**
- **Ni les tarifs professionnels qui accordent des privilèges aux plus grandes activités productives. Il y a donc peu de surplus (recettes > coûts) à transférer vers les plus pauvres.**

Mais la plus forte difficulté à faire progresser l'accès reste la grande pauvreté, tant l'urbaine que la rurale

Il conclut sur le caractère inefficace des schémas tarifaires en place pour favoriser un développement efficace de l'électrification. La conclusion permet de dresser le bilan des acquis et de définir les perspectives de recherches.

CHAPITRE 3.

ACCES A L'ELECTRICITE EN AFRIQUE SUB-SAHARIENNE : LA CONTRIBUTION REGRESSIVE DES STRUCTURES TARIFAIRES. LE CAS DES MENAGES URBAINS ET RURAUX CONNECTES⁶⁵

ABSTRACT

En Afrique Sub-Saharienne, l'Energy-Access-Gap entre les urbains et les ruraux reste considérable, y compris pour ce qui concerne l'accès à l'électricité pour les ménages ou les entreprises susceptibles d'avoir accès au réseau. Dans ce cadre, les tarifications sont l'interface entre les conditions de production de l'électricité, le consommateur final et les politiques publiques d'accès à l'énergie.

L'objet de cet article est d'évaluer la contribution des tarifications de l'électricité, en tant qu'instruments majeurs de l'accès, au maintien de l'Energy-Access-Gap et d'évaluer si ce gap se limite au partage entre les urbains et les ruraux. A partir d'un panel à effets aléatoires doublement contrôlé (1990-2012, 33 pays scindés en 4 groupes, 17 variables de consommation résidentielle et productives, de production, de consentement à payer), l'article montre la contribution systématiquement régressive des tarifications sur l'accès que ce soit dans le champ de la consommation résidentielle ou de la production, leur échec à traiter l'accès des pauvres via les tarifs sociaux, à ignorer les ménages passant l'effet de seuil du 1^{er}

⁶⁵ Ce papier est co-écrit avec ma directrice de thèse, Madame la Professeure Sandrine Michel.

bloc de consommation, à traiter de manière aussi inefficace la pauvreté énergétique des ménages urbains et des ménages ruraux. Pour les ménages ayant accès au réseau centralisé, le critère de localisation importe moins que les conditions économiques des populations desservies.

Keywords : Power tariff structure, Electricity access, Urban on-grid Access, Rural on-grid Access. Rural Electrification

JEL Classification : Q48, I38, N17, O11

SECTION 1. INTRODUCTION

La communauté internationale s'est fixée pour objectif d'atteindre l'accès universel à l'électricité à l'horizon de l'année 2030 (Brew-Hammond, 2010). En 2017, un diagnostic intermédiaire confirme les progrès réalisés par tous les pays en voie de développement dans cette direction sauf en Afrique Sub-Saharienne (ASS) où le taux d'électrification global atteint à peine 52 % (IEA, 2017b).

Or, l'ASS réalise d'indéniables progrès dans l'accès à l'électricité, de l'ordre de 9 % par an (IEA 2017a). Ces gains sont encadrés par au moins trois contraintes structurelles (Hafner et al., 2018). Tout d'abord, la population de l'ASS est amenée à doubler à l'horizon de 2040, entraînant une croissance de la demande en énergie de plus de 80 % (IEA, 2014a). En conséquence, la croissance moins rapide de l'accès que du nombre d'individus exclus de l'accès est appelée à se maintenir dans le futur (Kojima et al., 2016). Ensuite, ces gains interviennent dans un contexte de forte hétérogénéité spatiale puisque le taux d'accès dans les zones rurales s'élève à seulement 23 % contre 71 % pour les zones urbaines (IEA, 2017b). Or, les zones rurales sont amenées à concentrer la majeure partie de la population africaine à venir (United Nation, 2015). Enfin, ces gains de l'accès doivent être évalués du double point de vue de l'élévation du bien-être des populations desservies (World Bank, 2008) mais aussi des dynamiques de croissance économique qu'ils sont susceptibles d'engendrer (IEA, 2017b). Dans ce dernier cas, le coût et la qualité du service énergétique rendu sont déterminants.

La notion d'accès à l'électricité n'est pas totalement stabilisée. Trois éléments sont à distinguer (Banerjee et al., 2008b). Le premier désigne la population vivant à proximité d'une infrastructure électrique. Le second concerne le raccordement c'est-à-dire le nombre de personnes effectivement connectées au réseau électrique. Le troisième s'assimile à la couverture et désigne la population susceptible de bénéficier du service de l'infrastructure mais qui peut y renoncer, le plus souvent pour des raisons financières. Dans cet article, on considérera l'accès à partir du taux de couverture.

L'écart entre les taux d'accès urbain et rural fait porter l'attention sur les modalités possibles de l'électrification rurale (Peters & Sievert 2015). Le schéma conventionnel de financement de l'électrification rurale repose sur l'allocation de subventions croisées entre différents groupes consommateurs, tels que les consommateurs urbains et ruraux ainsi que les ménages et les entreprises (World Bank, 1978 ; Hourcade et al. 1990). Ce mouvement suppose au préalable une croissance significative de l'efficacité de la production destinée aux urbains, ainsi que de sa valorisation (Huentler et al, 2017), pour disposer d'un surplus transférable pour le financement de l'électrification rurale (Dinkelman, 2011). La question est alors de savoir comment la mise en place d'une tarification garantit l'accès à l'électricité et le développement de sa consommation auprès d'une masse critique de consommateurs (Ntagungira, 2015).

Dans ce cadre, l'objet de cet article est d'évaluer si les tarifications jouent leur rôle d'instruments majeurs de l'accès. En effet, les tarifications sont l'interface entre les conditions globales de production de l'électricité, d'une part, et le consommateur final, d'autre part, tout en portant les politiques publiques d'accès à l'énergie. En Afrique Sub-Saharienne, quelle est la contribution des tarifications de l'électricité au maintien de l'Energy-Access-Gap, qui reste considérable, et peut-on considérer que ce gap se limite au partage entre les urbains et les ruraux ?

A partir des données recueillies auprès de l'ensemble des régulateurs de 33⁶⁶ pays de l'ASS, l'accès à l'électricité des ménages urbains et ruraux connectés au réseau on-grid est analysé par un panel à effets aléatoires doublement contrôlé,

- Sur la période 1990-2012 ;
- Sur la base de 17 variables, organisées en trois dimensions : i) les tarifications, résidentielles et d'activité, ii) les formes de production mises en place et iii) les consentements à payer pour chaque quintile de revenu de la population ;

⁶⁶ L'Afrique Sub-Saharienne compte 48 pays. Ont été déduits 12 pays pour information manquante et 3 petits pays qui se présentent comme des valeurs aberrantes (Cap-Vert, Sao Tomé et Príncipe et les Maldives).

- Compte tenu de la diversité des pays étudiés, la base de données est tronçonnée en quatre groupes de pays, établis en croisant une ligne de pauvreté énergétique avec le taux d'accès. Pour assurer la comparabilité des résultats, le meilleur groupe, comprenant les pays à fort taux d'électrification associés à une faible pauvreté énergétique, fait figure de référence ;

Le choix d'un modèle à effets aléatoires se justifie par le fait que les différences entre les compagnies d'électricité sont supposées aléatoires et non corrélées avec les variables explicatives du modèle (Hsiao, 2003).

La question de recherche est traitée selon les séquences suivantes. **La section 2** analyse les tarifications progressives (binômes non linéaires) dans le secteur résidentiel et montre leur caractère anti-redistributif, en particulier au niveau du premier bloc de consommation ainsi que la sensibilité de la régressivité du tarif à la maturité de l'accès. **La section 3** étudie les tarifs mis en place pour le secteur productif et montre que ce sont les grandes entreprises qui bénéficient de la plus forte régressivité. A partir d'un modèle en panel à effets aléatoires, **la section 4** étudie les déterminants de l'accès à l'électricité des ménages connectés, qu'ils soient urbains ou ruraux, selon les formes tarifaires développées par les compagnies d'électricité en Afrique Sub-Saharienne, selon les modalités de production mises en place et selon les *willingness-to-pay (WTP)* pour chaque quintile de revenu de la population. **La section 5** analyse les résultats obtenus.

SECTION 2. SECTEUR RESIDENTIEL : LES EFFETS ADVERSES DE LA TARIFICATION PROGRESSIVE SUR L'ACCES A L'ELECTRICITE

Pour les ménages, la littérature identifie trois formes de tarification : la tarification unique, la tarification progressive et la tarification mixte (Hansen & Percebois, 2019). Seules les deux premières sont présentes en ASS où 2/3 des pays ont opté pour une tarification progressive (Briceño-Garmendia & Shkaratan 2011). En ASS, cette forme de tarification s'est imposée car elle permet de segmenter les consommateurs en fixant le nombre de tranches de consommation, leur taille et le prix du kWh de chacune d'entre elles. L'intérêt d'une telle

tarification est de subventionner le consommateur en fonction de la quantité d'électricité consommée : les subventions ciblées sur les petits consommateurs reviennent à soutenir les populations les plus pauvres, principales victimes du manque d'accès.

En ASS, la majorité des formes de tarification progressive demeurent extrêmement simple, divisée en deux ou trois tranches de consommation. Les pays qui optent pour une ouverture extrême de la tarification restent rares.

Tableau 9. Classifications des formes de tarification progressive en ASS

Nb de blocs de consommation	Briceño-Garmendia & Shkaratan (2011)	Kojima & Trimble (2016)
34 pays / 48 ont une tarification en 3 blocs dont 10 à 1		
1 (linéaire)	Botswana, République du Congo Brazzaville, Lesotho, Madagascar, Malawi, Mozambique, Namibie, Niger, Rwanda, Tanzanie	Comores, Gabon, Lesotho, Libéria, Malawi, Mauritanie, Mozambique, Namibie, Nigéria, Rwanda, Swaziland
2	Afrique du Sud, Cap-Vert, Côte d'Ivoire, Ouganda, Tanzanie (basse utilisation seulement)	Angola, Botswana, Cap-Vert, Côte d'Ivoire, Madagascar, Niger, Ouganda, Tanzanie, Tchad
3	Bénin, Burkina Faso, Cameroun, Tchad, Ghana Malawi, Zambie, Zimbabwe	Bénin, Burkina Faso, Burundi, Guinée, Kenya, Sao Tomé-et-Principe, Sénégal, Sierra Leone, Zambie, Zimbabwe
14 pays / 48 ont une tarification qui comprend plus de 3 blocs de consommation		
4	Kenya, Mali, Mozambique	Gambie, Ghana, Mali, Togo
5	Nigéria	ADS, Cameroun, Seychelles
6	Aucun pays	
7	Ethiopie	Aucun
8	Aucun pays	Île Maurice
9	Aucun pays	Ethiopie
10	Aucun pays	
11	RDC	Aucun pays

Par ailleurs, plus de la moitié des pays de l'ASS ont décidé d'intégrer une charge fixe à leur tarification, censée couvrir les coûts de réseau, qui représente bien souvent un coût non négligeable pour les ménages (Foster & Yepes, 2006) puisqu'elles sont généralement

comprises, mensuellement, entre 1 et 3 dollars pour un revenu mensuel du 1^{er} quintile de 60 \$⁶⁷.

La tarification progressive, dominante, a un effet adverse sur l'accès à l'électricité qu'elle prétend promouvoir, pour au moins trois raisons.

2.1. Le dilemme de la tarification progressive : recouvrement des coûts versus accès ?

L'efficacité d'une tarification progressive suppose la connaissance préalable des élasticités prix de la demande d'électricité selon les usages et selon les clients. Or, en ASS sans connaître ces élasticités, la conception tarifaire doit très souvent répondre à des objectifs contradictoires.

Si les tarifs mis en place ne permettent pas une réelle segmentation tarifaire entre les consommateurs et ne sont pas suffisamment élevés dans l'optique du recouvrement complet des coûts de production, l'ensemble de l'infrastructure énergétique n'est pas viable sur le long terme. A contrario, si l'opérateur historique tarifie un prix de l'électricité aux coûts de production réels, de nombreux ménages risquent d'être exclus du service électrique. Globalement, les blocs correspondant à des niveaux de consommation supérieurs sont censés être couverts par des ménages dont le revenu est plus élevé, sur la base d'une relation positive du niveau de consommation d'électricité et du revenu. Ils assurent, par la suite, à l'entreprise publique le recouvrement de ses coûts⁶⁸.

- **Des tarifs de l'électricité très élevés ne permettant pas d'assurer le recouvrement des coûts des compagnies d'électricité.**

Bien que les tarifs demeurent inaccessibles à une grande partie de la population africaine (entre 2 et 36 centimes de dollars par kWh), leurs niveaux restent insuffisants pour recouvrir l'ensemble des coûts de production et d'exploitation de l'opérateur public (Eberhard & al, 2008 ; AfDB, 2013)⁶⁹. Certes, 80 % des pays en ASS arrivent à couvrir leurs coûts en opération

⁶⁷ Les pays d'Amérique Latine ont une charge fixe équivalente à 0.70 dollars (Foster & Yepes, 2006).

⁶⁸ Seuls le Kenya et le Tchad satisfont simultanément ces deux objectifs (Briceño-Garmendia & Shkaratan 2011).

⁶⁹ En ASS, les tarifs pratiqués sont deux fois plus élevés que ceux pratiqués en Amérique Latine ou en Asie de l'Est, et quatre fois plus élevés que ceux pratiqués en Asie du Sud (Heuraux, 2009).

et en maintenance (OPEX). Mais seulement 30 % d'entre eux couvrent les coûts initiaux en investissement (CAPEX) (Briceño-Garmendia & Shkaratan, 2011).

En ASS, l'une des caractéristiques fondamentales du secteur de l'électricité est que le coût moyen de production total est très inférieur au coût incrémental de production. Cela signifie que les tarifs résidentiels mis en place ne permettent pas de recouvrir l'ensemble des coûts historiques en investissement du capital. Cela s'explique tout d'abord par le contexte international, marqué par la hausse des prix du pétrole dont dépendent exclusivement une grande partie des pays de l'ASS⁷⁰. Ensuite, une maîtrise technologique insuffisante de l'appareil de production généralise le back-up⁷¹ et un parc un parc de production, souvent enclavé, où le coût de l'électricité peut avoisiner les 0.50 \$/kWh. Enfin, un marché de l'électricité est encore trop étroit pour être en adéquation avec de faibles demandes en électricité, souvent associées à la faiblesse du pouvoir d'achat des ménages⁷².

En conséquence, le revenu moyen collecté par les entreprises reste inférieur au tarif moyen. Le Quasi-Fiscal-Deficit⁷³ et les hidden costs⁷⁴ désignent les pertes financières implicites du secteur de l'électricité. Leur montant est non négligeable, particulièrement au niveau des tarifs résidentiels (ADEA, 2015), puisqu'ils représentent de 1.8 à 4 % du produit intérieur brut par habitant (Huenteler & al, 2017).

- **Des tarifs de l'électricité rompant avec la logique d'acceptabilité sociale.**

De ce point de vue, la première critique des régimes tarifaires progressifs se développe essentiellement à partir du seuil fixé pour la première tranche de consommation ou life line bloc, subventionnée par l'Etat (Kojima & al, 2014). Bien entendu, ce seuil est sujet à de nombreuses pressions politiques. Mais surtout, les subventions allouées à cette première tranche sont censées soutenir l'accès à l'électricité des ménages pauvres. Or, dans une tarification progressive, cette tranche concerne tous les consommateurs, quel que soit leur niveau de revenu. Dans ce cas, la première tranche de consommation d'une tarification

⁷⁰ Dans un contexte de hausse des prix du pétrole, le tarif du kWh d'électricité produite en ASS avec du diesel est passé de 0.07 à 0.13 \$ entre 2001 et 2004 (Eberhard et al, 2008).

⁷¹ En 2012, le coût du back-up a été évalué à 5 milliards de dollars (IEA, 2017a)

⁷² Aujourd'hui, la demande d'électricité moyenne est de 423 TWh. Les projections montrent que celle-ci atteindra 679 TWh en 2020 et 1600 TWh en 2040 (AfDB, 2013 ; Castellano et al., 2015).

⁷³ Désigne l'écart entre le revenu effectivement collecté par les compagnies d'électricité et celui qu'elles auraient collecté si elles pratiquaient une tarification au coût de production réels.

⁷⁴ Les hidden costs représentent la sous-collecte, les pertes de réseau excessives et le sureffectif.

progressive a donc tendance à être régressive (Foster & Briceño-Garmendia 2010) puisque la discrimination tarifaire entre groupes de consommateurs connectés, qu'ils soient urbains ou ruraux, ne peut s'appliquer en fonction du niveau de revenu des ménages. En conséquence, les subventions allouées ont finalement un effet anti-redistributif.

La seconde critique porte sur les limites d'une discrimination tarifaire réelle entre les ménages. En ASS, les pouvoirs publics privilégient plusieurs tranches de consommation, essentiellement 3, mais les écarts de prix entre les différents blocs de consommation sont faibles. Dix pays ne pratiquent même aucune différence entre le prix de la première et de la seconde tranche de consommation (Eberhard et al, 2016).

2.2. La Life line bloc de la tarification progressive et la pauvreté énergétique

Dans la tarification progressive, la conception de la life line bloc oblige à prendre en considération la pauvreté énergétique, en garantissant un niveau de consommation d'électricité dit de subsistance. Sa définition ne fait cependant pas consensus : la grande diversité de la life line bloc à l'échelle du sous-continent s'accompagne de sa faible efficacité concernant l'amélioration de l'accès pour les ménages pauvres.

- **La définition des life line blocs contribue-t-elle à améliorer l'accès et donc à baisser la pauvreté énergétique ?**

Le critère d'éligibilité au tarif social, ou premier bloc de la tarification progressive, est donné par la consommation totale et la possibilité de se connecter. Le tarif social est le garant de l'équité redistributive entre les différents groupes de consommateurs. Par conséquent, la tranche sociale de consommation d'électricité doit être fixée à un niveau correspondant à une consommation de subsistance (Briceño-Garmendia & Shkaratan, 2011, Kojima & Trimble, 2016). La littérature a longtemps privilégié un niveau de consommation de la line life block à 50 KWh mensuels (Culver, 2017) mais s'oriente désormais plutôt vers un niveau de 30 kWh (Kojima & Trimble, 2016), combiné à un taux d'effort monétaire pour l'électricité situé à 5 % maximum du revenu mensuel des ménages.

Ces différences sont cohérentes avec le fait que le seuil de la tranche sociale des pays de l'ASS n'est pas uniforme. Ainsi, dans 2/3 des pays, la tarification sociale couvre une consommation inférieure ou égale à 50 kWh mensuel (Briceño-Garmendia & Shkaratan, 2011). En revanche, d'autres pays en ASS portent le seuil de la tranche sociale très au-delà (Le Mozambique ou la République Démocratique du Congo à 100 kWh par mois, le Mali à 200 kWh, la Zambie et du Ghana à 300 kWh). La conception de la tranche sociale arbitre donc plus clairement en faveur d'une quantité d'électricité consommée qu'en faveur de la consommation réelle des ménages pauvres.

La taille du premier bloc ne suffit cependant pas à qualifier la contribution de la tarification progressive à l'amélioration de l'accès. En effet, certains pays en ASS fixent le premier bloc de consommation à un seuil de 50 kWh mais pratiquent une réelle segmentation tarifaire entre le premier et le second bloc de consommation (doublement du prix du kWh) (Briceño-Garmendia & Shkaratan, 2011)⁷⁵. Dans ce cas, l'accès à l'électricité reste subventionné pour toutes les couches de population mais la segmentation tarifaire permet néanmoins de discriminer les consommateurs.

On observe également que l'échec de la tarification progressive concernant l'accès pour les plus pauvres a pu conduire certains pays à sortir la tranche sociale de la tarification progressive et à la faire fonctionner comme une tranche parallèle, soulignant par là-même l'échec de la composante redistributive de la tarification.

En ASS, la conception de la tranche sociale se heurte à des éléments de contexte très structurants du comportement du consommateur. D'une part, de nombreux ménages, ne peuvent bénéficier du tarif social en raison des difficultés liées au financement des frais de connexion au réseau centralisé⁷⁶. D'autre part, les schémas tarifaires font une hypothèse d'envergure qui admet que les consommateurs les plus modestes sont ceux qui consomment le moins. Ce raisonnement est cependant biaisé dans la mesure où de nombreux ménages pauvres partagent un même compteur d'électricité, afin d'éviter le paiement de frais de branchement, qui demeurent très supérieurs à leur revenu mensuel⁷⁷ (Kojima & Trimble,

⁷⁵ Ouganda, Madagascar, Kenya, Nigéria, Tanzanie, Tchad, Côte d'Ivoire, Afrique du Sud et Zimbabwe.

⁷⁶ En Ethiopie, les frais de connexion au réseau représentent un peu plus de 130 % du revenu mensuel d'un ménage (Barnes & al, 2016).

⁷⁷ Avec les compteurs partagés, l'Ethiopie, compte 2,5 fois plus de ménages raccordés au réseau que de clients répertoriés par la compagnie d'électricité (Barnes & al, 2016).

2016). Le recours aux compteurs partagés, à première vue moins coûteux pour les compagnies d'électricité, empêche la mise en place d'une segmentation fine de la clientèle résidentielle. Corrélativement, ces compteurs interdisent l'accès des ménages pauvres au tarif social car la consommation cumulée de plusieurs ménages les place dans des tranches de tarif plus élevées (Kojima & Trimble, 2016).

La généralisation intégrale ou partielle du prépaiement souligne également les limites de la politique redistributive de la tarification progressive en ASS. Cette option minimise bien entendu les risques des compagnies d'électricité concernant le recouvrement des coûts. Le prépaiement peut, en son sein, prendre en considération la tranche sociale de consommation. Dans ce cas, la détermination de la contrainte consommation énergétique / revenu est reportée sur le consommateur, tout en rendant possible un subventionnement pour les plus pauvres. On note toutefois que l'introduction du prépaiement dans les zones rurales demeure gravement entravée.

En ASS, la conception de la tranche sociale n'est pas uniforme sans que la contribution des différentes options ne soit finalement intelligible du point de l'amélioration de l'accès. Un des éléments saillants des évolutions sur la relation entre la tranche sociale et l'accès est sans doute dans le fait que l'amélioration de l'accès se réalise par une baisse niveau de consommation, et par conséquent, des services énergétiques rendus.

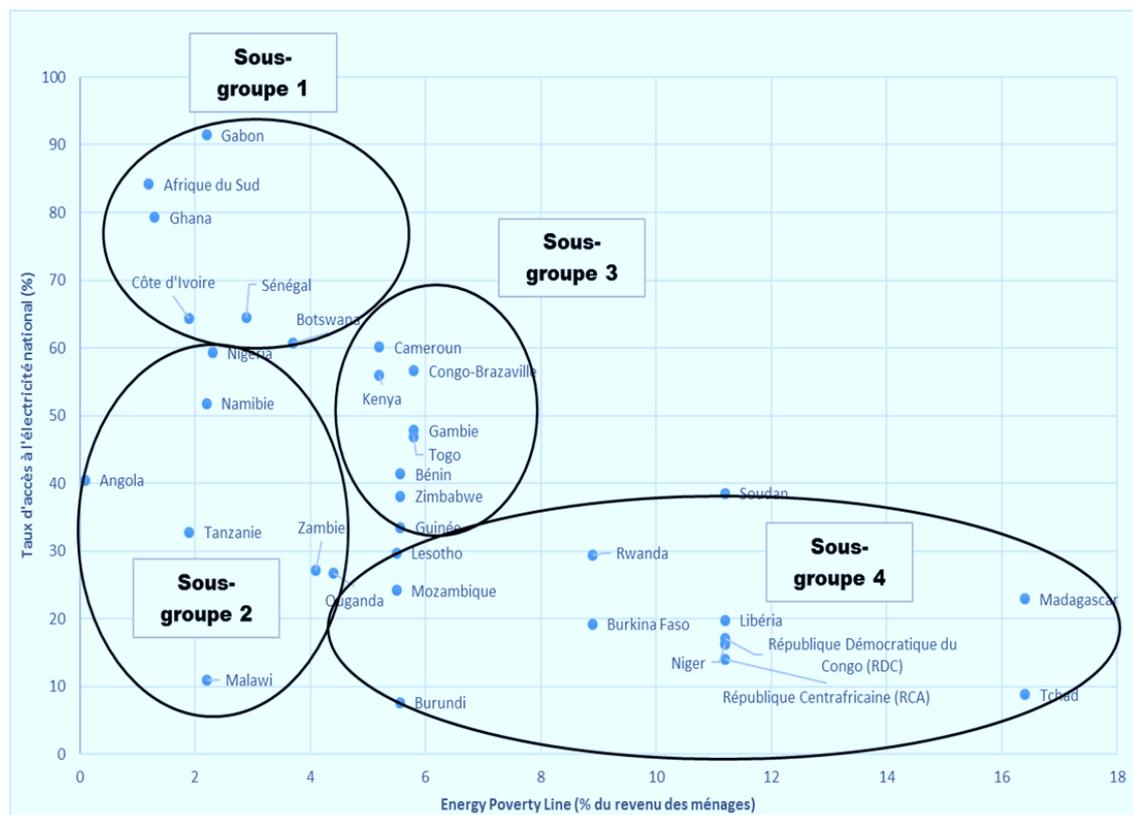
- **Une métrique qui révèle une pauvreté énergétique hétérogène.**

La pauvreté énergétique définie et ciblée par les tarifications progressives tend à homogénéiser les informations concernant l'accès sur des critères combinés de part de revenu et niveau de consommation et donc à définir les services énergétiques attachés à un niveau de consommation de subsistance. En ce sens, les métriques proposées s'émancipent d'une approche de la pauvreté énergétique définit selon un critère unique de pauvreté monétaire qui ne fait plus consensus (Ruggeri-Laderchi & al, 2003 ; Ravallion, 2016). Cependant, l'approche tarifaire de la pauvreté énergétique présente deux problèmes. D'une part, dans un contexte où les revenus des ménages pauvres progressent peu, la mesure de l'accès des pauvres à l'électricité va être sensible au critère de niveau de consommation retenu : l'abaisser fait bien sortir des ménages de la pauvreté énergétique mais cela se réalise par une restriction des services énergétiques et donc des opportunités qu'offre l'accès. D'autre part,

seuls les ménages susceptibles de se connecter à une infrastructure électrique couverte par le tarif sont pris en charge. Or la pauvreté énergétique se présente comme un *continuum* (Chiappero-Martinetti, 2006) agrégeant aussi bien ceux qui sont totalement dépourvus d'accès que ceux qui accèdent aux conditions couvertes par le life line block.

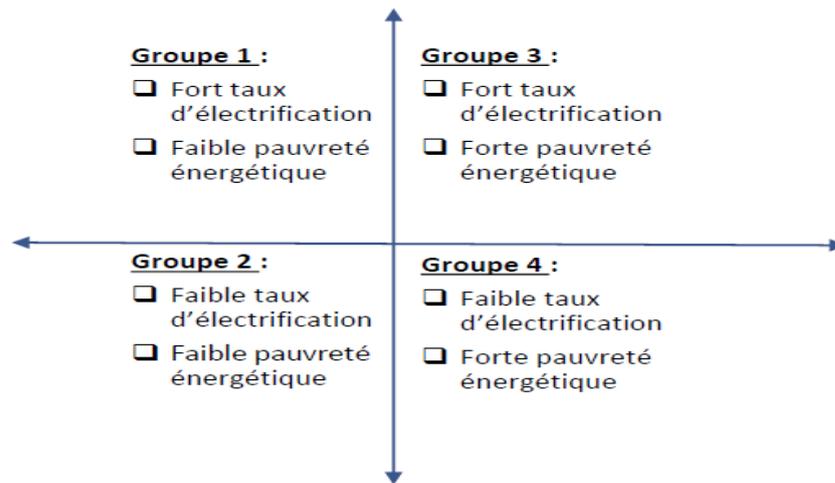
Pour représenter la pauvreté énergétique et ses liens avec l'accès, il est donc préférable d'opter pour une mesure qui utilise les informations issues des tarifications progressives, en combinant le seuil de 5 % du revenu des ménages consacrés aux dépenses énergétiques comme ligne indicative de pauvreté énergétique, et le taux d'accès. La combinaison descriptive de ces deux critères appliquée à de l'ASS nous permet de classer les pays de notre échantillon en 4 grandes catégories et ainsi de restituer l'hétérogénéité de la pauvreté énergétique.

Graphique 20. Sous-échantillons procédant du croisement entre le taux d'accès et d'une ligne de pauvreté énergétique supérieure à 5 % du revenu des ménages



- Classification de l'échantillon

Graphique 21. Groupes de pays en Afrique Sub-Saharienne identifiés par le croisement entre le taux d'électrification des pays concernés et leur pauvreté énergétique



2.3. Une allocation de subventions défavorable à l'accès

En ASS, les pouvoirs publics recourent aux subventions pour promouvoir l'accès à l'énergie. Ces subventions peuvent être affectées à la consommation, ou la production, bien qu'en pratique, il soit très difficile de les distinguer. En tout état de cause, la consommation sera subventionnée lorsque le prix payé par les consommateurs (consommation intermédiaire des entreprises ou consommation finale des ménages) est inférieur aux coûts d'approvisionnement des produits (coûts de transport et de distribution inclus).

Les subventions à la consommation énergétique se réfèrent à un contexte économique marqué par la grande pauvreté des ménages (Moulot, 2005). En ASS, le revenu mensuel moyen d'un ménage s'établit à 180 dollars, s'échelonnant de 60 dollars pour le quintile des ménages le plus pauvre à 340 dollars pour le quintile des ménages les plus riches (Eberhard et al, 2011). Les populations les plus pauvres, principalement localisées dans les zones rurales, allouent moins de 3 % de leur revenu à l'énergie (Kojima et al, 2016).

Dans la mesure où l'accès à l'électricité concerne à peine la moitié de la population, des subventions sont allouées aux énergies fossiles pour assurer l'accès à l'énergie hors électricité. Très répandues et simples à mettre en œuvre (Coady & al., 2015), il est difficile d'y revenir, en

dépit de leur caractère hautement régressif, car leur retrait se traduiraient en effet par un alourdissement de la facture énergétique de tous les ménages mais pénaliserait davantage les ménages pauvres (Del Granado & al., 2012 ; Dartanto, 2013).

Concernant l'accès à l'électricité, l'intérêt de la tarification progressive repose sur la possibilité d'utiliser des subventions pour soutenir les ménages pauvres. En ASS, ces subventions font partie intégrante de l'organisation et du financement de l'ensemble des missions de service public, telles que la péréquation spatiale et l'accès à un service universel. Pour satisfaire ces missions, l'opérateur public envisage l'électrification au moyen de subventions croisées à l'électricité. Dans le cadre de la méthode implicite de glissements de coûts, les ménages urbains subventionnent la consommation d'électricité des ruraux et les consommateurs industriels subventionnent celle des résidentiels. En ASS, ces subventions, substantielles, reflètent principalement les coûts élevés de la production d'électricité. Le coût moyen des prix subventionnés de l'électricité représente, en effet, 1.7 % de la richesse produite, allant même jusqu'à 2 % pour certains pays.

Les subventions à la connexion ont pour fonction de permettre au consommateur d'accéder à l'électricité par le réseau (Komives et al, 2005), tandis qu'une subvention à la consommation rend le service électrique moins coûteux pour la clientèle desservie (Golumbeanu & Barnes, 2013).

Ces deux types de subventions peuvent être ciblées ou non (Komives & al, 2008). Les subventions non ciblées interviennent lorsque la différenciation des blocs tarifaires ne permet pas de répercuter les coûts marginaux de service au consommateur final. A contrario, des subventions ciblées bénéficient à un groupe particulier. Parmi celles-ci, on retrouve tout d'abord des calibrages implicites tels que la facturation des frais de connexion forfaitaires ou des frais de service mensuels fixes à tous les ménages pour l'approvisionnement en électricité. Les calibrages explicites visent des ménages disposant de faibles revenus, des ménages vivant dans des logements précaires, ou des consommateurs n'utilisant que très peu d'électricité. En pratique, la subvention par la quantité, explicite et ciblée, est largement répandue en ASS, (Komives & al., 2005). Les dépenses énergétiques du quintile le plus riche atteignent l'équivalent de 40 dollars par mois (le revenu mensuel du 1^{er} quintile est de 60 \$). Dans ce contexte, bon nombre de pays de l'ASS sont confrontés à une généralisation du non-paiement pour les coûts de branchement au réseau (Komives & al., 2005) ainsi qu'à un taux élevé de

non-paiement des factures de consommation. Ce dernier, même s'il est difficile à évaluer, atteindrait 40 % en moyenne, soit, respectivement, 60 % pour les ménages du premier quintile de revenu et 20 % dans le dernier quintile (Del Granado & al., 2012).

En ASS, les $\frac{3}{4}$ des ménages ayant accès à l'électricité appartiennent aux deux quintiles supérieurs alors que parmi les ménages appartenant à la moitié inférieure de la distribution des revenus, à peine 10 % ont accès à l'électricité (Komives & al., 2008). La grande majorité des plus pauvres, qu'ils soient en zone urbaine ou rurale, n'ont pas accès à l'électricité faute de connexion au réseau. De sorte que les subventions à la consommation résidentielle sont largement captées par les ménages urbains plus aisés et dans certains pays, par les industries et établissements commerciaux. Finalement, les subventions au secteur de l'électricité en Afrique subsaharienne ont donc un caractère régressif (Foster & Briceño-Garmendia, 2010).

L'impossibilité à différencier les blocs dans les tarifications progressives de l'électricité entraîne un manque à gagner pour les pouvoirs publics estimé à 4 milliards de dollars par an (Briceño-Garmendia et al, 2008). La structure des tarifs est *déssinée* en fonction de certaines catégories de clients, notamment industriels. De sorte que le secteur résidentiel, qui représente 95 % des clients des entreprises d'électricité, contribue seulement pour 50 % des recettes (Foster & Briceño-Garmendia, 2010). Le subventionnement croisé entre gros et petits consommateurs comme entre ruraux et urbains pour financer l'électrification rurale est, le plus souvent, inaccessible.

SECTION 3. UNE TARIFICATION REGRESSIVE AU SERVICE DES USAGES PRODUCTIFS : LES POLITIQUES DE CIBLAGE MISES EN PLACE DANS LES PAYS DE L'ASS.

En ASS, la tarification mise en place par les compagnies d'électricité reste avant tout avantageuse pour les acteurs qui font un usage productif de l'énergie. Leurs subventionnements interviennent dans un contexte où la demande non résidentielle est amenée à fortement progresser puisqu'elle est supposée atteindre plus de 1000 TWh à l'horizon de l'année 2040 (Castellano et al., 2015).

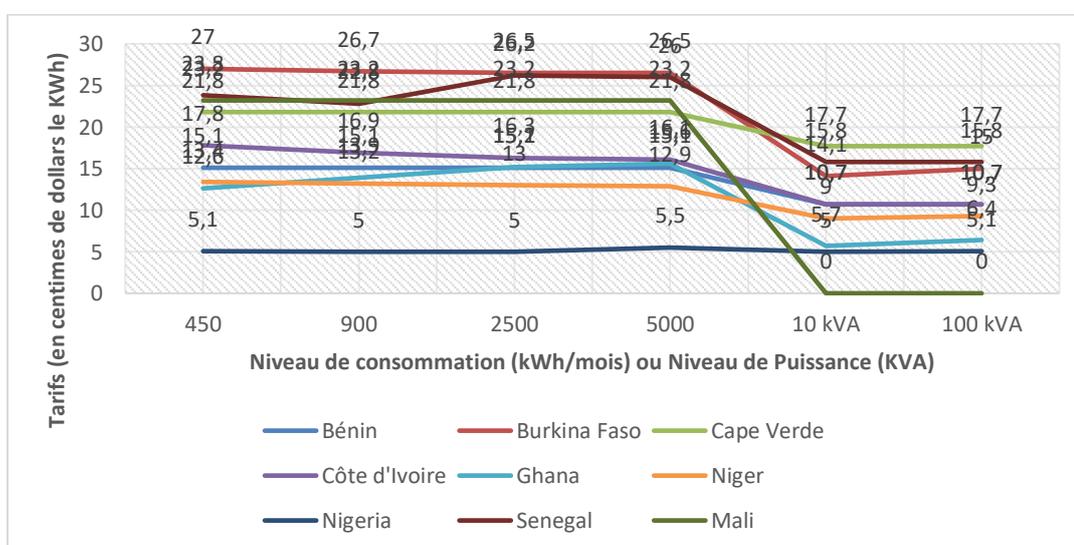
3.1. Une tarification et des exemptions

Près de 60 % des entreprises commerciales et 50 % des entreprises industrielles bénéficient d'un schéma tarifaire de forme linéaire (Briceño-Garmendia & Shkaratan, 2011). Cette structure tarifaire comporte trois parties distinctes :

- **Une charge mensuelle fixe**, définie en fonction des caractéristiques des réseaux électriques, indépendante de la consommation. A cette redevance peut s'ajouter un ensemble de taxes ;
- **Une charge de demande**, définie selon le niveau de demande de pointe servi. Cette charge oblige ces clients à payer le service électricité pour une demande contractée même s'ils ne l'utilisent pas en totalité. Les frais à la demande sont destinés à aider les services publics à recouvrer les coûts fixes de la prestation de services ;
- **Une charge de volume**, en fonction du volume de consommation servi.

En dépit de différences notables, qui dépendent du type d'acteur ou du pays, pour 2/3 des pays en ASS, les tarifs industriels sont en moyenne de 20 à 30 % inférieurs à ceux des commerciaux (Briceño-Garmendia & Shkaratan, 2011). Il en va de même pour le paiement des charges de volume (de 12 centimes de dollars le kWh pour un commercial à 8-10 centimes de dollars le pour un industriel).

Graphique 22. Tarifs des consommateurs non résidentiels - Afrique de l'Ouest



Source : Briceño-Garmendia & Shkaratan (2011)

Les choix tarifaires pour les entreprises contribuent à favoriser la consommation productive relativement à la consommation résidentielle et à faire croître la régressivité pour les très gros consommateurs.

Pour les consommateurs productifs, le prix du kWh d'électricité vendu varie énormément entre les pays du fait de l'exemption de telle ou telle composante tarifaire. Ainsi, selon Briceño-Garmendia & Shkaratan (2011) une vingtaine de pays d'ASS n'incluent ni charge de demande, ni charge fixe envers les entreprises commerciales et industrielles. Les petits industriels sont, le plus souvent, exemptés de ces charges (Kojima et al., 2014). Cette exclusivité constitue une forme de subventionnement au tissu commercial et industriel des pays de l'ASS.

En revanche, lorsque les compagnies d'électricité récupèrent une partie des coûts engagés sur les frais de demande contractés, ils sont davantage ré-affectés aux moyens et gros consommateurs industriels qu'aux entreprises commerciales (Kojima et al., 2014).

3.2. Par secteurs d'activité

Les gros consommateurs d'électricité se concentrent dans l'industrie lourde, connectés au réseau HT. Ils sont ciblés par la tarification différenciée en volume (*Time-of-Use Tariffs*). L'usage d'un tel mécanisme tarifaire permet de lisser la consommation d'électricité dans le temps (Kojima & Han, 2017) puisqu'il garantit à ces consommateurs des compensations financières s'ils reportent leur consommation vers des périodes creuses⁷⁸. L'électricité est, en effet, plus chère dans les périodes de pointe dans la mesure où l'ensemble du système électrique fait alors appel à une capacité de réserve à forte intensité de capital pour la production, le transport et la distribution du service. Cette électricité est d'autant plus coûteuse qu'elle est produite à partir de centrales fonctionnant très souvent au diesel ou au fioul lourd.

⁷⁸ Dans les pays développés, la définition du gros consommateur industriel repose sur l'articulation entre les réseaux électriques de moyenne ou de haute tension (Norme n°60038 de l'International Electrotechnical Commission). Cette norme ne s'appliquant pas en ASS, certains pays classent les consommateurs industriels en haute tension à partir d'une échelle comprise entre 11-33 kV (Nigeria et Lesotho) tandis que d'autres n'ont que des consommateurs industriels de moyenne ou de basse tension. La seule ligne à haute tension, considérée comme telle dans la forme tarifaire, est la ligne de 132 kV reliant l'Éthiopie, le Kenya et l'Afrique du Sud.

Très souvent, la forme tarifaire TOU laisse place à une tarification décroissante en fonction du coût marginal. L'adoption d'une tarification par paliers descendants de consommation DBT (Decreasing-Block-Pricing) entraîne une surconsommation d'électricité des industriels, largement subventionnée (Kojima & al, 2014).

Or, plus de la moitié des pays de l'ASS délaissent progressivement la forme de tarification différenciée en *volume*, même en présence de gros consommateurs d'électricité connectés au réseau électrique HT (Kojima & Han, 2017). Parfois, quand bien même les pouvoirs publics décident de sa mise en place, il n'est en réalité que très peu appliqué (Kojima & Han, 2017). Seuls la Namibie, l'Afrique du Sud et le Swaziland pratiquent ce type de tarification. Ces derniers font notamment usage de différences de consommation saisonnières.

Les administrations publiques bénéficient également d'exemption de charge, essentiellement pour l'éclairage public (Kojima & Han 2017). Ces formes tarifaires spécifiques s'accompagnent généralement de fonds d'investissement destinés à l'éclairage public⁷⁹ ou à l'électrification rurale⁸⁰. Dans de très rares cas, cette dernière est financée à l'aide de mécanismes basés sur des subventions croisées entre les urbains et les ruraux (Eskom en Afrique du Sud).

Le troisième secteur subventionné est l'agriculture d'exportation, premier employeur en l'ASS et principale source de richesse. L'agriculture d'exportation de sept pays serait concernée par ce cadre tarifaire spécifique (Gambie, île Maurice, Mozambique, Namibie, Afrique du Sud, Swaziland, Zimbabwe) (Kojima & Han 2017)

Mais ce sont évidemment les mines qui bénéficient le plus de tels mécanismes tarifaires car elles servent bien souvent de points d'ancrage aux sociétés d'électricité nationales. En Afrique, les exploitations minières sont très souvent acheteuses principales de l'énergie produite par les sociétés nationales d'électricité. Sans cette demande, les sociétés nationales d'électricité sont incapables de renouveler leurs investissements dans le réseau. Les entreprises de services publics ont ainsi encaissé l'équivalent 75 milliards de dollars de la part des mines (World Bank & IEA, 2015).

⁷⁹ Cap-Vert, Ghana, Mali, Mauritanie et Togo.

⁸⁰ Bénin, Botswana, Burkina Faso, Côte d'Ivoire, Ghana, Kenya, Lesotho, Madagascar, Namibie, Afrique du Sud, Tanzanie, et Zimbabwe.

Plusieurs sociétés nationales d'électricité développent des cadres tarifaires spécifiques pour les principaux acteurs du secteur minier⁸¹. En conséquence, les tarifs de l'électricité qui leur sont appliqués sont nettement inférieurs à ceux destinés aux commerces et aux ménages, incluant des clauses de contrats souvent très avantageuses (charges diverses ne s'élevant qu'à 16 centimes de dollars par kWh d'électricité produite). Le comparatif des coûts est déterminant lorsqu'il s'agit d'opter pour une solution d'auto-alimentation des mines ou un raccordement au réseau principal. Ainsi, au Cameroun, en République Démocratique du Congo et en Zambie, le prix fixé pour les services du réseau est inférieur au dixième du prix de revient dans chaque pays de l'auto-alimentation à partir d'un générateur diesel classique de 5 MW. Dans ces pays, ces tarifs sont donc fixés bien en-deçà du coût marginal de long terme (Barnejee & al, 2015).

La tarification pour les usages productifs a tenté de valoriser au maximum les industries à forte intensité capitaliste, telles que l'agro-industrie ou les mines, par l'allocation de subventions. Le niveau insuffisant des tarifs au kWh d'électricité produite imposée par les sociétés nationales d'électricité à l'ensemble de ses acteurs a, en revanche, aggravé la situation financière des sociétés nationales d'électricité en ASS, plus que jamais incapables de s'autofinancer afin de dégager des ressources suffisantes pour l'électrification.

SECTION 4. MODELE

4.1. Données

Nous cherchons à analyser les déterminants des taux d'accès à l'électricité des ménages urbains et ruraux connectés, organisés en trois groupes de variables explicatives : les formes tarifaires spécifiques développées par les compagnies d'électricité en Afrique Sub-Saharienne, les unités de production mises en place et les *willingness-to-pay* pour chaque quintile de revenu de population.

Pour ce faire, nous recourons à des données de panel détaillant 30 pays de l'ASS, observés de 1990 à 2012. Au total, la base de données est constituée de 782 observations. L'ensemble

⁸¹ Cameroun, République Démocratique du Congo, Ghana, Mozambique et Zambie.

des données sur les tarifs énergétiques a été obtenu à partir des rapports d'activités émanant de 33 régulateurs nationaux, soit de manière directe, soit à partir de bases internationales établies à partir de leurs données telles que l'Africa Country Infrastructure Diagnostic Data Base (2009), base de la Banque Mondiale. Une autre source de données émanant des régulateurs nationaux a pu également être mobilisée, compilant plusieurs informations sur l'offre d'électricité, les sources mêlant les compagnies d'électricité et les IPP, et sur la demande, à partir d'enquêtes ménages.

Notre base est cylindrée. Elle utilise les 4 groupes de pays issus de la métrique développée en section 2, combinant le taux d'électrification par pays et le taux de pauvreté énergétique de respectivement 161, 161, 184 et 276 observations. En effet, nous possédons un échantillon global comportant les informations nécessaires sur un ensemble des groupes. Ces informations sont supposées présentes sur l'ensemble de notre période d'étude.

Les données représentées en panel nous permettent de tenir compte de la double dimension à la fois individuelle et temporelle de la base, prenant ainsi en considération l'influence des caractéristiques inobservables des groupes de pays et de la période d'étude (Wooldridge, 2007). Dans notre étude, les données utilisées en panel rendent compte de l'influence de chaque groupe de pays sur les nouveaux accès à l'électricité des ménages urbains et ruraux connectés au réseau on-grid. Par ailleurs, les données de panel permettent de contrôler partiellement l'effet relatif aux variables explicatives manquantes présentes dans notre modèle et également d'obtenir des estimateurs consistant, notamment en présence de variables omises.

La liste complète des régulateurs contribuant à la base est donnée **en annexe 1**.

Les statistiques descriptives de nos sous-échantillons sont présentées **en annexe 2**.

Les sources des données sont présentées **en annexe 3**.

La base de données est organisée en cinq catégories de variables :

Tableau 10. Distribution des variables d'enquête

Catégories de variables	Code	Variables	Type de variable (et forme de la variable)	Description de l'indicateur
I. Dependent variables: Access category				
This category includes the two dependent variables of our model: <ul style="list-style-type: none"> - urban access rate - rural access rate 	UA	1. Urban access rate	Categorical (6)	< 40; [40-50]; [50-60]; [60-80]; [80-90]; > 90
	RU	2. Rural access rate	Categorical (4)	< 40 [40-50] [50-60] [70-80]
II. 1st explanatory variable: Tariff schedule category ⁸²				
This category includes tariff schedules by sector: residential, commercial and industrial. Within the residential tariff schedule is a lifeline rate in which consumption is subsidised, and also the number of tariff blocks per country.	RT	3. Residential rates	Dichotomous (2)	=1 with an IBT tariff schedule; =0 with a linear tariff schedule
	NT	4. Number of tariff blocks	Categorical (3)	= 0 if the tariff schedule has only one block; =1 if the tariff schedule has]1; 3] blocks; =2 if the tariff schedule has [3;11] blocks
	ST	5. Lifeline rates (US cents/ kWh)	Categorical (3)	< 10;

⁸² IBTs: Increasing Block Tariffs; DBTs: Declining Block Tariffs; LR: Linear Rates; TOU: Time-Of-Use rates.

	FC	6. FC Connection fee (\$ per kW)	Categorical (4)	=10; > 10 [0-10]; [10-20]; [20-30]; >30
	CT	7. Commercial tariff schedule	Categorical (4)	=0 with a linear tariff schedule; =1 with an IBT tariff schedule; =2 with a DBT tariff schedule; =3 with a TOU tariff schedule
	IT	8. Industrial tariff schedule	Categorical (4)	=0 with a linear tariff schedule; =1 with an IBT tariff schedule; =2 with a DBT tariff schedule; =3 with a TOU tariff schedule
III. 2nd explanatory variable: Production category GWh ⁸³				
This category includes electricity production by (i) public utility companies (ii) and private power plants (IPPs)	HP	9. Public utility company	Categorical (6)	<100; [100-200]; [200-300]; [300-400]; [400-1000]; > 1000

⁸³ IPPs: Independent Power Producers

	IP P	10. IPP	Categorical (5)	<10; =10; [10-100]; [100-1000]; > 1000
IV. 3rd explanatory variable: Willingness-to-pay (WTP) category (by quintile) ⁸⁴				
This category includes the willingness to pay by income quintile Q1: poorest quintile of the population; Q5: richest quintile of the population	Q1WT P	11. Q1	Categorical (3)	[[0-10]; [10-20]; > 20
	Q2WT P	12. Q2	Categorical (3)	[0-10]; [10-20]; > 20
	Q3WT P	13. Q3	Categorical (3)	[0-10]; [10-20]; > 20
	Q4WT P	14. Q4	Categorical (3)	[0-10]; [10-20]; > 20
	QWTP	15. Q5	Categorical (3)	[0-10]; [10-20]; > 20
V. Control variables				

⁸⁴ These different income quintiles allow us to analyse urban and rural households' willingness to pay for electricity service in order to see if there is a convergence between these households in terms of poverty and whether poverty matters more than location.

07/08/2020

This category involves GDP per capita, population, and human development index (HDI) variables	POP	16. Population (in millions)	Categorical (4)	[0-5]; [5-10]; [10-20]; > 20;
	HDI	17. HDI (Human Development Index)	Categorical (2)	Low development Medium development;
5 categories		17 variables	59 forms for 30 SSA countries	

4.2. Modèles de panel à effets aléatoires en variables instrumentales / Modèle dynamique GMM

Parmi les possibilités qui s'offrent à nous pour traiter ces données de panel, nous optons pour un modèle à effets aléatoires. Ce choix procède, au vue des statistiques descriptives, des différences entre les compagnies d'électricité nationales qui demeure aléatoire et non corrélée ni avec les régresseurs, ni avec les variables explicatives du modèle. D'après Greene (2012), la différence cruciale entre les modèles à effets fixes et aléatoires réside dans le fait de savoir « si l'effet individuel non observé englobe ou non des éléments corrélés avec les régresseurs du modèle, indépendamment de la nature stochastique de ces effets ». Or, nous supposons que les différences entre les compagnies/régulateurs d'électricité, vecteurs des politiques énergétiques nationales, ont une influence notable sur nos taux d'accès à l'électricité. Un des avantages que procure l'utilisation d'un modèle de panel à effets aléatoires est l'inclusion de variables invariantes dans le temps, ce qui n'est pas possible dans un modèle de panel à effets fixes. Ce modèle est néanmoins sensible au problème de variables omises. Nous utilisons un modèle de panel à effets aléatoires appliqué aux 4 groupes de pays identifiés. Nos choix sont validés par les tests d'Hausman (1978 & 1981).

Pour traiter le risque d'endogénéité⁸⁵, nous adoptons deux modèles de panel en variables instrumentales. Trois variables instrumentales Z_i (le prix des trois premières tranches de consommation) sont définies afin de corriger l'endogénéité de la variable *Nombre de tranches (NT)*. La variable caractérisée par l'endogénéité reste donc approximée par ces instruments. Ces derniers sont corrélés avec la variable explicative nombre de tranches (NT) ($\text{cov}(T_i; u_i) \neq 0$) mais pas avec les autres déterminants de la variable à expliquer ($\text{cov}(Z_i; u_i) \neq 0$).

Les deux modèles, l'un pour l'accès urbain et l'autre pour l'accès rural, s'écrivent de la manière suivante :

$$y_{it} = x_{it}'\beta + \alpha_i + u_{it} + \varepsilon_{it}$$

⁸⁵ L'endogénéité peut être causée par plusieurs facteurs comme l'erreur de mesure sur les variables, la simultanéité, l'omission de régresseurs, l'hétérogénéité inobservée, ou les différents effets de sélection possibles

Avec successivement y_{it} les taux d'accès des ménages urbains et ruraux connectés au réseau on-grid. Les x_{it} s'assimilent aux 17 variables détaillées dans le **Tableau 2**. Les effets aléatoires sont ainsi représentés, les erreurs inter-individuelles et intra-individuelles étant données par u_{it} et ε_{it} . Les α_i correspondent aux constantes exprimées à travers le temps, et ce pour chaque variable représentée. Nous faisons l'hypothèse que toutes les α_i sont indépendamment et identiquement distribuées par rapport à u_{it} .

Aux deux modèles initiaux s'ajoutent sur certaines de nos variables des retards échelonnés sur deux pas de temps (cas des variables tarification commerciale, industrielle, frais fixes de branchement et de connexion et premier quintile de population). Ces retards détectent pour chaque variable la possible présence d'un effet mémoire au sein de chaque sous-échantillon.

Pour les régressions de panel à effets aléatoires, dans le cadre des doubles moindres carrés ordinaires (Two-Stage-Least-Square), deux estimateurs différents et consistants peuvent être utilisés : l'estimateur de Balestra & Varadharajan-Krishnakumar (1987) et l'estimateur de Baltagi (Baltagi et al., 2009). Pour nos régressions futures, nous avons choisi de travailler avec l'estimateur de Baltagi car ce dernier nous permet d'éviter la présence d'instruments redondants qui ne gèrent pas de gains supplémentaires en termes d'efficacité asymptotique.

Afin de contrôler l'hétéroscédasticité dans nos deux modèles, nous reportons les résultats obtenus à l'aide de la méthode des moments généralisés (GMM) (Semykina & Wooldridge, 2010), reportés en annexes. L'estimateur GMM permet ainsi de mieux utiliser les conditions d'orthogonalité pour rendre les estimations plus efficaces, notamment en présence d'une hétéroscédasticité de forme inconnue (Baum et al., 2003).

SECTION 5. RESULTATS

5.1. Présentation des résultats

Les résultats des deux modèles pour les quatre sous-échantillons identifiés sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Tableau 11. Résultats obtenus à l'issu du modèle en panel à effets aléatoires en variables instrumentales (Ecart-types des erreurs corrigés de l'hétéroscedasticité (Niveau de significativités * $p \leq 0.10$, ** $p \leq 0.05$, *** $p \leq 0.01$)

Y	Groupes	Accès Urbain				Accès Rural			
		(1)	(2)	(3)	(4)	(1)	(2)	(3)	(4)
	RT	-24.340 *** (1.902)	-37.212 *** (3.750)	7.656 *** (2.274)	-9.201 (5.774)	21.674 *** (8.069)	9.641 ** (0.963)	-15.458 *** (1.327)	-3.583 ** (1.041)
	NT	22.508 *** (1.311)	16.737 *** (1.872)	-15.720 *** (1.677)	1.907 (2.128)	23.437 *** (4.559)	13.351 *** (0.556)	-1.327 *** (0.978)	-3.339 *** (0.307)
	ST	2.250 *** (0.124)	2.248 *** (0.268)	0.365 (0.351)	-1.933 *** (0.061)	-0.798 ** (0.417)	0.847 *** (0.075)	1.327 *** (0.205)	-0.030 (0.019)
	FC	1.038 *** (0.394)	-0.076 *** (0.060)	0.213 *** (0.072)	0.027 (0.103)	0.407 (0.883)	-0.002 (0.018)	0.054 (0.042)	-0.028 * (0.017)
	FC-1	-0.056 (0.484)	-0.002 (0.061)	0.003 (0.090)	0.005 (0.060)	0.023 (1.026)	-0.003 (0.022)	0.00004 (0.052)	0.001 (0.010)
	FC-2	-0.472 (0.336)	-0.016 (0.044)	0.061 (0.066)	0.076 * (0.041)	-0.503 (0.743)	-0.020 (0.015)	0.014 (0.038)	0.010 (0.006)
	CT	-31.491 *** (3.045)	-13.531 *** (1.697)	0.365 (0.351)	16.855 *** (3.227)	6.907 *** (2.168)	-3.830 *** (0.484)	3.419 (2.307)	-0.157 (0.529)
	CT-1	0.139 (3.510)	-0.193 (1.258)	0.605 (4.372)	0.011 4.048	-0.141 (0.359)	-0.143 (0.437)	0.464 (2.551)	-0.099 (0.722)
	CT-2	-1.931 (2.456)	-1.732 * (0.963)	5.006 (3.263)	3.015 (2.832)	-1.682 *** (0.317)	-1.185 *** (0.329)	5.031 *** (1.903)	-0.449 (0.498)
	IT	20.770 *** (2.020)	0.352 (1.710)	-8.873 *** (2.737)	-10.758 *** (3.067)	11.883 *** (4.678)	-4.550 *** (0.556)	-4.483 *** (1.597)	0.056 (0.498)
	IT-1	-0.245 (2.596)	0.672 (1.999)	-0.346 (2.888)	-0.095 (2.945)	0.064 (4.585)	0.208 (0.639)	-0.254 (1.685)	0.060 (0.445)
	IT-2	0.211 (1.751)	5.401 *** (1.467)	-2.151 (2.111)	3.015 (2.832)	-0.170 (3.380)	1.899 *** (0.481)	-2.444 ** (1.231)	0.311 (0.304)
	HP	-0.003 *** (0.003)	-0.002 *** (0.001)	0.017 *** (0.002)	-0.006 *** (0.002)	-0.0005 ** (0.0002)	-0.0005 ** (0.0002)	0.011 *** (0.001)	0.001 * (0.000)
	IPP	0.019 *** (0.005)	-0.003 *** (0.001)	0.008 (0.008)	-0.084 *** (0.004)	0.002 (0.003)	0.002 (0.003)	-0.019 *** (0.005)	-0.015 *** (0.001)
	Q1WTP	12.834 *** (1.631)	25.434 *** (2.763)	-144.898 *** (15.663)	-10.960 *** (2.104)	-38.866 *** (1.075)	-38.866 *** (1.075)	-144.001 *** (15.667)	0.947 ** (0.482)
	Q1WP-1	0.019 (0.551)	0.070 (1.199)	0.115 (1.740)	0.048 (1.015)	-0.009 (0.309)	-0.009 (0.309)	0.116 (1.740)	-0.003 (0.189)
	Q1WTP-2	0.151 (0.381)	0.697 (0.818)	2.702 ** (1.252)	-0.225 (0.717)	-0.099 (0.210)	-0.099 (0.210)	2.706 ** (2.706)	-0.033 (0.130)
	Q2WTP	-17.003 *** (2.285)	-24.214 *** (2.373)	311.488 *** (36.370)	27.883 *** 2.378	14.263 *** (0.791)	14.263 *** (0.791)	308.937 *** (36.381)	-1.649 *** (0.571)
	Q3WTP	8.930 *** (1.140)	2.266 ** (1.091)	-267.540 *** (32.733)	-10.371 *** (0.645)	16.057 *** (0.373)	16.057 *** (0.373)	-264.856 *** (32.744)	-0.050 (0.121)
	Q4WTP	0.620 *** (0.254)	-6.882 *** (0.290)	173.939 *** (20.406)	-8.258 *** (0.587)	2.801 *** (0.106)	2.801 *** (0.106)	172.284 *** (20.412)	0.461 *** (0.139)
	Q5WTP	-3.128 *** (0.454)	-	-74.382 *** (8.304)	2.909 *** (0.229)	-	-	-73.795 *** (8.306)	-0.018 (0.044)
	POPULATION	1.19e-06 *** (2.43e-07)	3.84e-07 *** (4.73e-08)	1.31e-06 *** (2.01e-07)	5.79e-07 *** (9.86e-08)	1.51e-07 *** (1.30e-08)	1.51e-07 *** (1.30e-08)	1.59e-06 *** (2.50e-07)	3.29e-07 *** (2.72e-08)
	IDH	-7.953 ** (3.972)	3.490 (2.229)	27.633 *** (6.087)	-4.072 (3.492)	1.695 ** (0.850)	1.695 ** (0.850)	-10.433 *** (4.097)	0.999 * (0.579)
	cste	60.537 *** (2.614)	51.965 *** (2.451)	26.868 *** (3.466)	60.071 *** (2.547)	7.455 *** (8.154)	-17.275 *** (0.755)	-7.783 *** (2.838)	5.246 *** (0.633)
	Obs (N=782)	161	161	184	276	161	161	184	276
	R-squared	0.8398	0.9735	0.8983	0.7855	0.6533	0.9837	0.7440	0.7376

5.2. Interprétation des résultats

Pour comparer les déterminants de l'accès entre les sous-groupes, *le Groupe 1* (taux d'accès à l'électricité élevé, pauvreté énergétique faible) est pris comme référence.

Le résultat général fait apparaître le caractère régressif de la tarification, ce dernier jouant en défaveur de l'accès à l'électricité. Les résultats du modèle détaillent le fonctionnement de ce mécanisme auto-entretenu et généralisé sur la relation entre pauvreté énergétique et accès tout comme entre localisation et accès.

- **Pour la dimension tarification.**

La tarification résidentielle du groupe 1 nous permet de montrer que l'accès des ménages ruraux a clairement bénéficié du schéma traditionnel d'électrification qui pour l'essentiel est basé sur le subventionnement de l'accès à l'électricité des ruraux par les urbains (*Residential Tariff* : coefficients significatifs respectivement égaux à -24.340 et 21.674 pour les ménages urbains et ruraux). Il existe un transfert entre ces deux catégories des ménages. De plus, la structure tarifaire dans son ensemble, dont les seuils demeurent préalablement définis par les compagnies d'électricité, a favorisé l'accès de tous les ménages à l'électricité (*Nombre de Tranches* : coefficients significatifs égaux à 22.508 pour les urbains et 23.437 pour les ruraux) tout en segmentant suffisamment les consommateurs urbains afin d'identifier ceux situés dans la tranche sociale (2.250). Les frais fixe de connexion prévus dans la tarification résidentielle ne sont pas un obstacle à l'accès pour les ménages urbains (*Frais fixes de connexion* : coefficient significatifs à 1.038). Le seul résultat qui tranche pour le groupe 1 est que la tarification sociale n'a pas permis d'améliorer l'accès à l'électricité des ménages situés dans les zones rurales (-0.798), signalant la frontière technique représentée par l'extension du réseau on-grid pour améliorer l'accès compte tenu de la dispersion des populations à électrifier. Pour les pays du groupe 1, la tarification résidentielle remplit correctement ses objectifs en termes d'accès. Les compagnies d'électricité peuvent compter sur le paiement des frais fixes des ménages urbains et le niveau de l'accès s'est suffisamment normalisé pour déclencher le financement des ruraux par les urbains.

Comme dans le groupe 1, **dans le groupe 2 (taux d'accès faible, pauvreté énergétique faible) l'accès profite aux deux catégories de ménages et la structure de la tarification**

résidentielle (NT 16.7 urbains et 13.3 ruraux) assure le transfert de financement des urbains (RT -37.2) vers l'accès des ruraux (RT 9.4) ; la tranche sociale joue correctement son rôle (ST 2.2 urbain et 0.847 ruraux). Toutefois, ces résultats sont à interpréter avec prudence compte tenu du poids du Nigéria dans le sous-échantillon.

La situation est différente dans les deux autres groupes puisque la tarification dans les deux cas dégrade l'accès rural (RT : -15.4 pour le groupe 3 et -3.6 pour le 4) pour favoriser l'accès urbain uniquement dans le premier groupe. La structure de la tarification (NT) agit négativement dans tous les cas, même si la tarification sociale pour les ruraux du groupe 3 tempère un peu le sacrifice de l'accès des populations rurales. Le tarif social agit à l'inverse de ses objectifs pour les urbains du groupe 4 (ST = -1.933). Dans ces deux groupes de pays, les frais fixes de connexion ont un très faible pouvoir explicatif mais interviennent positivement pour les urbains du groupe 3 et négativement pour les ruraux du groupe 4.

La tarification résidentielle polarise fortement les groupes de pays. En situation de faible pauvreté énergétique (groupes 1 et 2), elle prend en charge l'accès des ruraux par les urbains sur la base de financements croisés et contribue donc à l'expansion rurale de l'accès. Les structures tarifaires sont robustes, tarification sociale comprise. En revanche, pour les pays en situation de forte pauvreté énergétique (groupe 3 et 4), la contribution de la tarification cible l'accès urbain par la dégradation de l'accès rural. Les tarifs sociaux sont impropres à agir sur cette inversion, même si un certain seuil du taux d'électrification semble modestement préserver l'accès des ruraux éligibles.

Les tarifications d'activités, industrielle et commerciale, mettent en évidence une sensibilité des politiques de ciblage aux activités industrielles des pays concernés. Ainsi, pour le groupe 1, la tarification a favorisé l'essor des activités industrielles dans l'urbain, qui y a bénéficié d'un transfert depuis les activités commerciales, tandis qu'elle a joué en faveur des deux secteurs d'activité dans le rural. L'Afrique du Sud tire l'ensemble des résultats du groupe vers un modèle de développement industrie / commerce et urbain / rural qui peut ne pas être tout à fait représentatif. Dans les pays du groupe 2, la tarification profite également aux industries (IT significatif à deux retards échelonnés : 5,401) et défavorise le secteur commercial (CT : - 13.531). Les industries extractives, représentatives de ce groupe de pays (Angola, Nigéria, Ouganda, Zambie), sont clairement favorisées. La variable IT perd cependant sa significativité en raison du poids économique du Nigéria au sein du sous-échantillon. Ces

significativités ne sont toutefois opérantes que pour l'accès urbain. En zone rurale, les tarifications sont défavorables aux activités industrielles comme aux activités commerciales (CT : -3.830 ; IT : -4.550). A contrario, dans les groupes 3 et 4, la tarification d'activités est défavorable aux activités industrielles urbaines (-8,873 et -10,758) sans bénéfice systématique pour les activités commerciales (non significativité pour le groupe 3 et significativité pour le groupe 4 CT 16.855). Les industries rurales ne sont pas soutenues par les tarifications en vigueur et les résultats pour les activités commerciales sont ambigües. Lorsque le niveau de développement le permet, les tarifications d'activités soutiennent les activités industrielles, davantage créatrices de valeur.

- **Pour la dimension production.**

Pour tous les groupes de pays, les variables de production sont très peu explicatives de l'accès. L'inefficience du monopole public dans la desserte des consommateurs urbains et ruraux est quasi générale. La dérégulation de l'offre, avec les IPP (Eberhard et al., 2016), ne contrebalance cette inefficience que dans le cas des pays du groupe 1. **Ces résultats confirment une nouvelle fois le rôle des déficiences de l'offre centralisée d'électricité dans l'accès et explique l'essor des solutions décentralisées de l'accès (Vessat, 2017).** Ces résultats, finalement très homogènes, seraient sans doute nuancés par la prise en compte des dotations en ressources des différents pays.

- **Pour la dimension du consentement à payer.**

Les consentements à payer signalent les sommes que les agents économiques seraient prêts à payer pour avoir accès à l'électricité. Ils permettent d'attribuer une valeur monétaire à l'amélioration attendue du bien-être. Sans surprise, les résultats obtenus soulignent le lien direct entre la pauvreté des ménages, représentée par leur niveau de revenu, et leur accès à l'électricité.

En effet, seuls les ménages urbains du premier quintile des groupes de pays 1 et 2 ont un CAP positif (Q1WTP 12,834 et 25,434) en lien direct avec leur accès au tarif social. Ce dernier agit ici comme un effet d'apprentissage. Dans ces deux mêmes groupes, le CAP négatif du second quintile signale le fait la tarification résidentielle est trop élevée pour que les consommateurs envisagent d'acheter de l'électricité sans aide mais le niveau de ce revenu de ces agents est trop élevé pour qu'ils puissent bénéficier du tarif social. Dans ces deux groupes

de pays, où la pauvreté énergétique est la plus faible, le second quintile de revenu, dans les zones urbaines, tombe dans un trou noir de l'accès. Dans les groupes 3 et 4 urbains comme pour l'ensemble des ménages ruraux des autres groupes, le CAP du premier quintile est négatif et les tarifs sociaux impuissants déclencher l'accès. Le niveau de revenu des ménages est bien l'obstacle majeur à l'accès et les tarifs sociaux n'agissent pas ou peu sur cette cible.

A l'exception des ménages urbains du second quintile, les autres, qu'ils soient urbains ou ruraux ont un CAP positif. Ce résultat n'est pas soutenu par l'accès permis a priori par la tarification sociale (sauf pour les ménages ruraux des groupes 2 et 3). Cela signifie que les tarifications résidentielles ici aussi ratent leur cible.

Pour les ménages avec des niveaux de revenus relevant des quintiles 3 et plus, les résultats sont contrastés. Les CAP sont positifs ou négatifs, sans qu'une règle générale de comportement puisse être dégagée. On notera tout de même, la prévalence de CAP positives en zones rurales, rendant compte de ménages en mesure de s'acquitter de l'accès au réseau et de payer une consommation d'électricité mais étant privés de l'un et de l'autre. On note également que les CAP négatifs du dernier quintile de revenu, en zone urbaine dans les groupes de pays à fort taux d'électrification, signalent sans doute des attentes sur l'amélioration de la qualité du service rendu, en particulier concernant le délestage. Au contraire, en zone urbaine un CAP positif pour ce même niveau de revenu mais pour le groupe de pays 4 à faible taux d'électrification, signale une population ayant la possibilité de payer qui n'est sans doute pas encore alimentée.

Au final ce sont davantage les conditions économiques des populations qui limitent ou favorisent l'accès plutôt que leur localisation. Des tarifications résidentielles trop peu différenciées en zone urbaine ont des effets équivoques. Un centrage de la tarification sur l'accès des plus pauvres, lorsqu'il est réussi, fait apparaître de nouvelles cibles qui sont totalement ignorées par les tarifications en vigueur. L'analyse des consentements à payer plaide pour une approche dynamique des tarifications résidentielle, attentive aux déplacements circonstanciés des frontières de la pauvreté énergétique.

CONCLUSION

En Afrique Sub-Saharienne, si la pauvreté des ménages urbains et ruraux constitue un obstacle majeur à l'accès à l'électricité, cette dernière n'agit pas seule. L'inefficacité de la tarification développée par les compagnies d'électricité présente une part importante de l'explication du non accès encore massif.

Pour les populations connectées, les limites inhérentes à l'accès à l'électricité ressortent davantage des conditions économiques des populations, et en particulier leur niveau de pauvreté, plutôt que de leur localisation. En effet, nous montrons que :

- Premièrement, le caractère anti-redistributif des tarifications progressives est à souligner, en particulier au niveau de la première tranche de consommation ou tarif social. On note toutefois que la sensibilité de la régressivité du tarif est moindre dès lors que l'accès est meilleur, mieux répartis entre urbains et ruraux et, qu'ainsi, des effets d'apprentissage du consommateur interviennent. En tout état de cause, la pauvreté des ménages, qu'ils soient urbains ou ruraux, importe plus que leur localisation ;
- Deuxièmement, la tarification mise en vigueur par les différentes compagnies d'électricité en ASS tend à faire porter la régressivité la plus forte au bénéfice des activités productives ;
- Troisièmement, la pauvreté des ménages au niveau des premiers quintiles illustre le lien direct entre la pauvreté monétaire des ménages et l'accès, validant la relation entre la consommation d'électricité et l'accroissement du niveau de revenu. Néanmoins, plusieurs basculements au niveau des volumes de consommation des ménages interviennent, suggérant des tarifications spécifiques pouvant être mises en œuvre aussi bien en zone urbaine qu'en zone rurale.

L'hétérogénéité des quatre sous-groupes considérés suggère par ailleurs des contributions différenciées des politiques publiques à l'accès. Cependant, les instruments tarifaires tels qu'ils sont développés actuellement ne peuvent améliorer significativement l'accès à l'électricité du plus grand nombre. L'arbitrage entre un recouvrement nécessaire des coûts

pour les compagnies d'électricité et un élargissement de l'accès à l'électricité au plus grand nombre paraît donc insoluble. Cependant, si l'on maintient les arbitrages existants entre recouvrement des coûts et accès, une modification des tarifications est de nature à abaisser leur régressivité et paraît donc en mesure de procurer des ressources supplémentaires aux compagnies d'électricité. Pour cela, il conviendrait :

- De mieux segmenter les blocs des tarifications progressives en affichant des écarts de prix plus significatifs. Si la consommation d'électricité reste une fonction du revenu, alors le tarif des tranches supérieures peut être augmenté, en travaillant sur des hypothèses soutenables de la part de la dépense d'électricité dans le revenu. Les effets de substitutions peuvent être tempérés par une amélioration de la qualité du service énergétique rendu au consommateur final,
- De concevoir le tarif social, caractéristique du premier bloc de consommation et source d'exclusion pour les consommateurs du bloc suivant, non pas sur un volume d'électricité mais sur panier de service énergétique de nature à mettre les ménages en situation de stabiliser leur revenu actuel et d'améliorer leur revenu futur. Le principe d'une tarification sociale évolutive peut être couplée à une réflexion sur une exemption temporaire des frais fixes de raccordement,
- De ramener la régressivité au bénéfice des plus grandes entreprises capitalistiques à des niveaux raisonnables.

Notre étude, centrée sur les ménages connectés au réseau on-grid, ne couvre pas l'électrification rurale hors réseau. Cette dernière, loin d'être négligeable en Afrique Sub-Saharienne, amène les acteurs du développement, dont les décideurs publics, à chercher de nouveaux modèles (Bhattacharyya, 2013). Ces derniers reposent sur des schémas non conventionnels de développement de l'offre d'électricité (Sokona et al., 2012), en particulier des solutions de production décentralisées (mini-grid et off-grid et EnR). Cependant, ces dernières, contrairement aux schémas conventionnels du réseau centralisé, assignent un rôle tout à fait nouveau à la demande et à sa dynamique pour lesquelles des tarifs de forme pay and go ne peuvent constituer qu'une première étape.

BIBLIOGRAPHIE

Africa Infrastructure Country Diagnostic Power Tariff. 2009. AICD Database. <http://dataportal.opendataforafrica.org/data/#topic=Energy>

African Development Bank (AfDB). 2013. *The High Cost of Electricity Generation in Africa*. <https://www.afdb.org/fr/blogs/afdb-championing-inclusive-growth-across-africa/post/the-high-cost-of-electricity-generation-in-africa-11496/>

Association pour le développement de l'énergie en Afrique (ADEA). 2015. *L'Énergie en Afrique à l'horizon 2050*. Etude réalisée en collaboration avec l'Institut de la Francophonie pour le développement durable.

Balestra, & Varadharajan-Krishnakumar, J. 1987. Full information estimations of system of simultaneous equations with error component structure. *Econometric Theory*, 3(1987): 223–246.

Baltagi, B. & Liu, L. 2009. *A Note on the Application of EC2SLS and EC3SLS Estimators in Panel Data Models*. Center for Policy Research Working Paper No. 116, <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.1807263>

Banerjee, S., Wodon, Q., Diallo, A., Pushak, T., Uddin, H., Tsimpo, C. & Foster, V. 2008. *Access, Affordability, and Alternatives: Modern Infrastructure Services in Africa*. Washington, DC.: World Bank, <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/12558>

Banerjee, S.; Romo, Z.; McMahon, G.; Toledano, P.; Robinson, P. & Arroyo, I. 2015. *The Power of the Mine. A Transformative Opportunity for Sub-Saharan Africa*. Directions in Development, Energy and Mining, World Bank Group.

Barnes, D.; Golumbeanu, R. & Diaw, I. 2016. *Beyond Electricity Access: Output-Based Aid and Rural Electrification in Ethiopia*. Report, World Bank, <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/26317>

Baum, C.; Schaffer, M. & Stillman, S. (2003) Instrumental variables and GMM: Estimation and testing. *Stata Journal*, 3 (1): 1-31

Bhattacharyya, S. (Ed.). 2013. *Rural Electrification Through Decentralised Off-grid Systems in Developing Countries*. London: Springer Verlag.

Brew-Hammond, A. 2010. Energy access in Africa: challenges ahead. *Energy Policy*, 38 (5): 2291–2301.

Briceño-Garmendia, C. & Shkaratan, M. 2011. Power Tariffs Caught between Cost Recovery and Affordability. *Policy Research Working Paper 5904*. The World Bank Africa Region <http://documents.worldbank.org/curated/en/234441468161963356/pdf/WPS5904.pdf>

Briceño-Garmendia, C.; Smits, K. & Foster, V. 2008. *Financing Public Infrastructure in Sub-Saharan Africa: Patterns and Emerging Issues*. Main report, The World Bank, <http://documents.worldbank.org/curated/en/936101468211804244/Main-report>

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

Chiappero-Martinetti, E. (2006). Capability approach and fuzzy sets theory. In A. Lemmi & G. Betti (Eds.), *Fuzzy set approach to multidimensional poverty measurement* (pp. 93–113). London: Springer.

- Coady, D.; Flamani, V. & Sears, L. 2015. *The Unequal Benefits of Fuel Subsidies Revisited Evidence for Developing Countries*. IMF Working Paper 15/250. <https://www.imf.org/external/pubs/ft/wp/2015/wp15250.pdf>
- Culver, L. 2017. Energy Poverty: What You Measure Matters. Pre-symposium white paper for: Reducing Energy Poverty with Natural Gas: Changing Political, Business, and Technology Paradigms, May 9 & 10, Stanford University [https://ngi.stanford.edu/sites/default/files/NGI_Metrics_LitReview\(2-17\).pdf](https://ngi.stanford.edu/sites/default/files/NGI_Metrics_LitReview(2-17).pdf)
- Dartanto, 2013. Reducing fuel subsidies and the implication on fiscal balance and poverty in Indonesia: A simulation analysis. *Energy Policy*, 58 (July): 117-134.
- Del Granado, J.A Coady, D. & Gillingham, R. 2012. The Unequal Benefits of Fuel Subsidies: A Review of Evidence for Developing Countries. *World Development*, 40 (11): 2234-2248.
- Dinkelman, T. 2011. The Effects of Rural Electrification on Employment: New Evidence from South Africa. *American Economic Review*, 101 (7): 3078–108.
- Eberhard, A., Foster, V., Briceno-Garmienda, C., Ouedraogo, F., Camos, D. & Shkaratan, M. 2008. *Underpowered: The State of the Power Sector in Sub-Saharan Africa*. Background Paper 6. World Bank, <http://documents.worldbank.org/curated/en/142991468006934762/pdf/482140ESW0P11110Pover0Sector0Review.pdf>
- Eberhard, A.; Gratwick, K.; Morella, Elvira & Antmann, P. 2016. *Independent power projects in Sub-Saharan Africa: lessons from five key countries*. Directions in development; energy and mining. The World Bank. <http://documents.worldbank.org/curated/en/795581467993175836/Independent-power-projects-in-Sub-Saharan-Africa-lessons-from-five-key-countries>
- Eberhard, A.; Rosnes, O.; Shkaratan, M. & Vennemo, H. 2011. *Africa's power infrastructure: investment, integration, efficiency*. Directions in development; infrastructure. The World Bank. <http://documents.worldbank.org/curated/en/545641468004456928/Africas-power-infrastructure-investment-integration-efficiency>
- Foster, V. & Briceño-Garmendia, C. 2010. *Africa's Infrastructure: A Time for Transformation*. Washington, The World Bank and Agence Française pour le Développement. https://siteresources.worldbank.org/INTAFRICA/Resources/aicd_overview_english_no-embargo.pdf
- Foster, V. & Yepes, T. 2006. Is Cost Recovery a Feasible Objective for Water and Electricity? The Latin American Experience. *Policy Research Working Paper n° 3943*, The World Bank, <http://documents.worldbank.org/curated/en/502301468265803400/pdf/wps3943.pdf>
- Golumbeanu, R. & Barnes, D. 2013. *Connections Charges and Electricity Access in Sub-Saharan Africa*. Policy Research Working Paper n° 6511, The World Bank, <http://documents.worldbank.org/curated/en/499211468007201085/pdf/WPS6511.pdf>
- Greene, W. H. 2012. *Econometric analysis*. Harlow: Pearson.
- Hafner, M.; Tagliapietra, S. & De Strasser, L. 2018. *Energy in Africa: Challenges and Opportunities*. Cham: Springer Open
- Hansen, J.-P & Percebois, J. 2019. *Energie Economie et politiques*. Bruxelles: De Boeck.
- Hausman, J. & Taylor, W. 1981. Panel Data and Unobservable Individual Effects. *Econometrica*, 49 (6): 1377-1398.
- Hausman, J. 1978. Specification Tests in Econometrics. *Econometrica*, 46 (6): 1251-1271.

Heuraux, C. 2009. *L'électricité en Afrique ou le continent des paradoxes*. Note de l'Institut Français des Relations Internationales. https://www.connaissancedesenergies.org/sites/default/files/pdf-pt-vue/electricite-en-afrique-ou-le-continent-des-paradoxes_2.pdf

Hourcade, J.-C. Colombier, M. & Menanteau, P. 1990. Price equalization and alternative approaches for rural electrification. *Energy Policy*, 18 (9): 861-870.

Hsiao, C. 2003. *Analysis of Panel Data*. Cambridge, New York & Melbourne: Cambridge University Press.

Huenteler, J. Dobozi, I.T.I, Balabanyan, A. & Banerjee, S.G. 2017. *Cost Recovery and Financial Viability of the Power Sector in Developing Countries: A Literature Review*. Policy Research Working Paper n°8287, The World Bank. <http://documents.worldbank.org/curated/en/896141513777558023/Cost-recovery-and-financial-viability-of-the-power-sector-in-developing-countries-a-literature-review>

International Energy Agency. 2017a. *African Energy Outlook*.

International Energy Agency. 2017b. *World Energy Outlook*.

Kojima, M. & Han, J. 2017. Electricity Tariffs for Nonresidential Customers in Sub-Saharan Africa. *Live Wire*, 77. Washington, DC.: World Bank, <http://documents.worldbank.org/curated/en/489411494351752887/pdf/114848-BRI-PUBLIC-LWLJfinalOKR.pdf>

Kojima, M. & Trimble, C. 2016. *Making Power Affordable for Africa and Viable for its utilities*. The World Bank Group, AFREA & ESMAP <https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/25091/108555.pdf?sequence=10&isAllowed=y>

Kojima, M.; Bacon. R. & Trimble. C, 2014. *Political Economy of Power Sector Subsidies: A Review with Reference to Sub-Saharan Africa*. Energy & Extractives, paper 89547, The World Bank. <http://documents.worldbank.org/curated/en/860371467990087260/pdf/895470Replacem0sector0subsidies0030.pdf>

Kojima, M.; Zhou, X.; Han, J. J.; De Wit, J.; Bacon, R. & Trimble, C. 2016. *Who Uses Electricity in Sub-Saharan Africa?: Findings from Household Surveys*. Policy Research Working Paper N°7789. Washington, DC: World Bank, <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/25029>

Komives, K.; Foster, V.; Halpern, J.; Wodon, Q. & Roohi, A. 2008. *Water, Electricity and the Poor: Who Benefits from Utility Subsidies?* The World Bank, <http://documents.worldbank.org/curated/en/606521468136796984/Water-electricity-and-the-poor-who-benefits-from-utility-subsidies>.

Komives, K.; Halpern, J.; Foster, V. & Wodon, Q. 2005. *The distributional Incidence of Residential Water and Electricity Subsidies*. Policy Research Working Paper n° 3878, The World Bank, <http://documents.worldbank.org/curated/en/635531468153872851/The-distributional-incidence-of-residential-water-and-electricity-subsidies>

Moulot, J. 2005. Unlocking rural energy access for poverty reduction in Africa. In: *Proceedings of the 15th Congress of the Union of Producers, Transporters and Distributors of Electric Power in Africa*.

Ntagungira, C. 2015. Underlying Issue of Electricity Access in Togo. African Bank of Development, West Africa Policy Note n°03. https://www.afdb.org/fileadmin/uploads/afdb/Documents/Knowledge/West_Africa_Policy_Notes_-_Note_03_September_2015.pdf

- Peters, J. & Sievert, M. 2015. On-Grid and Off-Grid Rural Electrification - Impacts and Cost Considerations Revisited. *Revue d'économie du développement*, 23 (3): 85-104.
- Ravallion, M. 2016. *The Economics of Poverty: History, Measurement, and Policy*. New York: Oxford University Press.
- Ruggeri-Landerchi, C; Saith, R. & Stewart, F. 2003. Does it Matter That We Do Not Agree on the Definition of Poverty? A Comparison of Four Approaches. *Oxford Development Studies*, 31(3):243-274.
- Semykina, A. & Wooldridge, J. 2010. Estimating panel data models in the presence of endogeneity and selection. *Journal of Econometrics*, 157 (2): 375-380.
- Sokona, Y. Mulugetta, Y. & Gujba, H. 2012. Widening energy access in Africa: Towards energy transition. *Energy Policy*, 47 (supplement 1): 3-10.
- United Nations. 2015. *World Population Prospects*. Department of Economic and Social Affairs, Population Division.
- Vessat, A. 2017. The role of unmet demand in the dynamics of energy supply forms: The case of electricity market structures in sub-Saharan Africa. FAEE, 10th Winter Student Workshop, Nov 2017, Paris, France. <https://hal.umontpellier.fr/hal-01944317>
- Wooldridge, J.M. 2007. *Econometric Analysis of Cross Section and Panel Data*. Hong Kong: MIT Press.
- World Bank & International Energy Agency. 2015. *Progress Toward Sustainable Energy: Global Tracking Framework Report*. Washington, D.C.: World Bank.
- World Bank. 1978. *Rural Electrification*. A World Bank Paper, PUB-157. <http://documents.worldbank.org/curated/en/847921468740719772/pdf/multi-page.pdf>
- World Bank. 2008. *The Welfare impacts of rural electrification: A reassessment of the costs and benefits*. Washington, D.C. An IEG Impact Evaluation, World Bank. <http://documents.worldbank.org/curated/en/317791468156262106/pdf/454000PUB0978011PUBLIC10Mar06102008.pdf>

ANNEXES

Annexe 1: Complete list of electricity market regulation authorities in SSA countries

Country	National regulators	Country	National regulators
South Africa	National Energy Regulator of South Africa	Malawi	Malawi Energy Regulatory Authority
Angola	Regulatory Institute of the Electrical Sector	Mali	Commission de Régulation de l'Electricité et de l'Eau
Benin	Autorité de régulation de l'électricité (ARE)	Mozambique	Energy Regulatory Authority
Botswana	Botswana Energy Regulation Authority	Namibia	Electricity Control Board
Burkina Faso	Autorité de Régulateur du Sous-Secteur de l'Electricité	Niger	Autorité de régulation du secteur de l'Energie
Burundi	L'Agence de Régulation des Secteurs de l'Eau potable, de l'Electricité et des Mines	Nigeria	Nigerian Electricity Regulatory Commission
Cameroon	Agence de régulation du secteur de l'électricité	Uganda	Electricity Regulatory Authority
Congo Brazzaville	Agence de régulation du secteur de l'électricité	RDC	Autorité de régulation du secteur de l'électricité
Côte d'Ivoire	Autorité nationale de régulation du secteur de l'électricité	Rwanda	Autorité de Régulation des Services Publics du Rwanda
Ethiopia	Ethiopian Electric Power Establishment	Senegal	Commission de régulation du secteur de l'électricité
Gabon	Agence de Régulation du Secteur de l'Eau potable et de l'Energie électrique	Sudan	Electricity Regulatory Authority
Ghana	Public Utilities Regulatory Commission + Energy Commission	Tanzania	Energy and Water Utilities Regulatory Authority
Guinea	Autorité de Régulation du Secteur de l'Eau et de l'Electricité	Chad	Autorité de régulation du secteur de l'énergie électrique
Kenya	Energy Regulatory Commission	Togo	Autorité de Réglementation du Secteur d'Electricité
Lesotho	Autorité de l'électricité du Lesotho	Zambia	The Energy Regulation Board
Liberia	Liberia Electricity Regulatory Commission	Zimbabwe	Zimbabwe Energy Regulatory Authority
Madagascar	Office de Regulation de l'Electricité		

Annexe 2. – Descriptive statistics for the 4 country groups

		Group 1 High access rates Low energy poverty				Group 2 Low access rates Low energy poverty			
Observations	Units of measurement	6 countries: South Africa, Botswana, Gabon, Ghana, Côte d'Ivoire, Senegal				7 countries: Angola, Nigeria, Namibia, Uganda, Malawi, Tanzania, Zambia			
		N = 161				N = 161			
		Average	Standard deviation			Average	Standard deviation		
			Total	Intragroup	Intergroup		Total	Intragroup	Intergroup
Access rates									
Urban	%	80.68	15.17	0	15.16	53.64	18.94	4.28	19.87
Rural	%	28.53	13.27	0	13.29	6.88	9.73	2.01	10.25
Tariff schedules									
Residential tariff schedule	Number	0.7	0.47	0	0.71	0.86	0.35	0	0.38
Number of blocks	Number	0.5	0.50	0	0.71	0.86	0.64	0	0.69
Lifeline rate	Cents \$ /kWh	7.37	5.78	0	5.76	7.61	7.08	0.21	7.59
Connection fee	\$ par kW	11.75	9.54	0	6.19	43.01	37.33	0	40.19
Industrial tariff schedule	Number	1.5	1.51	0	1.33	1	1.07	0	1.16
Commercial tariff schedule	Number	1	1.16	0	1.13	0.71	1.03	0	1.11
Production									
Public utility	GWh	6 726.68	13 696.02	98.91	15 754.05	1 139.88	1 929.26	301.73	2 051.79
IPPs	GWh	313.20	595.264	6.78	696.121	431.52	685.86	290.76	668.86
Willingness to pay by income quintile									
Q1	Expenses (\$)	6	5.881	0	2.54	2	2.08	0	2.24
Q2	Expenses (\$)	8	6.708	0	3.15	2.29	2.44	0	2.63
Q3	Expenses (\$)	8.5	5.862	0	3.59	2.57	2.62	0	2.82
Q4	Expenses (\$)	10.83	7.975	0	6.78	3.43	3.21	0	3.46

Q5	Expenses (\$)	10.33	7.062	0	4.93	6.86	7.55	0	8.13
Control variables									
Population	Millions	0,16	0,15	0,15	0,14	0,35	0,4	0,9	0,4
HDI	Number	0.50	0.12	0.02	0.11	0.31	0.16	0.11	0.13
		Group 3 High access rates High energy poverty				Group 4 Low access rates High energy poverty			
Observations	Units of measurement	8 countries: Benin, Cameroon, Gambia, Guinea, Kenya, Republic of the Congo, Togo, Zimbabwe				12 countries: Burkina Faso, Burundi, Lesotho, Liberia, Madagascar, Mozambique, Niger, Central African Rep., Democratic Rep. of the Congo, Rwanda, Sudan, Chad			
		N = 184				N = 276			
		<i>Average</i>	<i>Standard deviation</i>			<i>Average</i>	<i>Standard deviation</i>		
			<i>Total</i>	<i>Intragroup</i>	<i>Intergroup</i>		<i>Total</i>	<i>Intragroup</i>	<i>Intergroup</i>
Access rates									
Urban	%	57.66	20.09	8.25	19.53	36.50	18.63	18.577	0
Rural	%	9.96	7.39	3.25	7.11	3.85	3.65	3.642	0.316
Tariff schedules									
Residential tariff schedule	Number	0.7	0.47	0	0.50	0.46	0.50	0.496	0.077
<i>Number of blocks</i>	Number	0.9	0.57	0.09	0.60	1.00	0.74	0.737	0.100
<i>Lifeline rate</i>	Cents \$ /kWh	9.28	4.36	0.76	4.53	12.90	8.88	8.835	0.779
<i>Connection fee</i>	\$ par kW	23.56	30.71	1.98	32.35	16.09	25.50	25.63	29,5
Commercial tariff schedule	Number	0.70	0.82	0.095	0.87	0.64	0.98	0.975	0.134
Industrial tariff schedule	Number	0.90	1.29	0.28	1.35	0.73	1.22	1.205	0.189
Production									
Public utility	GWh	505.26	674.02	123.23	705.19	559.54	869.44	866.37	101.97
IPP	GWh	44.52	76.36	56.71	54.05	77.96	172.51	173.33	83.70
Willingness to pay by income quintile:									
Q1	Expenses (\$)	2.33	3.03	0.76	3.15	3.09	3.86	3.81	0.66
Q2	Expenses (\$)	3.00	3.69	1.04	3.83	3.82	4.56	4.52	0.73

07/08/2020

Q3	Expenses (\$)	3.56	4.36	1.23	4.53	3.64	5.02	4.97	0.84
Q4	Expenses (\$)	4.78	5.57	1.23	5.79	6.82	9.09	9.07	1.08
Q5	Expenses (\$)	6.44	7.15	1.32	7.46	7.17	9.33	9.27	1.33
Control variables									
Population	Millions	0,11	0,9	0,26	0,96	0,15	0,14	0,14	0,097
HDI	Number	0.40	0.11	0.07	0.092	0.29	0.16	0.15	0.03

Annexe 3. Sources for variables

Variables	Code	Sources
I. Access category		
1. Urban access rate	UA	<ul style="list-style-type: none"> - https://www.iea.org/energyaccess/database - https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2017SpecialReport_EnergyAccessOutlook.pdf
2. Rural access rate	RA	
II. Tariff schedule categories		
3. Residential tariff schedule	RT	<ul style="list-style-type: none"> - Africa Country Infrastructure Diagnostic Data Base (2009): http://infrastructureafrica.opendataforafrica.org/dqrkuif/about - Briceño-Garmendia (2011): http://documents.worldbank.org/curated/en/234441468161963356/Power-tariffs-caught-between-cost-recovery-and-affordability - Eberhard & al (2016); - Kojima & al (2016): https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/25091
3.1. Number of blocks	NT	
3.2. Lifeline rate	ST	
3.3. Connection costs	FC	
4. Commercial tariff schedule	CT	
5. Industry tariff schedule	IT	
III. Production category		
6. Public utility	HP	Africa Country Infrastructure Diagnostic Data Base (2009): http://infrastructureafrica.opendataforafrica.org/dqrkuif/about
7. IPP	IPPP	
IV. Willingness-to-pay (WTP) category (by income quintile)		
4.2. By quintile		
11. Q1	Q1WT	- Kojima & al (2016): https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/25029

12. Q2	Q2WT	- Data from national regulation authorities
13. Q3	Q3WT	
14. Q4	Q4WT	
15. Q5	Q5WT	
V. Control variables		
16. Population	POP	https://donnees.banquemondiale.org/indicateur/NY.GDP.PCAP.PP.CD
		https://donnees.banquemondiale.org/indicateur/SP.POP.TOTL
17. Human Development Index	HDI	Human Development Reports (UNDP)
		http://hdr.undp.org/en/data

07/08/2020

Annexe 4. Results obtained through the GMM estimator (Standard deviation with heteroskedasticity errors corrected; significance level * $p \leq 0.10$, ** $p \leq 0.05$, *** $p \leq 0.01$)

Y	Urban Access				Rural Access			
	(1)	(2)	(3)	(4)	(1)	(2)	(3)	(4)
RT	-27.122 *** (2.587)	-30.882 *** (4.171)	10.214 *** (1.717)	-12.428 * (6.699)	35.052 *** (3.291)	-4.332 (10.207)	-16.677 *** (2.292)	-3.810 *** (1.374)
NT	25.993 *** (1.462)	20.222 *** (2.608)	-16.180 *** (1.043)	-0.767 (2.246)	12.360 *** (3.215)	6.117 (6.532)	-5.998 *** (1.369)	-2.558 *** (0.461)
ST	2.249 *** (0.134)	2.053 *** (0.259)	0.113 (0.544)	-1.923 *** (0.128)	-0.656 *** (0.214)	1.178 *** (0.184)	1.573 *** (0.134)	-0.039 0.026
FC	1.099 *** (0.283)	-0.154 *** (0.056)	0.192 *** (0.049)	0.033 (0.126)	-0.559 (0.592)	0.106 (0.084)	0.054 ** (0.027)	-0.019 (0.026)
FC-1	-0.032 (0.329)	0.002 (0.029)	0.003 (0.031)	0.006 (0.105)	0.011 (0.661)	-0.00007 (0.023)	0.001 (0.023)	0.002 (0.022)
FC-2	-0.361 (0.238)	-	0.072 *** (0.024)	0.084 (0.077)	-0.047 (0.458)	-0.020 (0.017)	0.033 ** (0.017)	0.010 (0.016)
CT	-32.304 *** (2.503)	-12.997 *** (2.047)	1.384 (2.835)	15.625 ** (6.367)	-27.423 *** (4.444)	5.189 (2.690)	3.670 ** (1.915)	-0.235 (1.306)
CT-1	0.005 (2.508)	-0.141 (1.585)	0.457 (1.454)	0.045 (8.686)	0.251 (3.905)	-0.123 0.738	0.642 (1.163)	-0.095 (1.781)
CT-2	-2.159 (1.839)	-1.194 (1.263)	5.099 *** (1.369)	4.297 (6.336)	2.929 (2.670)	-1.403 ** (0.559)	4.990 *** (1.035)	-0.360 (1.299)
IT	21.412 *** (1.500)	-0.877 (2.105)	-8.056 (1.690)	-8.963 * (5.108)	12.642 *** (3.412)	-12.072 *** (2.129)	-6.067 *** (1.898)	0.270 (1.047)
IT-1	-0.159 (1.470)	0.559 (2.321)	-0.251 (1.103)	-0.081 (6.236)	-0.117 (3.917)	0.233 (1.258)	-0.350 (0.713)	0.071 (1.279)
IT-2	0.859 (1.084)	5.062 *** (1.829)	-2.156 *** (0.855)	-1.621 (4.550)	-0.061 (2.584)	1.779 * (0.936)	-2.391 *** (0.603)	0.244 (0.933)
HP	-0.003 *** (0.0003)	-0.004 *** (0.001)	0.015 *** (0.002)	-0.004 * (0.002)	-0.005 *** (0.001)	-0.002 (0.001)	0.012 *** (0.0008)	0.001 ** (0.0005)
IPP	0.017 *** (0.004)	-0.003 ** (0.001)	0.017 *** (0.004)	-0.089 *** (0.006)	0.087 *** (0.019)	0.011 *** (0.003)	-0.032 *** (0.008)	-0.015 *** (0.001)
Q1WTP	17.503 (27.349)	-4.789 (26.103)	-162.402 *** (12.164)	-4.268 (4.072)	33.782 *** (2.566)	8.012 *** (1.736)	-30.730 *** (3.177)	0.769 (0.783)
Q1WP-1	-0.015 (0.341)	0.065 (0.858)	0.157 (1.919)	0.035 (1.339)	0.068 (0.397)	-0.019 (0.346)	0.006 0.783	-0.009 0.262
Q1WTP-2	-0.170 (0.247)	0.715 (0.621)	3.168 *** (1.356)	-0.174 (0.966)	-57.739 *** (3.286)	-0.212 (0.250)	-0.008 (0.534)	-0.160 (0.189)
Q2WTP	-26.699 (36.195)	-15.599 (16.912)	355.204 *** (27.947)	21.390 *** (5.006)	-57.739 *** (3.286)	-7.059 (0.971)	59.475 *** (7.742)	-1.611 * (0.962)
Q3WTP	15.841 (13.497)	17.091 (11.829)	-308.817 *** 25.295	-11.921 *** (1.165)	3.286 *** (1.012)	0.516 (0.699)	-46.319 *** (7.145)	0.199 (0.224)
Q4WTP	-0.731 (3.451)	-2.875 (3.557)	198.416 *** (16.157)	-6.875 *** (1.266)	-1.740 *** (0.320)	-	31.787 *** (4.297)	0.478 ** (0.243)
Q5WTP	-2.201 (7.613)	-	-83.422 *** (6.626)	3.193 *** 0.3355697	-7.106 *** (0.761)	-	-14.655 *** (1.675)	-0.096 (0.064)
POPULATION	1.19e-06 *** (2.43e-07)	3.86e-07 *** (5.68e-08)	1.12e-06 *** (1.64e-07)	6.77e-07 *** 1.13e-07	-4.81e-08 (5.50e-07)	1.94e-07 *** (4.46e-08)	1.59e-06 *** (2.50e-07)	2.99e-07 (2.31e-08)
HDI	-7.953 ** (3.972)	8.005 *** (2.963)	21.756 *** (4.142)	-0.911 (5.216)	2.578 (4.271)	1.024 (1.674)	-10.433 *** (4.097)	1.905 (1.070)
Constant	60.537 *** (2.614)	48.831 *** (3.167)	32.655 *** (4.721)	60.111 *** (3.705)	2.578 (4.271)	-11.161 * (6.676)	-7.783 *** (2.838)	4.397 *** (0.760)
Obs (N=782)	161	161	184	276	161	161	184	276
R-squared	0.8398	0.9745	0.8960	0.7872	0.3582	0.7853	0.6942	0.7702

CONCLUSION GENERALE DE LA THESE

1. LES APPORTS DE LA THESE

Notre recherche doctorale apporte une contribution au vaste domaine d'études de l'énergie, mettant l'accent sur un continent qui dans un proche avenir pourrait devenir le plus dynamique dans le domaine énergétique.

L'énergie se trouve être au carrefour de deux aspects des plus fondamentaux de l'avenir de l'Afrique : le développement économique et social, d'une part, et le changement climatique, d'autre part.

Dans cette thèse, j'ai cherché à apporter certains éléments de compréhension et de réponse sur la thématique des relations entre l'énergie et la croissance économique évaluées au regard de l'accès à l'électricité, et ce pour les pays de l'Afrique Sub-Saharienne.

Je résume les principaux apports de ma recherche dans une première partie, avant de souligner, dans une seconde, les limites de mon travail de recherche. Enfin, dans une troisième partie, j'ouvre sur de nouvelles pistes de recherche pour le futur.

1.1. Une méta-analyse de la relation consommation énergétique-croissance économique pour les pays en Afrique Sub-Saharienne

Le premier apport de notre travail de recherche réside en une revue synthétisée de la littérature empirique sur le champ de connaissance existant de la relation entre la consommation d'énergie et la croissance économique, et ce pour les pays de l'Afrique Sub-Saharienne, d'où le titre de l'article tiré du premier chapitre : « *Energy Consumption-Economic Growth nexus in Sub-Saharan Countries: what can we learn from a meta-analysis? (1996-2016)* ».

Se faisant, j'ai adopté une méta-analyse en m'axant sur une problématique d'identification des principaux facteurs influençant le plus la direction de causalité entre la consommation énergétique et la croissance économique à l'échelle des pays de l'Afrique Sub-Saharienne.

Deux résultats majeurs ont été ainsi mis en exergue :

- Dans un premier temps, l'utilisation d'un modèle économétrique de régression logistique ne permet pas de rendre compte de facteurs d'influence décisifs pour la causalité de la relation énergie-croissance ;
- Dans un second temps, le modèle logit multinomial ordonné adopté, avec comme référence l'hypothèse de conservation (assertant on le rappelle d'une causalité unidirectionnelle allant de la croissance économique à la consommation énergétique), me permet d'identifier la variable panel comme étant celle qui exerce le plus d'influence dans la direction de causalité entre les deux variables.

L'absence de consensus constitue un résultat quelque peu déconcertant pour le décideur public. Quelles politiques économiques en matière énergétique adoptées dès lors ?

1.2. Le rôle de la demande insatisfaite dans les dynamiques des formes d'offre en approvisionnement énergétique : le cas des structures du marché de l'électricité, dans les pays de l'Afrique Sub-saharienne

Le second apport de notre recherche doctorale correspond à l'analyse des mutations passées et à venir des structures du marché de l'électricité dans les pays de l'Afrique Sub-Saharienne, des années 1945 à nos jours. Partant du postulat que l'offre d'électricité centralisée et développée par le réseau on-grid ne couvre qu'une partie des besoins énergétiques (eux-mêmes ne représentant qu'une partie de la demande globale). Mes recherches doctorales m'ont permis de faire le constat d'une demande extrêmement fragmentée. J'en identifie au moins trois formes :

- **Une demande on-grid satisfaite par le marché ;**

- **Une demande satisfaite mais ne passant pas par le marché, couverte par les mini-réseaux locaux ;**
- **Une demande non satisfaite et ne passant par le marché, assimilable au niveau du non-accès.**

Le contexte étant précisé, j'identifie à partir d'exemples historicisés les apports et les limites inhérentes à chaque marché de production d'électricité développé en Afrique Sub-Saharienne.

Je m'attache, dans la dernière section de l'article, à analyser les dynamiques suscitées par la demande insatisfaite et leurs conséquences sur les mutations des formes d'offre.

Je les illustre notamment à travers quatre résultats majeurs :

- **Le premier s'attache à exposer les deux limites inhérentes au monopole naturel que sont (i) d'une part, le comportement de passager clandestin et (ii) d'autre part, le coût du back-up engendré par la défaillance du on-grid. La première limite est internalisée, l'autre non,**
- **Le second met en lumière les multiples mutations passées ou en cours au niveau de l'offre, au sein desquelles les solutions centralisées on-grid se retrouvent progressivement concurrencées, sous certaines conditions, par des solutions de production décentralisées renouvelables**
- **Le troisième met en exergue les dynamiques suscitées au niveau de la demande en électricité. Pour le on-grid, la demande reste principalement caractérisée par son non-rationnement. En revanche, pour le mini-grid et l'off-grid, la demande est rationnée et contrainte par les caractéristiques inhérentes à de tels systèmes décentralisées. Le prix de ces options est également supérieur à celui du on-grid,**
- **Le dernier se propose de dresser un bilan général de l'ensemble de l'articulation des réseaux centralisés et décentralisés avec comme référence le prix du on-grid. Les**

déplacements successifs ainsi que le mécanisme d'enroulement de la demande autour du prix d'équilibre se présentent sous la forme d'un Cobb-Web réseau.

1.3. Accès à l'électricité en Afrique Sub-Saharienne : la contribution régressive des structures tarifaires. Le cas des ménages urbains et ruraux connectés.

Partant du constat que l'amélioration de l'accès à l'électricité ne peut se faire que par une meilleure qualité du réseau on-grid, j'ai décidé d'analyser les composantes tarifaires d'un panel de compagnies d'électricité en Afrique Sub-Saharienne.

Je montre, dans un premier temps, le caractère régressif de la tarification, celle-ci jouant en défaveur de l'accès à l'électricité, et ce quelle que soit la variable ou la dimension envisagées. Des tarifications trop peu différenciées conduisent à des effets équivoques, la régressivité favorisant ainsi les activités productives.

Dans un second temps, je m'attache à présenter d'autres résultats détaillant les effets de ce mécanisme auto-entretenu et généralisé. Ce dernier exerce une influence particulièrement néfaste sur les relations entre pauvreté énergétique-access à l'électricité et localisation des ménages-access à l'électricité (la pauvreté des ménages illustrant ainsi le lien direct entre la pauvreté monétaire des ménages et l'accès à l'électricité)

Enfin, mes résultats sur les consentements à payer des ménages à l'accès à l'électricité suggèrent que des tarifications spécifiques peuvent être mises en œuvre aussi bien en zone urbaine qu'en zone rurale. Ils indiquent qu'un recentrage de la tarification sur l'accès des plus pauvres fait apparaître de nouvelles cibles, totalement édulcorées par les tarifications actuellement mises en œuvre par les compagnies d'électricité africaines.

2. LES LIMITES DE LA THESE

Je vois évidemment de nombreuses pistes afin d'améliorer et d'étendre les réflexions menées de prime abord dans cette thèse, tant sur la construction des bases que sur les différents modèles utilisés tout au long de mes travaux de recherche.

Les limites présentées ci-dessous ne sont pas exhaustives. Pour autant, il convient d'en mentionner certaines, et ce dans le but de futurs travaux de recherche sur le sujet.

Un premier axe concerne la non prise en compte, dans mon modèle économétrique de panel tiré de l'article 3 présenté dans le chapitre 3, des ménages urbains et ruraux non connectés au réseau on-grid. Dans le but de réaliser mes simulations, j'ai dû réaliser un certain nombre d'arbitrage compte tenu de la disponibilité des données obtenues.

Je rappelle qu'à l'heure actuelle la notion même d'accès à l'électricité en Afrique Sub-Saharienne ne fait toujours pas l'objet d'un consensus. Par exemple, Komives & al (2005) introduit une distinction entre l'accès communautaire et l'accès personnel des ménages résidentiels au réseau électrique (Komives & al, 2005). Cette différence est en effet loin d'être négligeable, concernant davantage les ménages ruraux qu'urbains (Kojima & al, 2016). Ces aspects du modèle gagneraient à être plus détaillés.

J'ai donc approximé l'accès à l'électricité par les taux d'électrification globaux, avec les limites que cela incombent, incluant comme variables dépendantes des composantes assez générales. Un taux d'électrification global (qu'il soit rural ou urbain) représente le nombre de ménages électrifiés par rapport au nombre total de ménages présents dans le pays. Méthodologiquement, celui-ci diffère du taux de desserte, expression faisant référence à une électrification en profondeur, qui est défini comme le nombre de ménages électrifiés par rapport au nombre total de ménages des localités électrifiées de ce pays. Le taux de desserte procure davantage d'informations pour la mesure de l'électrification en surface.

Par ailleurs, les taux d'électrification globaux demeurent contraints par les nombreuses spécificités propres au contexte environnant les pays de l'Afrique Sub-Saharienne. Cette décision est sujette à débats en raison des nombreuses spécificités propres aux pays de l'Afrique Sub-Saharienne. Pour n'en citer qu'une, les ménages non connectés au réseau on-grid peuvent dans plusieurs pays de l'Afrique Sub-Saharienne (notamment au Kenya et en Tanzanie) avoir accès à l'électricité via l'utilisation de kits solaires domestiques qu'ils paient au moyen d'applications mobiles sans abonnement (les services dits « *pay-as-you-go* » ou PAYG). Ce modèle permettrait à une grande partie des populations résidant dans les zones rurales d'accéder à l'énergie sans s'endetter préalablement et sans avoir à attendre la construction d'infrastructures au sein de leurs communautés (Sanyal, 2016). Cependant, ce type de modèle de développement reste contraint par le manque de capitaux, les banques refusant d'allouer des capitaux à des entreprises PAYG qu'elles jugent le plus souvent sporadique (notamment en termes de paiements). Articuler le tissu local aux exigences

imposées par l'émergence des énergies renouvelables représente un défi majeur pour les pays de l'Afrique Sub-Saharienne, pouvant faire l'objet de travaux complémentaires (Runyon, 2016).

Un second point réside dans le choix de la ligne de pauvreté énergétique adoptée dans notre troisième article, correspondant à un indicateur exclusivement budgétaire (part du budget dans l'énergie représentée, c'est-à-dire 5 % du revenu adoptée afin de croiser notre échantillon de pays entre les taux d'électrification constatés et les pauvretés énergétiques). Au sein de la littérature empirique, il existe un consensus sur le caractère multidimensionnel de la pauvreté énergétique, non sur la manière de la quantifier. Par ailleurs, les résultats obtenus lors des analyses diffèrent selon les indicateurs utilisés (Waddams Price & al, 2012). L'approche budgétaire de la pauvreté énergétique conduit à une vision trop étroite de la pauvreté énergétique, s'assimilant à la dépense énergétique des ménages, ne captant ainsi qu'une toute partie de l'information. Cela nous amène à considérer la pauvreté énergétique dans sa nature multidimensionnelle. Dans cette optique, les travaux menés par Day & al (2016) nous éclaire dans cette voie.

Par ailleurs, je n'aborde absolument pas les questions relatives au « *leap-frogging* » (effet de saut technologique) en Afrique Sub-Saharienne. Ce phénomène ne se limite pas au seul cas spécifique de l'énergie, mais concerne plusieurs domaines (tels les télécommunications). Dans l'article 2, j'aborde les dynamiques d'une demande multi-échelle conduisant les décideurs publics à adopter de nouvelles formes d'offre. Le « *leap-frogging* » se place au cœur de ses réflexions. Rappelons que l'Afrique Sub-Saharienne consommé demeure le continent le moins consommateur d'énergie, présentant l'indicateur par habitant le plus bas pour les émissions de gaz à effet de serre (GES), mais reste une des zones les plus concernées par les thématiques propres au changement climatique, en raison, d'une part, de sa situation géographique et, d'autre part, de ses faibles ressources institutionnelles d'intervention pour des raisons essentiellement politiques et économiques (GIEC, 2007). Que se passera-t-il dès lors que l'Afrique Sub-Saharienne aura accès aux sources d'énergie moderne ? Quels scénarios adoptés pour les émissions de CO2 ?

Une dernière question parcourt en filigrane cette thèse à savoir l'évaluation de l'impact de l'électrification rurale sur le bien-être des populations ?

Cette question mériterait sans doute une thèse à elle seule.

Cette question m'est inspirée des nombreux travaux de recherche publiés par ma directrice de thèse, Madame la Professeure Sandrine Michel, sur l'élévation du bien-être des populations, notamment en milieu rural.⁸⁶

Notons qu'un consensus se dégage au sein de la littérature empirique sur le fait que l'accès à l'électricité tend à améliorer de façon significative les conditions de vie des ménages ruraux, permettant de surcroît le développement d'activités économiques (Peters & al, 2015). Les connaissances acquises sur l'accès au fait des mini-grids mettent par exemple en valeur des effets hiérarchisés : les mini-grids abaissent, premièrement, le coût d'opportunité des activités alternatives ; deuxièmement, l'accès à l'électricité a des effets positifs sur les conditions de vie liés à l'habitat, notamment la santé et l'éducation ; iii) dernièrement, lorsque des services collectifs existent les mini-grids en améliorent la qualité (conservation des médicaments ou services médicaux en continu, qualité des services éducatifs, éclairage public).

Par hypothèse, on suppose le plus souvent que plus l'accès sera financièrement soutenable pour les ménages et les différentes activités, plus il sera durable et plus il produira des effets en termes de revenus et sera susceptible de soutenir des dynamiques de développement.

La littérature que j'ai survolée fait état de nombreuses études économétriques tentant pour la plupart d'entre elles d'évaluer l'impact de l'électrification rurale à l'échelle d'un pays ou d'une région. Les méthodologies employées dans les autres pays en voie de développement sont elles-mêmes appliquées aux pays de l'Afrique Sub-Saharienne.

Dinkelman (2011) procède à une analyse de l'impact de l'électrification des zones rurales sur l'emploi. En adoptant une approche basée sur l'économétrie de panel et usant des méthodes de variables instrumentales, d'identification, et des effets fixes, l'auteure conclut en l'effet positif de l'électrification, notamment sur l'emploi des femmes.

⁸⁶ Pour n'en citer qu'une étude : Sandrine Michel, Holimalala Randriamanampisoa. The capability approach as a framework for assessing the role of microcredit in resource conversion: the case of rural households in the Mada-gascar highlands. Oxford Development Studies, Taylor & Francis (Routledge), 2017, pp.1 - 21.<10.1080/13600818.2017.1368471>. <hal-01681797>

Davis (1998) s'appuie quant à lui sur une série d'enquêtes ménages en décrivant l'évolution des dépenses énergétiques et la consommation de combustibles dans le temps. L'auteur met en lumière l'émergence d'une transition énergétique au sein même des foyers ruraux, se gardant toutefois de tirer des conclusions sur le rôle de l'accès à l'électricité.

Spalding-Fecher & Matibe (2003) cherchent quant à eux à estimer les externalités de l'électrification, en étudiant notamment les impacts de la pollution de l'air sur la santé. Ils estiment ainsi les dommages que causent les émissions de gaz à effet de serre et les coûts de santé évités grâce à une meilleure électrification.

Enfin, Madubansi & Shackleton (2006), propose une analyse détaillée de la modification des modèles de consommation énergétique. Sur la base de données recueillies entre les années 1991 et 2002 et portant sur cinq villages ruraux, les auteurs concluent que « l'électricité est simplement considérée comme une source d'énergie supplémentaire, plutôt que comme une source alternative ». Alors que la consommation électrique a augmenté pour l'éclairage et l'alimentation d'équipements de divertissement, le carburant est resté la principale source d'énergie pour les besoins thermiques, avec néanmoins une diversification des combustibles utilisés par les ménages.

Ce dernier argument montre à quel point les dynamiques engendrées par l'électrification rurale restent très vagues. Même si les impacts positifs potentiels de cette électrification sur le développement semblent acter, les différentes méthodes permettant une évaluation précise de ces impacts sont encore sujettes à débat.

En Afrique Sub-Saharienne, le cercle vertueux de l'accès à l'énergie demande encore à être démontré dans un contexte rural où les dynamiques d'utilisation de l'électricité s'exercent dans les sphères domestiques, artisanales et, plus largement productives. Ces dernières sont très largement méconnues. Les dynamiques d'usage de l'électricité demeurent, en effet, très liées à celles des activités elles-mêmes et à celles d'adoption d'équipements permettant d'en bénéficier. L'étude des précédentes transitions énergétiques montre, par ailleurs que les modèles techniques les plus innovants en matière énergétique ne deviennent effectifs qu'après un long processus d'adaptations techniques, économiques et sociales.

Enfin, quels résultats attendre d'un programme aussi vaste que l'électrification rurale. Cette question m'est apparue au vu de l'éventail des bénéfices proposés, allant d'une augmentation

des revenus (en lien notamment avec la création d'opportunités nouvelles pour l'emploi) à une amélioration de la sécurité des populations, en passant par une baisse de la fertilité. Je cite un rapport émanant du Groupe d'évaluation indépendante de la Banque Mondiale (IEG, 2008) dans lequel les auteurs dressent une liste des différents effets provoqués par l'introduction de l'accès à l'électricité en milieu rural :

- Augmentation du revenu, grâce aux nouvelles opportunités d'emploi, en particulier dans le secteur non agricole ;
- Bénéfices domestiques et en termes de loisirs (éclairage, radio et télévision) ;
- Economie de temps réalisée au niveau des tâches domestiques, pouvant à leur tour être convertie en activités de loisirs ou en activités productives ;
- Effets positifs sur l'éducation ;
- Augmentation de la productivité dans plusieurs secteurs d'activité comme l'agriculture ou pour des personnes travaillant à domicile ;
-
- Amélioration de l'état de santé des populations (associée à une baisse de la mortalité grâce notamment à une meilleure qualité de l'air engendrée par de nouveaux moyens d'éclairage) ;
- Une réduction attendue de la fertilité au prix d'un moindre investissement, puisqu'obtenue grâce à des canaux d'informations utilisant l'électricité à la place de programmes de santé reproductive ;
- Des effets positifs notables sur les biens publics, tels que l'amélioration de la sécurité et la diminution de la pollution de l'environnement.

Ces effets positifs ont été bien entendu documentés séparément. Reste à identifier les différents liens de causalité qui les lient, afin de mieux comprendre l'impact global sur le développement socio-économique.

Pour cela, les évaluations de programmes d'électrification rurale doivent prendre à considération les évaluations rigoureuses menées précédemment et qui soient, à leur tour, évalués de manière rigoureuse pour mesurer les différents sous-ensembles d'effets positifs (Torero, 2015). Cette approche spécifique aurait l'avantage de rassembler plusieurs données factuelles afin d'argumenter en faveur de l'électrification, fournissant ainsi une évaluation

systématique et objective des programmes d'électrification rurale, et permettant l'élaboration de politiques plus responsables et se fondant sur les enseignements tirés.

Les évaluations des impacts des programmes d'électrification rurale permettent de concevoir des stratégies plus innovantes, et ce dans le but de promouvoir un recours à l'électricité chez les ménages les plus pauvres en dépit du coût d'accès. En outre, il convient d'étudier les solutions alternatives au raccordement au réseau et d'analyser les sources d'énergie les plus efficaces dans un contexte donné. Les complexités du continent le plus pauvre du monde apparaissent particulièrement au niveau de la question énergétique. Le coût du raccordement au réseau dans les zones reculées pouvant être prohibitif, d'autres sources d'énergie, hors réseau, peuvent s'avérer viables. Ces choix doivent prendre en compte l'usage que les ménages feront de l'électricité : dans les ménages ruraux des pays en développement, l'électricité est principalement utilisée pour l'éclairage, par exemple, si bien que fournir des options d'accès hors réseau dans les zones isolées peut être un moyen rentable de faire profiter les ménages de ces régions des effets positifs de l'électrification.

3. STRATEGIES EN MATIERE DE FINANCEMENT DE L'ELECTRIFICATION RURALE ET OPPORTUNITE D'UNE JONCTION DES RESEAUX DANS LA CONCEPTION DES POLITIQUES EN MATIERE D'ACCES A L'ENERGIE DANS LES PAYS DE L'AFRIQUE SUB-SAHARIENNE.

3.1. Les stratégies en matière d'électrification rurale : enjeux et application aux pays de l'Afrique Sub-Saharienne

L'électrification rurale a toujours été envisagée au moyen de quatre grandes voies.

Il est important de conserver à l'esprit que de nombreux pays en Afrique Sub-Saharienne n'ont pas (toujours) eu les moyens de leur choix entre ces quatre voies. Plusieurs pays ont été incité par la communauté des bailleurs de fonds internationaux à mettre en place des politiques de désengagement de l'Etat à travers la privatisation des entreprises publiques et

l'initiation de Partenariats Publics-Privés (PPP) comme instrument de mobilisation des fonds privés, tarissant leurs sources de financement propre.⁸⁷

Il est important aussi de se souvenir qu'à taux d'électrification rurale similaire, les situations initiales peuvent être très différentes d'un pays à un autre, suivant la situation politique et financière du pays, la santé de l'opérateur public d'électricité, la configuration géographique des territoires à électrifier, la nature de la demande et la capacité à payer l'électricité des populations.

- **Voie 1 : L'électrification rurale peut être financée par les gouvernements des Etats respectifs (comme ce fut le cas dans la plupart des pays développés à l'instar des Etats-Unis, du Canada, ou d'autres pays de l'Union Européenne).**

Ce modèle est centré autour de la société nationale d'électricité. L'approche centralisée fait, en effet, appel aux grandes centrales de production en électricité et aux lignes de transports et de distribution. Le modèle faisant intervenir une planification de long terme (de 20 à 30 années) reste caractérisé le renforcement du rôle social de l'opérateur national, maintenu dans sa situation de monopole du service public, et par l'absence d'un régulateur, d'une agence, ou d'un fonds dédié à l'électrification rurale.

Dans ce cadre, tout démarrage des investissements en matière d'électrification rurale ne peut se faire que sur des fonds propres (endettement de l'opérateur historique avec la garantie de l'Etat). L'endettement de l'opérateur avec la garantie de l'État.

Cette approche est empruntée des pays développés. Un des exemples notables d'une approche centralisée de financement de l'électrification rurale est celui des Etats-Unis dans les années 1930-1940. Pour mettre en place sa stratégie globale, l'Agence de l'Electrification

⁸⁷ Depuis le lancement des réformes intervenues en Afrique Sub-Saharienne à la fin des années 1990, le financement de l'électrification rurale constitue une problématique récurrente : celle-ci a été différemment gérée d'un pays à l'autre, et avec plus ou moins de succès. Ma première lecture permet de distinguer les contextes marqués par la privatisation des sociétés nationales d'électricité de ceux où demeurent des sociétés d'État, avec des missions publiques d'électrification rurale. Les pays ayant expérimentés la privatisation des sociétés d'Etat ont optés pour plusieurs modalités de financement de l'électrification rurale. Suivant les modèles de privatisation adoptés ou réadaptés à la suite d'une relecture des contrats et/ ou des cadres institutionnels mis en place dans le secteur électrique, différentes structures assurent (i) soit la gestion du patrimoine de l'État et la mobilisation de capitaux privés dans le secteur électrique (sociétés de patrimoine), soit (ii) de façon plus spécifique, le financement de l'Électrification Rurale, à travers la création de fonds d'électrification rurale sous forme de structures institutionnelles à part entière, ou de département au sein d'agences d'électrification rurale (Certains pays disposent à la fois de structures de type société de patrimoine et fonds d'électrification rurale, tandis que d'autres ne disposent ni de l'une, ni de l'autre).

Rurale américaine (REA) accordait des prêts d'une durée de vingt ans à des taux relativement abordables, de l'ordre de 2,88 %, afin de financer la construction de lignes de distribution en vue de raccorder les communautés rurales, principalement les fermiers (ces taux pouvant être abaissés jusqu'à 2 % assortis d'une période d'amortissement de 35 ans).

Un certain nombre de pays en Afrique Sub-Saharienne ont privilégié ce type de stratégie (exemples de la République Démocratique du Congo, de l'Afrique du Sud, ou de l'Éthiopie). Néanmoins, l'approche gouvernemental s'adapte mal au contexte environnant les pays de l'Afrique Sub-Saharienne et demeure non applicable pour quatre raisons notables liées notamment à un accès aux marchés financiers limité, aux taux d'emprunt restant trop élevés, à un niveau moyen des revenus des personnes résidant en zones rurales très insuffisant, et à un certain nombre de risques politiques, économiques et réglementaires.

- **Voie 2 : Le financement des bailleurs.**

C'est une forme de financement directe s'exerçant par la voie des principaux bailleurs de fonds tels que les agences de développement ou les banques régionales.⁸⁸

⁸⁸L'initiative américaine intitulée « *Power Africa* » (Energie pour l'Afrique) en est un des meilleurs exemples. Officiellement lancée en 2013 lors de la tournée africaine du président Barack Obama, d'une durée de cinq années, cette initiative vise à appuyer la croissance économique et le développement sur le continent africain grâce à un meilleur accès à une énergie fiable, abordable et durable. Le programme est constitué d'un partenariat multipartite entre les gouvernements des États-Unis d'Amérique, de Tanzanie, du Kenya, d'Éthiopie, du Ghana, du Nigeria et du Libéria, ainsi que les secteurs privés américain et africain. La Banque africaine de développement (BAD), dont le Fonds africain de développement (FAD) est le principal organe de financement, représente un partenaire clé dans la conception de cette initiative, de même que l'agence de développement américain (Agence des États-Unis pour le développement international désignée sous l'acronyme USAID). Les levées de fonds sont estimées à 3 milliards de dollars pour les cinq prochaines années (comprenant des prêts d'investissement, des réformes, des prestations de conseil et de de garanties). Outre cette initiative, d'autres fonds se sont développés. Parmi ces derniers, nous pouvons citer :

- *Le Fonds des énergies durables pour l'Afrique (SEFA)*, initiative conjointe menée par la Banque africaine de développement et du gouvernement du Danemark, et dotée d'une enveloppe financière de plus de 56 millions de dollars américains afin de développer notamment des petits et moyens projets d'énergies renouvelables et d'efficacité énergétique. Le SEFA se veut être une plateforme flexible multipartenaires et multi-usages pour faciliter l'accès à l'énergie renouvelable en Afrique, s'inscrivant dans le cadre de l'Initiative pour l'énergie durable pour tous des Nations unies (SE4All) ;
- *La Facilité africaine de soutien juridique (ALSF)* qui est un organe hébergé par la Banque africaine de développement en vue de fournir des services juridiques. Il est chargé d'apporter une assistance en matière de négociations aux pays prioritaires de l'Initiative Énergie pour l'Afrique afin de faciliter des transactions clés dans les secteurs énergétiques. L'USAID a manifesté un vif intérêt à soutenir et renforcer les activités de l'ASLF ;
- *La Garantie partielle de risque (PRG)*. Le PRG est un instrument de réduction de risques destiné à stimuler les investissements privés, en couvrant bailleurs et investisseurs contre tout risque de

Deux limites sont inhérentes à ce mode de financement : l'absence de ressources financières suffisamment importantes afin d'assouvir une demande en énergie sans cesse croissante, et des processus administratifs souvent longs et compliqués.

- **Voie 3 : Le financement des opérateurs privés.**

Ce mode de financement est exclusivement issu des réformes menées sur les marchés de l'électricité dans les années 1990. L'électrification rurale est concédée à de multiples opérateurs privés. Cette libéralisation et l'ouverture au secteur privé qui y est intimement associée va avec une privatisation de la société nationale d'électricité (mais pas toujours). Par ailleurs, on constate une démultiplication des structures : présence d'un régulateur, d'agences de financement, ou de fonds pour l'électrification rurale

Le financement privé est omniprésent dans quelques pays en Afrique Sub-Saharienne (exemples de la Sierra Leone, du Libéria, et de la Somalie) Cependant, des coûts et des taux de financement élevés, associés à de multiples risques politiques et réglementaires, font qu'il est extrêmement difficile d'électrifier de grandes étendues de cette façon. Par ailleurs, certaines normes en termes de qualité, de prix et de service demeurent souvent absentes.

Cette approche donne lieu à la création de nouveaux « *business-models* » et facilite considérablement l'essor de nouveaux marchés à l'image de celui des systèmes solaires domestiques photovoltaïques majoritairement présents au Rwanda, en Tanzanie, au Kenya, au Cameroun et au Ghana avec l'appui de nombreux acteurs impliqués sur ces marchés (tels que Mobisol, M-KOPA, HERI, UpOWA). Souvent, ces modèles sont établis à partir d'une concession. Le concessionnaire devient le responsable de l'approvisionnement sur un territoire géographique spécifiquement défini (on recense un peu plus de 18 zones d'électrification, hors du territoire de la compagnie d'électricité nationale Sénélec, établis en vertu de la politique de concession décidée par le gouvernement sénégalais dès 2004).

- **Voie 4 : Le co-financement, au moyen de partenariats public-privé (PPPs) et subventions par habitant accordées à un développeur privé ou une organisation non gouvernementale (ou coopérative).**

défaillance du gouvernement ou d'une agence étatique dans l'exécution d'un engagement vis-à-vis d'un privé. L'Initiative Énergie pour l'Afrique a souhaité collaborer avec la Banque pour mettre en place un fonds de garantie partielle de risque, qui va compléter ou co-garantir avec le PRG de la Banque.

Dans cette approche, la majorité des projets d'électrification rurale sont qualifiés « d'hybrides », bénéficiant de subventions directes ou indirectes, profitant de la contribution de certains bailleurs de fonds.

A l'heure actuelle, la troisième et la quatrième voie semblent être retenues. Face au faible intérêt commercial que suscite pour l'opérateur historique l'électrification rurale, dans un contexte de péréquation tarifaire qui ne reflète pas les coûts réels de l'électricité en milieu rural, les approches d'électrification décentralisées deviennent, en effet, de plus en plus économique par rapport aux approches centralisées. Malgré cette compétitivité accrue, de nombreux pays en Afrique Sub-Saharienne considèrent toujours les approches décentralisées comme « intérimaires », avec le but implicite ou explicite de raccorder l'ensemble des régions du pays au réseau national.

N'oublions pas que plusieurs « Master Plans » mis en vigueur prévoient l'électrification de localités à l'horizon des années 2040-2060, ces procédures de planification ignorant de fait le potentiel des solutions de production en électricité décentralisées, approfondissant considérablement l'écart existant entre les régions urbaines et rurales, et retardant un peu plus le développement économique, social et humain de ces régions.

Outre la question du financement, ce sont les aspects tarifaires et réglementaires de l'électrification rurale qui sont sujets à) débat.

Ainsi, sur l'aspect tarifaire, plusieurs questions émergent :

- Comment développer un régime tarifaire qui permet à la fois l'électrification des communautés ainsi qu'une rentabilité ?
- Comment développer un régime tarifaire juste et équitable, tout en assurant la pérennité des investissements ?
- Comment assurer que le régime tarifaire soit « robuste » (i.e. non susceptible aux bouleversements politiques) ?
- Comment s'assurer que l'opérateur garantisse la maintenance à long-terme des unités de production ?

Les fonctions d'une agence de réglementation reposent toujours sur trois piliers fondamentaux (l'établissement des lignes directrices sur la tarification, l'établissement de

normes vis-à-vis de la qualité du service électrique rendu utilisateur final, régulation de l'accès au marché de l'électricité c'est-à-dire attribution des licences, des permis et des concessions).

Sur l'aspect réglementaire, deux interrogations doivent être levées :

- L'approche « top-down » : les tarifs demeurent fixés par les autorités gouvernementales ou l'agence d'électrification rurale.
- L'approche « bottom-up » : les tarifs sont fixés par le promoteur, bien souvent en concertation avec les communautés rurales.

3.2. Vers une jonction des réseaux centralisés et décentralisés dans les pays de l'Afrique Sub-Saharienne

Cette orientation fait suite au projet RESACEN déposé par le laboratoire Acteurs, Ressources et Territoires dans le Développement (ART-Dev, UMR 5281) et porté par ma directrice de thèse, Madame Sandrine Michel.

En Afrique Sub-Saharienne, l'électricité offerte reste majoritairement distribuée à travers des réseaux centralisés, alimentant prioritairement les zones urbaines.

Dans ce contexte, il nous apparaît clair que le schéma classique de subventionnement de l'accès des ruraux par les urbains n'est pas transférable., compte tenu, d'une part, des défaillances de l'offre centralisée et, d'autre part, du taux encore faible d'urbanisation.

Les décideurs publics sont contraints à chercher de nouveaux modèles. Pour l'offre, la dynamique est du côté des solutions décentralisées (mini-grid) - tandis que la soutenabilité économique reste aux solutions centralisées (on-grid). Pour la demande, les conditions d'accès favoriseraient l'augmentation des revenus des ruraux, notamment issus des activités productives, et garantiraient en retour le déploiement de l'électrification.

Dans la perspective d'un développement économique plus territorialisé, la question serait à ce stade de mesurer l'opportunité de travailler la jonction des réseaux ainsi que la conception de nouvelles politiques d'accès à l'énergie, devenant pour les années à venir des enjeux majeurs.

Cette jonction peut s'étudier à partir de choix informés de :

- Mini-grids utilisant des sources d'énergies renouvelables distinctes : un cas à dominante solaire, un cas à dominante biomasse (les mini-grids sont le plus souvent couplés avec de l'énergie thermique pour pallier le problème d'intermittence) ;
- Réseaux de maturité technico-économique différente avec des possibilités de jonction entre mini-grids d'une part et entre on-grids et mini-grids d'autre part ;
- Décideurs publics, des régulateurs pour leur expérience de gestion de réseaux on-grids et leur contribution à la définition de politiques publiques et des gestionnaires de réseaux mini-grids.

En Afrique Sub-Saharienne, l'électrification rurale repose essentiellement sur des schémas non conventionnels de développement de l'offre d'électricité, faisant coexister, à coûts croissants, les réseaux centralisés et décentralisés.

Le nouveau maillage de l'offre qui progressivement se dessine dans les pays de l'Afrique Sub-Saharienne découlerait des dynamiques enregistrées au niveau de la demande. Les boucles locales apparaissent déterminantes pour estimer les effets de l'accès. Par exemple, les mini-grids s'étudient sur leurs échelons territoriaux d'influence : un village ou un ensemble de villages. Cette prise en considération permet d'envisager une nouvelle conception des politiques énergétiques et de dépasser les limites actuelles d'une offre tournée, d'une part, vers le maintien et l'amélioration des réseaux on-grids sans réponse aux besoins des populations rurales et, d'autre part, vers des mini-grids coûteux et procurant de faibles services énergétiques aux populations rurales.

Toutefois, de nombreuses contraintes émergent du fait de l'introduction massive des systèmes d'offre décentralisés (l'Agence Internationale de l'Energie scénarisant l'installation de 100 à 200000 mini-grids en Afrique Sub-Saharienne d'ici 2040) : En zone rurale, la forte demande en grande partie couverte par ce type de réseaux décentralisés (incluant également les systèmes hors réseau) reste systématiquement contrainte par des puissances installées limitées, couvrant seulement les besoins domestiques ou les petites activités de services. Les mini-grids basés sur les énergies renouvelables posent également la question du financement de l'intermittence.

Que se passe-t-il lorsque le réseau national on-grid rejoint un mini-réseau ?

A mon sens, il existe plusieurs orientations qui devront donner lieu à des analyses postérieures.

- L'opérateur peut être absorbé par la société nationale d'électricité ;
- L'opérateur peut cesser sa production d'électricité, devenant ainsi un distributeur autorisé ;
- L'opérateur maintient ces centrales, devenant ainsi un producteur indépendant au réseau national ;
- L'opérateur devient à la fois distributeur et producteur en électricité ;
- Le site et les centrales peuvent être tout simplement abandonnées (souvent le cas si le mini réseau n'est pas conforme aux normes du réseau national).

Ces caractéristiques propres à la jonction des réseaux on-grid et mini-grid nous amène à poser les questions suivantes :

- En quoi la jonction de mini-grids permet d'améliorer la couverture locale de l'accès ?
- En quoi cette jonction minimise les coûts de production tout en améliorant les services énergétiques (utilisation du surplus du consommateur et du producteur) ?
- Comment la jonction mini-grid et on-grid permet de lever l'une des défaillances majeures du on-grid de l'ASS (abaissement du taux de non recouvrement de l'électricité produite et distribuée) ?
- Comment cette jonction favorise la meilleure solution économique en faveur de l'accès, à savoir l'extension du on-grid ?

BIBLIOGRAPHIE

Day, R. Walker, G. Simcock, N. [2016]. *Conceptualising energy use and energy poverty using capabilities framework*. Energy Policy. Vol. 93, pp. 255-264.

Davis, M. [1998]. *Rural household energy consumption: The effects of access to electricity – evidence from South Africa*. Energy Policy, Vol. 26 (3): pp. 207-217.

Dinkelmann, T. [2011]. *The Effects of Rural Electrification on Employment: New Evidence from South Africa*. American Economic Review. Vol. 101 (7): 3078-3108. DOI: 10.1257/aer.101.7.3078

GIEC [2007]. *Changements climatiques 2007. Groupe de travail II : conséquences, adaptation et vulnérabilité*. quatrième rapport d'évaluation, <https://goo.gl/SoT5KW>.

- IEG [2008]. *The Welfare Impact of Rural Electrification: A Reassessment of the Costs and Benefits*. The Independent Evaluation Group, The World Bank Group, Washington, D.C.
- Kojima, M. & Trimble, C.P. [2016]. *Making power affordable for Africa and viable for its utilities : Vers une électricité abordable et des opérateurs viables en Afrique (French)*. Washington, D.C.: World Bank Group. <http://documents.worldbank.org/curated/en/278401481715306703/Vers-une-électricité-abordable-et-des-opérateurs-viables-en-Afrique>
- Komives, K. Foster, V. Halpern, J. Wodon, Q. & Abdullah, R. [2005]. *Water, electricity, and the poor: who benefits from utility subsidies? Directions in development*. Washington, DC: World Bank. <http://documents.worldbank.org/curated/en/606521468136796984/Water-electricity-and-the-poor-who-benefits-from-utility-subsidies>
- Madubansi, M. & Shackleton, C.M. [2006]. *Changing energy profiles and consumption patterns following electrification in five rural villages, South Africa*. Energy Policy, Vol. 34 (18): pp. 4081-4092.
- Michel, S. Randriamanampisoa, H. [2017]. *The capability approach as a framework for assessing the role of microcredit in resource conversion: the case of rural households in the Mada-gascar highlands*. Oxford Development Studies, Taylor & Francis (Routledge), pp.1 - 21. <10.1080/13600818.2017.1368471>. <hal-01681797>.
- Peters, J. & Sievert, M. [2016]. *Impacts of Rural Electrification Revisited: The African Context*. AFD Research Paper Series, n°2016-22.
- Runyon, J. [2016]. *Pay-As-You-Go Solar Companies Spread Light Across Africa*. Renewable Energy World, 16 juin, <http://www.renewableenergyworld.com/articles/2016/06/pay-as-you-gosolar-companies-spread-lightacrossafrica.html>.
- Sanyal, S. Prins, J. Visco, F. & Pinchot, A. [2016]. *Stimulating pays-as-you-go energy in Kenya and Tanzania: the role of development finance*. World Resources Institute. <https://wriorg.s3.amazonaws.com/s3fs-public/Stimulating-Pay-As-You-Go-Energy-Access-in-Kenya-and-Tanzania-The-Role-of-Development-Finance.pdf>
- Spalding-Fecher, R. & Matibe, D.K. [2003]. *Electricity and externalities in South Africa*. Energy Policy, Vol. 31 (8): pp. 721-734.
- Torero, M. [2015]. *The Impact of Rural Electrification: Challenges and Ways Forward*. Revue d'économie du développement 2015/HS, Vol. 23, pp. 49-75
- Waddams Price, C. Brazie, K. & Wang, W. [2012]. *Objective and subjective measures of fuel poverty*. Energy Policy, Vol. 49, pp. 33-39.

Bibliographie générale de la thèse

89

Abedola, S.S. [2011]. *Electricity Consumption and Economic Growth: Trivariate investigation in Botswana with Capital Formation*, International Journal of Energy Economics and Policy. Vol.1, No.2.

Acemoglu, D. Johnson, S. & Robinson, J. [2001]. *The Colonial Origins of Comparative Development: An Empirical Investigation*, American Economic Review, n° 91 (5), pp. 369-401.

Ackermann, T. & al. [2001]. *Distributed generation: a definition*. Electric Power Systems Research, Vol. 57(3), pp. 195-204.

Adamientes, A. G. & Besant-Jones, J.E. & Hoskote, M. [1995]. *Power sector reform in Developing Countries and the role of the World Bank*. Paper presented at the 16th Congress of the World Energy Council, Tokyo, October 8-13.

Adom. P.K., [2011]. *Electricity Consumption-Economic Growth Nexus: The Ghanaian Case*. International Journal of Energy Economics and Policy, Vol.1, No.1, pp. 18-31.

Africa Infrastructure Country Diagnostic Power Tariff (AICD) Database [2009]. <http://dataportal.opendataforafrica.org/data/#topic=Energy>

African Development Bank (AfDB). 2013. *The High Cost of Electricity Generation in Africa*. <https://www.afdb.org/fr/blogs/afdb-championing-inclusive-growth-across-africa/post/the-high-cost-of-electricity-generation-in-africa-11496/>

Agbemabiese, L. Nkomo, J. & Sokona, Y. [2012]. *Enabling innovations in energy access: An African perspective*. Energy Policy, Vol. 47, pp 38-47.

Advisory Group on Energy and Climate Change (AGECC), the UN Secretary-General's Advisory Group on Energy and Climate Change. [2010]. *Energy for a Sustainable Future. Report and Recommendations*.

Agence Française de Développement. [2012]. *Accès à l'électricité en Afrique Sub-Saharienne : retours d'expérience et approches innovantes*. Document de travail. <https://www.afd.fr/fr/acces-lelectricite-en-afrique-subsaaharienne-retours-dexperience-et-approches-innovantes>

Agence Française de Développement [2015]. *La croissance de l'Afrique subsaharienne : diversité des trajectoires et des processus de transformation structurelle*. Vol. n°18

Agence Internationale de l'Energie. [2002]. *World Energy Outlook: Energy & Poverty Special Issue*. OECD/IEA, Paris.

Agence Internationale de l'Energie. [2004]. *World Energy Outlook*. https://www.oecdilibrary.org/energy/world-energy-outlook-2004_weo-2004-en

Agence Internationale de l'Energie. [2010]. *World Energy Outlook*. <https://webstore.iea.org/world-energy-outlook-2010>

⁸⁹ Cette section se veut être la compilation des bibliographies précédentes (à savoir de l'introduction, des articles 1, 2 et 3 ainsi que de la conclusion)

Agence Internationale de l'Énergie. [2011]. *Energy for All: financing energy access for the poor*. https://www.iea.org/papers/2011/weo2011_energy_for_all.pdf

Agence Internationale de l'Énergie [2014]. *World Energy Outlook*. <https://www.iea.org/newsroom/news/2014/november/world-energy-outlook-2014.html>

Agence Internationale de l'Énergie [2014b]. *Africa Energy Outlook: a focus on energy prospects in Sub-Saharan Africa*. https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2014_AfricaEnergyOutlook.pdf

Agence Internationale de l'Énergie [2016]. *Energy and Air Pollution: World Energy Outlook Special Report*. OECD/IEA, Paris.

Agence Internationale de l'Énergie. [2017a]. *World Energy Outlook*. <https://www.iea.org/weo2017/>

Agence Internationale de l'Énergie [2017b]. *Energy Access Outlook 2017 From Poverty to Prosperity*. <https://webstore.iea.org/download/summary/274?fileName=French-Energy-Access-Outlook-2017-ES.pdf>

Agence Internationale de l'Énergie Atomique (AIEA). [2006]. *Model for analysis of energy demand (MAED-2)*. Computer manual series no.18, International Atomic Energy Agency (IAEA), Vienna, Austria

Agence Internationale pour les énergies renouvelables [2015a]. *Africa 2030: Roadmap for a Renewable Energy Future*. IRENA, Abu Dhabi. www.irena.org/remap

Agence Internationale pour les énergies renouvelables [2015b]. *East African Power Pool: Planning and Prospects for Renewable Energy*.

Agence Internationale pour les énergies renouvelables. [2015c]. *Off-grid renewable energy systems: Status and Methodological issues*. <https://www.irena.org/publications/2015/Feb/Off-grid-renewable-energy-systems-Status-and-methodological-issues>

Agence Internationale pour les énergies renouvelables [2015d]. *Prospects for the African Power Sector*. https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/Prospects_for_the_African_PowerSector.pdf

Agence Internationale pour les énergies renouvelables [2015e]. *Renewable Power Generation Costs in 2014*. https://www.irena.org/documentdownloads/publications/irena_re_power_costs_2014_report.pdf

Agence Internationale pour les énergies renouvelables [2015e]. *Renewable Energy in the Water, Energy & Food Nexus*. https://www.irena.org/documentdownloads/publications/irena_water_energy_food_nexus_2015.pdf

Agence Internationale pour les énergies renouvelables & International Energy Agency, Energy Technology Network, South African Renewable Energy Council (SAREC) & Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21). [2015]. *Renewable energy solutions to power Africa: bridging the gap for off-grid renewable energy deployment*. <https://www.res4med.org/2015/10/27/renewable-energy-solutions-to-power-africa-bridging-the-gap-for-off-grid-renewable-energy-deployment/>.

Agence Internationale pour les énergies renouvelables [2016a]. *Prospects for the African Power Sector Scenarios and Strategies for Africa Project*. https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/Prospects_for_the_African_PowerSector.pdf

Agence Internationale pour les énergies renouvelables [2016b]. *Solar PV in Africa: Costs and Markets*. <https://www.irena.org/publications/2016/Sep/Solar-PV-in-Africa-Costs-and-Markets>.

Agence Internationale pour les énergies renouvelables [2018]. *Renewable Power Generation Costs in 2017*. https://www.irena.org//media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018.pdf.

Akarca, A.T., & Long, T.V. [1979]. *Energy and employment: a time series analysis of the causal relationship*. Resources and Energy, Vol. 2, pp. 151-62.

Akarca, A.T. & Long, T.V. [1980]. *On the relationship between energy and GNP: a reexamination*. Journal of Energy and Development, Vol. 5, pp. 326-31.

Akinlo. A.E. [2008]. *Energy consumption and economic growth: Evidence from 11 Sub-Sahara African Countries*. Energy Economics, Vol.30, pp. 2391-2400.

Akinlo A.E. [2009]. *Electricity consumption and economic growth in Nigeria: Evidence from cointegration and co-feature analysis*. Journal of Policy Modeling, Vol. 2, pp. 244-263.

Akomolafe A.K.J, Danladi J. [2014]. *Electricity Consumption and economic Growth in Nigeria: A Multivariate Investigation*. International Journal of Economics, Finance, and Management, Vol.3, No.4.

Ali. H.S., Lwa. S.H., Yusop. Z., Chin. L., [2016]. “Dynamic implication of biomass energy consumption on economic growth in Sub-Saharan Africa: evidence from panel data analysis”. Forthcoming.

Apergis, N. Payne, J.E. [2009]. *Energy consumption and economic growth in central America: evidence from a panel cointegration and error correction model*. Energy Economics, Vol. 31, pp. 211–216.

Arimah. B.C. [1994]. *Energy consumption and economic growth in Africa: a cross-sectional analysis*. OPEC Review Summer, pp 207-221

Artadi E. et X. Sala-i-Martin [2003]. *The Economic Tragedy of the 20th Century: Growth in Africa*. National Bureau of Economic Research Working Paper 9865.

Aschauer, D. A. [1989]. *Is Public Expenditure Productive?* Journal of Monetary Economics, Vol. 23 (2) 177–200.

Association pour le développement de l'énergie en Afrique (ADEA). [2015]. *L'Énergie en Afrique à l'horizon 2050*. Etude réalisée en collaboration avec l'Institut de la Francophonie pour le développement durable.

Augé, B. [2018]. *Oil Exploration and Production in Africa since 2014: Evolution of Key players and their Strategies*. Note de l'Institut Français des Relations Internationales (IFRI), Center for Energie.

Autorité Nationale de Régulation du Secteur de l'Electricité. [2006]. Rapport d'activités de 2005. <http://anare.ci/assets/files/pdf/rapport/RAPPORT%20D'ACTIVITE%202005%20-%20ANARE.pdf>

Ayres, R.U. [1978]. *Resources, environment, and economics: applications of the materials/energy balance principle*.

Bacon, R.W. [1999]. *A scorecard for energy reform in developing countries*. Finance Private Sector and Infrastructure Network, the World Bank Group.

Bacon, R.W. & Besant-Jones, J. [2002]. *Global Electric Power Reform, Privatization and Liberalization of the Electric Power Industry in Developing Countries*. Energy and Mining Sector Board Discussion Paper Series Paper n°2, the World Bank Group.

Balestra, & Varadharajan-Krishnakumar, J. [1987]. Full information estimations of system of simultaneous equations with error component structure. *Econometric Theory*, 3(1987): 223–246.

Baltagi, B. & Liu, L. [2009]. *A Note on the Application of EC2SLS and EC3SLS Estimators in Panel Data Models*. Center for Policy Research Working Paper No. 116, <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.1807263>

- Banerjee, S., Wodon, Q., Diallo, A., Pushak, T., Uddin, H., Tsimpo, C. & Foster, V. [2008]. *Access, Affordability, and Alternatives: Modern Infrastructure Services in Africa*. Washington, DC.: World Bank, <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/12558>
- Banerjee, S.; Romo, Z.; McMahon, G.; Toledano, P.; Robinson, P. & Arroyo, I. [2015]. *The Power of the Mine. A Transformative Opportunity for Sub-Saharan Africa*. Directions in Development, Energy and Mining, World Bank Group.
- Banque Africaine de développement [2018]. *Perspectives économiques en Afrique 2018*. https://www.afdb.org/fileadmin/uploads/afdb/Documents/Publications/African_Economic_Outlook_2018_-_FR.pdf
- Banque Africaine de développement [2019]. *Performances macroéconomiques en Afrique Sub-Saharienne et perspectives*. https://www.afdb.org/fileadmin/uploads/afdb/Documents/Publications/2019AEO/AEO_2019-FR-CHAP1.pdf
- Banque Mondiale [1994]. *World Development Report: Infrastructure for Development*. Washington, DC.
- Banque Mondiale [2006]. *World Development Report: Equity and Development*. Washington, DC.
- Banque Mondiale [2009]. *Africa energy poverty*. In: Proceedings of the G8 Energy Ministers Meeting 2009 Rome.
- Banque mondiale & Agence internationale de l'énergie. [2015]. *Progress Toward Sustainable Energy: Global Tracking Framework Report*. Washington, DC : Banque mondiale. DOI : 10.1596/978-1-4648-0690-2. <http://trackingenergy4all.worldbank.org/>
- Banque Mondiale [2017]. *Africa's Pulse : une analyse des enjeux façonnant l'avenir économique de l'Afrique*.
- Barnes, D.F. [1988]. *Electric Power for Rural Growth: How Electricity Affects Rural Life in Developing Countries*. Boulder: Westview Press.
- Barnes, D. Golumbeanu, R. [2013]. *Connection Charges and Electricity Access in Sub-Saharan Africa*. Policy Research Working Paper 6511, World Bank, Washington, DC.
- Barnes, D.; Golumbeanu, R. & Diaw, I. [2016]. *Beyond Electricity Access: Output-Based Aid and Rural Electrification in Ethiopia*. Report, World Bank, <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/26317>
- Bast, E. Krishnaswamy, S. Mainhardt-Gibbs, H. Romine, T. [2011]. *Access to Energy for the Poor: The Clean Energy Option*.
- Baum, C.; Schaffer, M. & Stillman, S. [2003]. *Instrumental variables and GMM: Estimation and testing*. Stata Journal, Vol. 3 (1): pp.1-31
- Baurzhan, S. & Jenkins, G. [2016]. *Off-grid solar PV: Is it an affordable or appropriate solution for rural electrification in Sub-Saharan African countries?* Renewable and Sustainable Energy Reviews, 60, (C), pp. 1405-1418
- Bazilian, P. Nussbaumer, C. Eibs-Singer, A. Brew-Hammond, A. Modi, V. & Sovacool, B. [2012]. *Improving access to modern energy services: insights from case studies*. Electricity Journal, Vol. 25, pp. 93-114
- Bazilian, M. Nussbaumer, P. Rogner, H.-H. Brew-Hammond, A. Foster, V. Williams, E. Howells, M. Niyongabo, P. Musaba, L. Gallachóir, B.Ó. Radka, M. & Kammen, D. [2012]. *Access scenarios to 2030 for the power sector in sub-Saharan Africa*. Utility Policy, vol. 20, pp. 1-16.
- Bhattacharyya, S. (Ed.). [2013]. *Rural Electrification Through Decentralised Off-grid Systems in Developing Countries*. London: Springer Verlag.
- Bigsten A. & M. Söderbom [2010]. *Industrial Strategies for Economic Recovery and Long-term Growth in Africa*. The African Economic Conference, Johannesburg, 28-30 October.

Bildirici, M.E. [2013]. *The analysis of the relationship between economic growth and electricity consumption in Africa by ARDL method*. Energy Economics Letters, Vol.1, No.1, pp.1-14.

Bloom, D. & J. Sachs [1998]. *Geography, Demography and Economic Growth in Africa*. Brookings Papers on Economic Activity, n° 2.

BNEF (Bloomberg New Energy Finance), Multilateral Investment Fund, UKAID, & Power Africa. [2014]. “Climatescope.” <http://global-climatescope.org/en/policies/#/policy/4125>. Accessed April 27, 2015.

Borenstein, M. Hedges, L.V. Higgins J.P.T. Rothstein, H.R. [2009]. *Introduction to Meta-Analysis*. Print ISBN:9780470057247 | Online ISBN:9780470743386 | DOI:10.1002/9780470743386 Copyright © 2009 John Wiley & Sons, Ltd. <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/book/10.1002/9780470743386>.

Box, G. E. P. Jenkins, G. M. & Reinsel, G. C. [1994]. *Time Series Analysis, Forecasting and Control*. Prentice Hall, Englewood Cliffs, NJ

Brew-Hammond, A. 2010. Energy access in Africa: challenges ahead. *Energy Policy*, Vol. 38 (5): pp2291–2301.

Briceño-Garmendia, Cecilia, Karlis Smits & Foster, V. [2008]. *Financing Public Infrastructure in Sub-Saharan Africa: Patterns, Issues, and Options*. AICD Background Paper 15, Africa Infrastructure Sector Diagnostic – Banque mondiale, Washington D.C.

Briceño-Garmendia, C. & Foster, V. [2010]. *Infrastructures africaines : Une transformation impérative*. Africa Development Forum. Banque Mondiale <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/2692> License: CC BY 3.0 IGO.”

Briceño-Garmendia, C. & Shkaratan, M. [2011]. *Power Tariffs: Caught between Cost Recovery and Affordability*. Policy Research Working Paper n°5904. <http://documents.worldbank.org/curated/en/234441468161963356/pdf/WPS5904.pdf>

British Petroleum [2018]. *Statistical Review of World Energy*.

Brodman, J. [1982]. *Rural Electrification and the Commercial Sector in Indonesia*. Discussion Paper D-73L, Resources for the Future, Washington, DC.

Calderón, C. [2009]. *Infrastructure and growth in Africa*. The World Bank. Policy Research Working Paper n°4914.

Calderón, C. & L. Servén. [2010]. *Infrastructure and Economic Development in Sub-Saharan Africa*. *Journal of African Economies* 19 (suppl 1): i13–i87.

Cameron, A.C. & Trivedi, P.K. [2010]. *Microeconometrics using stata*. A Stata Press Publication, Stata Corp LP, College station, Texas.

Castellano, A. Kendall, A. Nikomarov, M. & Swemmer, T. [2015]. *Brighter Africa: The growth potential of the sub-Saharan electricity sector*. McKinsey & Company Monthly Journal. https://www.mckinsey.com/~media/McKinsey/dotcom/client_service/EPNG/PDFs/Brighter_Africa-The_growth_potential_of_the_sub-Saharan_electricity_sector.ashx

Chevalier, J.M. [1995]. *Les réseaux de gaz et d'électricité : multiplication des marchés contestables et nouvelle dynamique concurrentielle*. *Revue d'économie Industrielle*, Vol.72 (2), pp : 7-29.

Chiappero-Martinetti, E. [2006]. *Capability approach and fuzzy sets theory*. In A. Lemmi & G. Betti (Eds.), *Fuzzy set approach to multidimensional poverty measurement* (pp. 93–113). London: Springer.

Chontanawat, J. Hunt, L.C. & Pierse, R. [2006]. *Causality between energy consumption and GDP: evidence from 30 OECD and 78 non-OECD countries*. Surrey Energy Economics, Discussion Paper Series 113 University of Surrey, Guildford.

Chontanawat, J. Hunt, L.C. & Pierse, R. [2008]. *Does energy consumption cause economic growth? Evidence from a systematic study of over 100 countries*. Journal of Policy Modeling, Vol.30; pp. 209–220.

Coady, D.; Flamani, V. & Sears, L. [2015]. *The Unequal Benefits of Fuel Subsidies Revisited Evidence for Developing Countries*. IMF Working Paper 15/250. <https://www.imf.org/external/pubs/ft/wp/2015/wp15250.pdf>

Coquery-Vidrovitch, C. [2002]. *La politique de réseaux d'électrification en Afrique. Comparaison Afrique de l'Ouest, Afrique du Sud ou comment faire de l'histoire sociale à partir de sources économiques*. Outre-Mers, 334-335, pp. 71-84.

Culver, L. [2017]. *Energy Poverty: What You Measure Matters. Pre-symposium white paper for: Reducing Energy Poverty with Natural Gas: Changing Political, Business, and Technology Paradigms*, May 9 & 10, Stanford University [https://ngi.stanford.edu/sites/default/files/NGI_Metrics_LitReview\(2-17\).pdf](https://ngi.stanford.edu/sites/default/files/NGI_Metrics_LitReview(2-17).pdf)

Dartanto, T. [2013]. *Reducing fuel subsidies and the implication on fiscal balance and poverty in Indonesia: A simulation analysis*. Energy Policy, Vol. 58 (July): pp117-134.

Davis, M. [1998]. *Rural household energy consumption: The effects of access to electricity – evidence from South Africa*. Energy Policy, Vol. 26 (3): pp. 207-217.

Day, R. Walker, G. Simcock, N. [2016]. *Conceptualising energy use and energy poverty using capabilities framework*. Energy Policy. Vol. 93, pp. 255-264.

Deichmann, U. Meisner, C. Murray, S. & Wheel, D. [2011]. *The Economics of Renewable Energy Expansion in Rural Sub-Saharan Africa*. Policy Research Working Paper n°5193. <https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/19902/WPS5193.pdf?sequence=1>

Del Granado, J.A Coady, D. & Gillingham, R. [2012]. *The Unequal Benefits of Fuel Subsidies: A Review of Evidence for Developing Countries*. World Development, Vol. 40 (11): pp. 2234-2248.

Dickey, D.A. & Fuller, W.A. [1979]. *Distribution of the estimators for autoregressive time series with a unit root*. Journal of the American Statistical Association, Vol. 74 (366), DOI: 10.2307/2286348.

Dickey, D. & Fuller, A.F. [1981]. *Likelihood Ratio Statistics for Autoregressive Time Series with a Unit Root*. Econometrica, Vol. 49, issue 4, pp.1057-72.

Dinkelman, T. [2011]. *The Effects of Rural Electrification on Employment: New Evidence from South Africa*. American Economic Review, Vol. 101 (7): pp. 3078–108.

Dlamini, J., Balcilar, M., Gupta, R., Inglesi-Lotz, R. [2002]. *Revisiting the causality between electricity consumption and economic growth in South Africa: a bootstrap rolling-window approach*. Economic Policy in Emerging Economies, Vol. 8, No.2.

Dogan, E. [2014]. *Energy Consumption and Economic Growth: Evidence from Low-Income Countries in Sub-Saharan Africa*. International Journal of Energy Economics and Policy, Vol.4, No.2, pp.154-162.

Easterly W. & R. Levine [1997]. *Africa's Growth Tragedy: Policies and Ethnic Divisions*. The Quarterly Journal of Economics, n° 112 (4), pp. 1203-1250.

Eberhard, A.A. Foster, V. & Briceno-Garmendia, C. [2008]. *Africa - Underpowered: the state of the power sector in Sub-Saharan Africa (English)*. Africa infrastructure country diagnostic (AICD) background paper; no. 6. Washington, DC: World Bank. <http://documents.worldbank.org/curated/en/142991468006934762/Africa-Underpowered-the-state-of-the-power-sector-in-Sub-Saharan-Africa>

Eberhard, A. & Gratwick, N.K. [2008]. *Demise of standard model for power sector reform and the emergence of hybrid power markets*. Energy Policy, pp. 3948-3960.

Eberhard, A. Rosnes, O. Shkaratan, M. Vennemo, H. [2011a]. *Africa's Power Infrastructure: Investment, Integration, Efficiency*. Washington D.C., The World Bank. <http://documents.worldbank.org/curated/en/545641468004456928/pdf/613090PUB0Afri158344B09780821384558.pdf>

Eberhard, A. & Malgas, I. [2011b]. *Hybrid power markets in Africa: Generation planning, procurement and contracting challenges*. Energy Policy, Vol. 39, pp. 3191-3198.

Eberhard, A. & Shkaratan, M. [2012]. *Powering Africa: Meeting the financing and reform challenges*. Energy Policy, Vol. 42, pp 9-18.

Eberhard, A. Gratwick, K. Morella, E. & Antmann, P. [2014]. *Independent Power Projects in Sub-Saharan Africa*. World Bank Group, Directions in Development, Energy and Mining.

Eberhard, A.; Gratwick, K.; Morella, Elvira & Antmann, P. [2016]. *Independent power projects in Sub-Saharan Africa: lessons from five key countries*. Directions in development; energy and mining. The World Bank. <http://documents.worldbank.org/curated/en/795581467993175836/Independent-power-projects-in-Sub-Saharan-Africa-lessons-from-five-key-countries>

Eberhard, A. & Kåberger, T. [2016]. *Renewable energy auctions in South Africa outshine feed-in tariffs*. Energy Science and Engineering, Vol. 4(3), pp. 190-193. doi: 10.1002/ese3.118

Eberhard, A. Gratwick, K. Morellac, E. Antmann, P. [2017]. *Independent Power Projects in Sub Saharan Africa: Investment trends and policy lessons*. Energy Policy, Vol. 108, pp. 390–424

Ebinger, Jane O. [2006]. *Measuring Financial Performance in Infrastructure: An Application to Europe and Central Asia*. Policy Research Working Paper 3992. (Washington: World Bank).

Ebohon, O.J. [1996]. *Energy, economic growth and causality in developing countries: a case study of Tanzania and Nigeria*. Energy Policy, Vol.24, No.5, pp 447-453.

Edjekumhene, I. Amasdu, M. B. & Brew-Hammond, A. [2001]. *Power sector reform in Ghana: The untold story*. Kumasi Institute of Technology, Energy and Environment (KITE), Ghana.

Efron, B. [1979]. Bootstrap Methods: Another Look at the Jackknife. Annals of Statistics, vol. 7, no 1, pp. 1-26 (ISSN 0090-5364, DOI 10.2307/2958830).

Eggoh, J.C., Bangake, C., Rault, C. [2011]. *Energy consumption and economic growth in African Countries*. Energy Policy, Vol.39, 7408-7421.

Enders, W. & Siklos, P. [2001]. *Cointegration and Threshold Adjustment*. Journal of Business & Economic Statistics, 2001, vol. 19, issue 2, pp. 166-76

Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP). [2000]. *Introducing competition into the electricity supply industry in developing countries: lessons from Bolivia*. Washington D.C.

Engle, R.F. & Granger, W.J. [1987]. *Co-integration and Error Correction: Representation, Estimation, and Testing*. Econometrica, Vol. 55, n°2, pp. 251-276.

Esso, L.J. [2010]. *Threshold cointegration and causality relationship between energy use and growth in seven African countries*. Energy Economics, Vol.32, pp. 1383-1391.

Estache, A., V. Fosteret Q. Wodon. [2002]. *Accounting for Poverty in Infrastructure Reform: Learning from Latin America's Experience*. Washington, DC : Banque mondiale.

Estache, A. [2007]. *Infrastructures et développement : une revue des débats récents et à venir*. Revue d'économie du développement, Vol. 15, pp : 5-53.

Favennec, J-P. Copinschi, P. Cavatorta, T. & Esen, E. [2003]. *Les nouveaux enjeux pétroliers en Afrique*. Politique africaine, n°89, pp. 127-148.

Favennec, J. [2015]. *L'Énergie en Afrique à l'horizon 2050*. Association pour le Développement de l'Énergie pour l'Afrique. https://www.energy-for-africa.fr/files/file/Etude_2050/e.book.pdf

Foley, G. [1990]. *Electricity for Rural People*. London : Panos Institute

Fonds Monétaire International [2014]. *Afrique subsaharienne : Mobilisation des recettes fiscales et investissement privé*. Perspectives Économiques Régionales, Etudes économiques et financières. [file:///C:/Users/Installation/Downloads/sreo0518f/o20\(2\).pdf](file:///C:/Users/Installation/Downloads/sreo0518f/o20(2).pdf)

Foster, V. & Briceño-Garmendia, C. [2010]. *Africa's Infrastructure: A Time for Transformation*. Washington, The World Bank and Agence Française pour le Développement. https://siteresources.worldbank.org/INTAFRICA/Resources/aicd_overview_english_no-embargo.pdf

Foster, V. & Yepes, T. [2006]. *Is Cost Recovery a Feasible Objective for Water and Electricity? The Latin American Experience*. Policy Research Working Paper n° 3943, The World Bank, <http://documents.worldbank.org/curated/en/502301468265803400/pdf/wps3943.pdf>

Gaye, A. [2007]. *Access to energy and human development*. Human Development Report 2007/2008. Fighting Climate Change: Human Solidarity in a Divided World. http://hdr.undp.org/en/reports/global/hdr2007-8/papers/Gaye_Amie.pdfv.

Ghali, K. H., & El-Sakka, M. I. T. [2004]. *Energy use and output growth in Canada: a multivariate cointegration analysis*. Energy Economics, 26, 225–238.

Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) [2007]. Changements climatiques 2007. Groupe de travail II : conséquences, adaptation et vulnérabilité. quatrième rapport d'évaluation, <https://goo.gl/SoT5KW>.

Girod, J. & Percebois, J. [1998]. *Reforms in sub-Saharan Africa's power industries*. Energy Policy, Vol. 26, No.1, pp. 21 -32.

Glass, G.V. [1976]. *Primary, secondary, and meta-analysis of research*. American Educational Research Association, Vol.5, No. 10, pp. 3-8. DOI: 10.2307/1174772, <https://www.jstor.org/stable/1174772>.

Global Wind Energy Council. *Market Forecast for 2015 – 2019*. <http://www.gwec.net/global-figures/market-forecast->

Golumbeanu, R. & Barnes, D. [2013]. *Connections Charges and Electricity Access in Sub-Saharan Africa*. Policy Research Working Paper n° 6511, The World Bank, <http://documents.worldbank.org/curated/en/499211468007201085/pdf/WPS6511.pdf>

Granger, C.W.J. [1969]. *Investigating Causal Relations by Econometric Models and Cross-spectral Methods*. Econometrica, Vol. 37, No. 3, pp. 424-438.

Granger, C.W.F. [1981]. *Some properties of time series data and their use in econometric model specification*. Journal of Econometrics, Vol. 16, issue 1, pp. 121-130.

Greene, W. H. [2012]. *Econometric analysis*. Harlow: (ed.Pearson).

Imbens, G. W. Spady, R.H. Johnson, P. [1998]. *Information theoretic approaches to inference in moment condition estimation*. *Econometrica*, Vol.66, pp. 333–357.

Independent Evaluation Group (IEG) [2008]. *The Welfare Impact of Rural Electrification: A Reassessment of the Costs and Benefits*. The Independent Evaluation Group, The World Bank Group, Washington, D.C.

Iyke, B.N. [2014]. *Electricity Consumption, Inflation, and Economic Growth in Nigeria: A Dynamic Causality Test*, Working Paper (Forthcoming).

Iyke, B.N. [2015]. *Electricity Consumption and economic growth in Nigeria: A revisit of the energy-growth debate*. *Energy Economics*, Vol.51, pp. 166-176.

Izaguirre, A.K. [1998]. *Private Participation in the Electricity Sector*. Viewpoint 154. World Bank, Finance, Private Sector, and Infrastructure Network, Washington D.C.

Izaguirre, A.K. [2000]. *Private Participation in Energy*. Note No. 208. Viewpoint 21464. World Bank.

Jacquemot, P. [2013]. *Perspectives économiques pour l'Afrique subsaharienne. Questions et scénarios*. *L'Économie politique* 2013/3 (n° 59), pp. 6-33. 6 à 33.

Johansen, S. [1988]. *Statistical analysis of cointegration vectors*. *Journal of Economic Dynamics and Control*, Vol.12, Issues 2–3, June–September 1988, pp. 231-254.

Johansen, S. & Juselius, K. [1990]. *Maximum Likelihood Estimation and Inference on Cointegration--With Applications to the Demand for Money*. *Oxford Bulletin of Economics and Statistics*, Vol. 52, issue 2, pp. 169-210.

Johansen, S. [1991]. *Estimation and Hypothesis Testing of Cointegration Vectors in Gaussian Vector Autoregressive Models*. *Econometrica*, Vol. 59, issue 6, pp. 1551-80.

Johansen, S. [1995]. *Likelihood-based inference in cointegrated vector autoregressive models*. Oxford University Press, Oxford.

Joskow, P.L. & Schmalensee, R. [1997]. *Markets for Power: An Analysis of Electric Utility Deregulation*. MIT Press, Cambridge.

Jumbe, C.H.L. [2004]. *Cointegration and causality between electricity consumption and GDP: empirical evidence from Malawi*. *Energy Economics*, Vol.24, pp. 61-68.

Kahsai M.S., Nondo C., Schaeer P.V., Gebremedhin T.G. [2012]. *Income level and the energy consumption-GDP nexus: Evidence from Sub-Saharan Africa*, *Energy Economics*, Vol.34, pp. 739-746.

Kalimeris, P. Richardson, C. & Bithas, K. [2014]. *A meta-analysis investigation of the direction of the energy-gdp causal relationship: implications for the growth-degrowth dialogue*. *Journal of Cleaner Production*, Vol. 67(67), pp 1-13, DOI: 10.1016/j.jclepro.2013.12.040.

Kansara, M. & Walkade, N.S. [1983]. *Forty years of electric power development in Kenya*. *Energy*, Vol.8 (4), pp. 317-321.

Karanfil, F. [2009]. *How many times again will we examine the energy-income nexus using a limited range of traditional econometric tools*. *Energy Policy*, Vol. 37, pp. 1191-1194.

Karekezi, S. [1994]. *Energy Policies Issues in Africa*. *Resources, Conservation, and Recycling*. Vol. 12, pp. 23-29.

Karekezi, S. & Kithyoma, W. [2002]. *Renewable energy strategies for rural Africa: is a PV led renewable energy strategy the right approach for providing modern energy to the rural poor of Sub-Saharan Africa?* *Energy Policy*, Vol.30, pp 11-12.

Karekezi, S. & Majoro, L. [2002]. *Improving modern energy services for Africa's urban poor*. Energy Policy, Vol.30, pp 1015-1028.

Karekezi, S. & Kimani, J. [2005]. *Have power sector reforms increased access to electricity among the poor in East Africa*. African Energy Policy Research Network (AFREPEN).

Karekezi, S. & McDade, S. [2012]. Chapter 2 – Energy, Poverty, and Development. Cambridge University Press. Cambridge University Press, pp. 151-190, <https://doi.org/10.1017/CBO9780511793677.008>.

Kashai, M.S. Nondo, C. Schaeffer, P.V. & Gebremedhi, T.G. [2012]. *Income level and the energy consumption–GDP nexus: Evidence from Sub-Saharan Africa*. Energy Economics, Vol. 34, pp. 739–746.

Kebede, E. Kagochi, J. Curtis M, Jolly. [2010]. *Energy consumption and economic development in Sub-Saharan Africa*. Energy Economics, Vol.32, Issue.3, pp. 532-537.

Kim J.I. & L.J. Lau [1994]. *The Sources of Economic Growth in the East Asian Newly Industrialized Countries*. Journal of Japanese and International Economics, n° 8, pp. 235-271.

Kojima, M.; Bacon. R. & Trimble, C. [2014]. *Political Economy of Power Sector Subsidies: A Review with Reference to Sub-Saharan Africa*. Energy & Extractives, paper 89547, The World Bank. <http://documents.worldbank.org/curated/en/860371467990087260/pdf/895470Replacem0sector0subsidies0030.pdf>

Kojima, M. & Trimble, C.P. [2016a]. *Making power affordable for Africa and viable for its utilities : Vers une électricité abordable et des opérateurs viables en Afrique (French)*. Washington, D.C. <http://documents.worldbank.org/curated/en/278401481715306703/Vers-une-électricité-abordable-et-des-opérateurs-viables-en-Afrique>

Kojima, M.; Zhou, X.; Han, J. J.; De Wit, J.; Bacon, R. & Trimble, C. [2016b]. *Who Uses Electricity in Sub-Saharan Africa?: Findings from Household Surveys*. Policy Research Working Paper N°7789. Washington, DC: World Bank, <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/25029>

Kojima, M. & Han, J. [2017]. *Electricity Tariffs for Nonresidential Customers in Sub-Saharan Africa*. Live Wire, 77. Washington, DC.: World Bank, <http://documents.worldbank.org/curated/en/489411494351752887/pdf/114848-BRI-PUBLIC-LWLJfinalOKR.pdf>

Komives, K. Foster, V. Halpern, J. Wodon, Q. Abdullah, R. [2005a]. *Water, electricity, and the poor: who benefits from utility subsidies?* Directions in development. Washington, D.C. <http://documents.worldbank.org/curated/en/606521468136796984/Water-electricity-and-the-poor-who-benefits-from-utility-subsidies>

Komives, K.; Halpern, J.; Foster, V. & Wodon, Q. [2005b]. *The distributional Incidence of Residential Water and Electricity Subsidies*. Policy Research Working Paper n° 3878, The World Bank, <http://documents.worldbank.org/curated/en/635531468153872851/The-distributional-incidence-of-residential-water-and-electricity-subsidies>

Komives, K.; Foster, V.; Halpern, J.; Wodon, Q. & Roohi, A. [2008]. *Water, Electricity and the Poor: Who Benefits from Utility Subsidies?* The World Bank, <http://documents.worldbank.org/curated/en/606521468136796984/Water-electricity-and-the-poor-who-benefits-from-utility-subsidies>.

Kouakou, A.K. [2011]. *Economic growth and electricity consumption in Cote d'Ivoire: Evidence from time series analysis*. *Energy Policy*, Vol.39, pp. 3638-3644.

Kraft, J. and Kraft, A. [1978]. *On the relationship between energy and GNP*. Journal of Energy and Development, Vol. 3, pp. 401-3.

Krugman, P. [1994]. *The Myth of East Asian Miracle*. Foreign Affairs 73, n° 6, pp. 28-44.

- Kwakwa, P.A. [2012]. *Disaggregated Energy Consumption and Economic Growth in Ghana*. International Journal of Energy Economics and Policy, Vol.2, No.1.
- Labordena, Mercè. Patt, A. Bazilian, M. Howells, M. Lilliestam, J. [2017]. *Impact of political and economic barriers for concentrating solar power in Sub-Saharan Africa*. Energy Policy. Vol. 102, pp. 52–72.
- Laparra, M. [2002]. *Enelcam – Alucam : l'énergie hydroélectrique du Cameroun à la rencontre de l'aluminium*. Outre-Mers, 334-335, pp. 177-200.
- Leach, G. [1992]. *The energy transition*. Energy Policy, Vol. 20 (2), 116–123.
- Levin, A. & Lin, C.F. [1992]. *Unit Root Test in Panel Data : Asymptotic and Finite Sample Properties*. University of California at San Diego, Discussion Paper 92-93.
- Levin, A. Lin, C-F. Chu, C-S. J. [2002]. *Unit root tests in panel data: asymptotic and finite-sample properties*. Journal of Econometrics, Vol. 108, issue 1, pp. 1-24
- Lin, B. & Wesseh. J.R.P.K. [2014]. *Energy consumption and economic growth in South Africa reexamined: A non-parametric testing approach*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol.40, pp. 840-850.
- Listorti, J.A. [1996]. *Bridging environmental health gaps - lessons for Sub-Saharan Africa infrastructure projects (Vol. 2) : Recommendations for Sub-Saharan Africa and the rest of the Bank*. Document de travail.
- Lucas, P.L. Nielsen, J.J. Calvin, K. McCollum D, Marangoni G, Strefler J, Van der Zwaan B & Van Vuuren DP. [2015]. *Future energy system challenges for Africa: insights from Integrated Assessment Models*. Energy Policy 86: 705–717
- Lütkepohl, H. [1982]. *Non-causality due to omitted variables*. Journal of Econometrics, Vol. 19, issue 2-3, pp. 367-378
- Maddala, G.S. & Wu, S. [1999]. *A comparative study of unit root tests with panel data and a new simple test*. Oxford Bulletin of economics and statistics, special issue n° 0305-9049.
- Madubansi, M. & Shackleton, C.M. [2006]. *Changing energy profiles and consumption patterns following electrification in five rural villages, South Africa*. Energy Policy, Vol. 34 (18): pp. 4081-4092.
- Mandelli, S. Barbieri, J. Mereu, R. Colombo, E. [2016]. *Off-grid systems for rural electrification in developing countries: Definitions, classification and a comprehensive literature review*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 58, pp. 1621-1646
- Masera, O. Saatkamp, B. & Kammen, D. [2000]. *From linear fuel switching to multiple cooking strategies: a critique and alternative to the energy ladder model*. World Development, Vol. 28, pp 2083–103.
- Mauro, P. [1995]. *Corruption and Growth*. The Quarterly Journal of Economics, Vol. 110, issue 3, pp. 681-712
- Mayer J. et A. Wood [2001]. *Africa's Export Structure in Comparative Perspective*. Cambridge Journal of Economics, n° 25 (Vol. 3), pp. 369-394.
- Mazrui, A.A. & Wondji, C. [1998]. *L'Afrique depuis 1935*. Comité scientifique internationale pour la rédaction d'une histoire générale de l'Afrique (UNESCO).
- McMillan, M. & Rodrik, D. [2011]. Globalization, *Structural Change and Productivity Growth*. n° 17143.
- Mehyong, S.W. & Ndong, R.E. [2011]. *L'électrification de l'Afrique équatoriale française (AEF) dans la période de l'après Seconde Guerre mondiale : aménagements hydro-électriques et rivalités interterritoriales*. Revue historique, n 657, pp. 93-118.

- Menyah, K. & Wolde-Rufael, Y. [2010]. *Energy consumption, pollutant emissions and economic growth in South Africa*. Energy Economics, Vol.32, pp 1374-1382.
- Michel, S. Randriamanampisoa, H. [2017]. *The capability approach as a framework for as-sessing the role of microcredit in resource conversion: the case of rural households in the Mada-gascar highlands*. Oxford Development Studies, Taylor & Francis (Routledge), pp.1 - 21.<10.1080/13600818.2017.1368471>. <hal-01681797>.
- Modi, V., McDade, S. Lallement, D. & Saghir, J. [2005]. *Energy Services for the Millennium Development Goals*. UN Millennium Project, UNDP, The World Bank and Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP), Washington, DC.
- Moner-Girona, M. Jacobson, A. & Kammen, D.M. [2006]. *Decreasing PV costs in Africa: Opportunities for Rural Electrification using Solar PV in Sub-Saharan Africa*. Refocus Vol.7, Issue 1, pp. 40-42, 44-45.
- Moulot, J. [2005]. *Unlocking rural energy access for poverty reduction in Africa*. In: Proceedings of the 15th Congress of the Union of Producers, Transporters and Distributors of Electric Power in Africa.
- Mulugetta, Y. Doig, A. Jackson, T. Khennas, S. Dunnett, S. Doig, A., Jackson, T., Khennas, S., Dunnett, S., & Rai, K. [2005]. *Energy for Rural Livelihoods: A Framework for Sustainable Decision Making*. IT Publications, London.
- Naudé, W.A. & Krugell, W.F. [2007]. *Investing geography and institutions as determinants of foreign direct investment in Africa using panel data*. Applied Economics, Vol.39 (10), pp. 1223-1233.
- Ntagungira, C. [2015]. *Underlying Issue of Electricity Access in Togo*. African Bank of Development, West Africa Policy Note n°03. https://www.afdb.org/fileadmin/uploads/afdb/Documents/Knowledge/West_Africa_Policy_Notes_-_Note_03_September_2015.pdf
- Odhiambo, N.M. [2009]. *Electricity consumption and economic growth in South Africa: A trivariate causality test*. Energy Economics, Vol.31, pp. 635-640.
- Odhiambo, N.M. [2009]. *Energy consumption and economic growth nexus in Tanzania: An ARDL bounds testing approach*. Energy Policy, Vol.37, pp. 617-622.
- Odhiambo, N.M. [2010]. *Energy consumption, prices and economic growth in three SSA countries: A comparative study*. Energy policy, Vol.19, pp. 1-44.
- Ogundipe, A.A. Akinyemi, O. Ogundipe, O.M. [2016]. *Electricity consumption and Economic Development in Nigeria*. International Journal of Energy Economics and Policy, Vol.6 (1), pp. 134-143.
- Ogundipe, A.A. Apata A. [2013]. *Electricity consumption and Economic growth in Nigeria*. Journal of Business Management and Applied Economics, Vol.2, Issue 4.
- Okey, M.K.N. [2009]. *Energy consumption and GDP growth in WAEMU countries: A panel data analysis*. Working Paper (Forthcoming)
- Okoligwe, N.E. & Ihugba, O.A. [2014]. *Relationship between Electricity Consumption and Economic Growth: Evidence from Nigeria (1971-2012)*. Academic Journal of Interdisciplinary Studies, Vol.3, No.5. 14
- Olusegun, A.A. [2008]. *Energy consumption and economic growth in Nigeria: A Bounds Testing Cointegration Approach*. Journal of Economic Theory, Vol.2(4): pp.118-123.
- Onakoya, A.B. Onakoya, A.O. Jimi-Salami, O.A., Odedairo, B.O. [2013]. *Energy Consumption and Nigerian economic growth: an empirical analysis*. European Scientific Journal, Vol.9, No.4.
- O'Neill, R.R. [1957]. *Analysis and Monte Carlo simulation of cargo handling*. Naval Research Logistics, Vol.4, Issue 3, pp. 223-236, <https://doi.org/10.1002/nav.3800040310>.

- Onuanga, S.M. [2012]. *The relationship between commercial energy consumption and gross domestic income in Kenya*. The Journal of Developing Areas, Vol.46, No.1.
- Organisation des Nations Unies pour le développement industriel (UNIDO). [2009]. *Scaling up renewable energy in Africa*. In: Proceedings of the 12th Ordinary Session of Heads of State and Governments of the African Union, Addis Ababa, Ethiopia. <https://www.uncclearn.org/sites/www.uncclearn.org/files/unido11.pdf>
- Organisation des Nations Unies pour le développement industriel (UNIDO). [2010]. *Contributions de l'ONUDI aux objectifs du Millénaire pour le développement*. https://www.unido.org/sites/default/files/2010-10/idb38_14f_0.pdf.
- Ormat [2009]. *Ormat Technologies Announces Closing of \$105 Million Long-Term Senior Debt Financing for the Olkaria III Geothermal Power Project in Kenya*. Press release, March 6, Reno, Nevada.
- Orhewhere B., Henry M., (2011). "Energy Consumption and Economic Growth in Nigeria". JORIND (9) 1.
- Ouédraogo, L.M. [2010]. *Electricity consumption and economic growth in Burkina Faso: A cointegration analysis*. Energy Economics, Vol.32, pp.524-531.
- Ozturk, I. [2010a]. *A Literature Survey on Energy-Growth Nexus*. Energy Policy, 38, 340-349. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2009.09.024>
- Ozturk, I. Aslan, A. & Kalyoncu, H. [2010b]. *Energy consumption and economic growth relationship: Evidence from panel data for low and middle income countries*. Energy Policy, Vol. 38, issue 8, pp. 4422-4428.
- Payne, J. [2010]. *Survey of the international evidence on the causal relationship between energy consumption and growth*. Journal of Economic Studies, Vol. 37, No. 1, pp. 53-95. <https://doi.org/10.1108/01443581011012261>.
- Pesaran, M.H. & Shin, Y. [1999a]. *An Autoregressive Distributed Lag Modeling Approach to Cointegration Analysis*. Cambridge University Press, Cambridge.
- Pesaran, M.H. Shin, Y. & Smith, R.P. [1999b]. *Pooled mean group estimation of dynamic heterogeneous panels*. Journal of the American Statistical Association. Vol. 94, No. 446, pp. 621-634, DOI: 10.2307/2670182, <https://www.jstor.org/stable/2670182>.
- Pesaran, M.H. Smith, R. & Shin, Y. [2001]. *Bounds Testing Approaches to the Analysis of Level Relationships*. Journal of Applied Econometrics, Vol. 16, pp 289-326.
- Peters, J. & Sievert, M. [2015]. *On-Grid and Off-Grid Rural Electrification - Impacts and Cost Considerations Revisited*. Revue d'économie du développement, Vol. 23 (3): pp. 85-104.
- Peters, J. & Sievert, M. [2016]. *Impacts of Rural Electrification Revisited: The African Context*. AFD Research Paper Series, n°2016-22.
- Phillips, P. Perron, P. *Testing for a Unit Root in Time Series Regression*. No 795R, Cowles Foundation Discussion Papers from Cowles Foundation for Research in Economics, Yale University
- Phillips, P. & Perron, P. [1988]. *Testing for a Unit root in Time Series Regression*. *Bimetrika*, Vol.75, pp.335-346.
- Plane, P. [1996]. *La privatisation dans les pays en développement : déterminants et conséquences macroéconomiques*. Economie & prévision, 125, pp. 19-36.
- Plane, P. [1997]. *La privatisation de l'électricité en Côte-d'Ivoire : évaluation et interprétation des premiers résultats*. Revue Tiers Monde, 152, pp. 859-878.
- Programme des Nations unies pour le développement (PNUD). [2013]. *World Population Prospects: The 2012. Revision*, United Nations, New York.

- Quansah, A.D. Adaramola, S.M. & Mensah, L.D. [2016]. *Solar Photovoltaics in sub-Saharan Africa – Addressing Barriers, Unlocking Potential*. Energy Procedia (106), pp. 97-110.
- Ravallion, M. [2016]. *The Economics of Poverty: History, Measurement, and Policy*. New York: Oxford University Press.
- Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21) [2016]. *Renewables 2016: Global Status Report*. Paris, France.
https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/REN21_GSR2016_FullReport_en_11.pdf
- Ruggeri-Landerchi, C; Saith, R. & Stewart, F. [2003]. *Does it Matter That We Do Not Agree on the Definition of Poverty? A Comparison of Four Approaches*. Oxford Development Studies, Vol. 31(3): pp. 243-274.
- Runyon, J. [2016]. *Pay-As-You-Go Solar Companies Spread Light Across Africa*. Renewable Energy World, 16 juin, <http://www.renewableenergyworld.com/articles/2016/06/pay-as-you-gosolar-companies-spread-light-across-africa.html>.
- Sachs, J. & Warner, M. [1995]. *Natural Resources Abundance and Economic Growth*. Harvard Institute for International Development.
- Sambo, A.S. [2009]. *Renewable Energy for Rural Development. The Nigerian Perspective*. ISESCO Science and Technology Vision 1, pp. 12-22.
- Sanyal, S. Prins, J. Visco, F. & Pinchot, A. [2016]. *Stimulating pays-as-you-go energy in Kenya and Tanzania: the role of development finance*. World Resources Institute. https://wriorg.s3.amazonaws.com/s3fs-public/Stimulating_Pay-As-You_Go_Energy_Access_in_kenya_and_tanzania_the_role_of_development_finance.pdf
- Saupique, T. [2002]. *L'électrification de la ville de Dakar après 1945*. Outre-mers, tome 89, n°334-335, L'électrification d'outre-mer de la fin du 19ème siècle aux premières décolonisations, pp 85-104.
- Sebri, M. [2015]. *Use renewables to be cleaner: meta-analysis of the renewable energy consumption–economic growth nexus*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol.42, pp. 657-665.
- Segreto, L. [2002]. *Electrifier un rêve : l'industrie électrique dans les colonies*. Outre-Mers, tome 89 n°334-335, L'électrification outre-mer de la fin du XIXème siècle aux premières décolonisations, pp. 235-249.
- Semykina, A. & Wooldridge, J. [2010]. *Estimating panel data models in the presence of endogeneity and selection*. Journal of Econometrics, Vol. 157 (2): pp. 375-380.
- Sokona, Y. Sarr, S. Thomas, J.P. [2004]. *Les Enjeux des Technologies d'Énergie Renouvelable dans la lutte contre la désertification*. Conférence des Ministres Africains de l'Énergie UNCCD, Nairobi, Kenya.
- Sokona, Y. Mulugetta, Y. & Gujba, H. [2012]. *Widening energy access in Africa: Towards energy transition*. Energy Policy, Vol. 47 (supplement 1): pp. 3-10.
- Solarin, S.A. Shahbaz, M. [2013]. *Trivariate Causality between Economic Growth, Urbanization, and Electricity Consumption in Angola: Cointegration and Causality Analysis*. Working Paper (ForthComing).
- Spalding-Fecher, R. & Matibe, D.K. [2003]. *Electricity and externalities in South Africa*. Energy Policy, Vol. 31 (8): pp. 721-734.
- Stanley, T.D. [2001]. *Wheat from Chaff: Meta-analysis as Quantitative Literature Review*. Journal of Economic Perspectives, Vol.15, No.3, pp. 131-150.
- Tamba, J.G, Njomo, D. Limanond, T. Ntsafack, B. [2012]. *Causality analysis of diesel consumption and economic growth in Cameroon*. Energy Policy, Vol. 45, pp. 567-575.
- Tanzi, V. & Davoodi, H.R. [2002]. *Corruption, growth, and public finances*. In G.T. Abed and S. Gupta, eds., Governance, Corruption, and Economic Performance. Washington, DC: IMF, pp. 197-222.

Templet, P.H. [1999]. *Energy, diversity and development in economic systems; an empirical analysis*. Ecological Economics, Vol.30, Issue 2, pp. 223-233.

Tenenbaum, B.W. Greacen, C. Siyambalapitiya, T. & Knuckles, J. [2014]. *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 in Development- Energy and Mining; Washington, DC: World Bank. <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/16571>.

Tenanbaum, B.W. Meyer, R. & Hosier, R.H. [2015]. *Promoting solar energy through auctions : the case of Uganda (English)*. Live wire knowledge note series; no. 2015/49. Washington, D.C. : World Bank Group. <http://documents.worldbank.org/curated/en/770701467987820299/Promoting-solar-energy-through-auctions-the-case-of-Uganda>

The Economist [2000]. *Hopeless Africa*.

The Economist [2011]. *The hopeful continent. Africa rising*.

Toda, H. Yamamoto, T. [1995]. *Statistical inference in vector autoregressions with possibly integrated processes*. Journal of Econometrics, Vol. 66, issues 1-2, pp. 225-250;

Toman, M. & Jemelkova, B. [2003]. *Energy and Economic Development: An Assessment of the State of Knowledge*. The Energy Journal, Vol.24, issue number 4, pp. 93-112.

Torero, M. [2015]. *The Impact of Rural Electrification: Challenges and Ways Forward*. Revue d'économie du développement 2015/HS, Vol. 23, pp. 49-75

Treiber, M. [2012]. *Fuel and Stove Diversification in the Light of Energy Transition and Technology Adoption Theory*, Norwegian University of Life Sciences.

Trimble, C. P. Kojima, M. Perez, A. I. Mohammadzadeh, F. [2016]. *Financial viability of electricity sectors in Sub-Saharan Africa: quasi-fiscal deficits and hidden costs*. Policy Research working paper; no. WPS 7788. Washington, D.C.: World Bank Group. <http://documents.worldbank.org/curated/en/182071470748085038/Financial-viability-of-electricity-sectors-in-Sub-Saharan-Africa-quasi-fiscal-deficits-and-hidden-costs>

Turkson, J.K. [2000]. *Power Sector Reform. Conceptual Issues. Power Sector Reform in Sub-Saharan Africa*. Power Sector Reform in Sub-Saharan Africa, Basingstoke, Macmillan Press Ltd.

Turkson, J. & Wohlgemuth, N. [2001]. *Power sector reform and distributed generation in Sub-Saharan Africa*. Energy Policy, Vol.29, pp 135-145.

United Nations (UN). [2015]. *World Population Prospects*. Department of Economic and Social Affairs, Population Division.

United Nations Conference on Trade and Development (UNCTAD) [2014]. *Le développement en Afrique, rapport de 2014, catalyser l'investissement pour une croissance transformatrice en Afrique*. United Nations.

USAID & World Bank. [1994]. *Submission and Evaluation of Proposals for Private Power Generation Projects in Developing Countries*. IEN Occasional Paper 2. World Bank, Washington, DC.

Varaschin, D. [2002]. *EDF et l'Outre-mer, de 1946 au début des années 1960*. Revue d'histoire, 334-335, pp. 387-408.

Vessat, A. [2017]. *The role of unmet demand in the dynamics of energy supply forms: The case of electricity market structures in sub-Saharan Africa*. FAEE, 10th Winter Student Workshop, Nov 2017, Paris, France. <https://hal.umontpellier.fr/hal-01944317>

Waddams Price, C. Brazie, K. & Wang, W. [2012]. *Objective and subjective measures of fuel poverty*. Energy Policy, Vol. 49, pp. 33-39.

Wamukonya, N. [2003]. *Power sector reform in developing countries: mismatched agendas*. Energy Policy, 2003, Vol. 31, issue 12, pp.1273-1289.

Wamukonya, N. [2005]. *Power Sector Reforms in Sub-Saharan Africa: Some Lessons*. Economic and Political Weekly, Vol. 40, No. 50 (Dec. 10-16, 2005), pp. 5302-5308

Wandji, Y.D.F. [2015]. *Energy consumption and economic growth: Evidence from Cameroon*. Energy Policy, Vol.61, pp. 1295-1304.

Wernick, A. Jerry, H. & Latika, S. [2014]. *The impact of governing institutions on foreign direct investment flows: evidence from African nations*. International Journal of Business Administration, Vol.5, No 2.

World Bank. [1993]. *The World Bank's role in the Electric Power Sector*. Washington D.C.

Wessey, Jr. P.K. & Zoumara, B. [2012]. *Causal independence between energy consumption and economic growth in Liberia: Evidence from a non-parametric bootstrapped causality test*. Energy Policy, Vol.50, pp. 518-527.

Wolde, E.T. Mulugeta, W. Hussen, M.M. [2016]. *Energy Consumption, Carbon Dioxide Emissions and economic growth in Ethiopia*. Global Journal of Management and Business Research: B Economics and commerce Vol.16, Issue 2.

Wolde-Rufael, Y. [2005]. *Energy demand and economic growth: The African experience*. Journal of policy Modeling, Vol. 27, pp. 891-903.

Wolde-Rufael, Y. [2006]. *Electricity consumption and economic growth: a time series experience for 17 African countries*. Energy Policy, Vol. 34, pp. 1106-1114.

Wolde-Rufael, Y. [2009]. *Energy Consumption and Economic Growth: The Experience of African Countries Revisited*. Energy Economics, Vol. 31 (2), pp. 217-224.

Wooldridge, J.M. [2007]. *Econometric Analysis of Cross Section and Panel Data*. Hong Kong: MIT Press.

World Bank. [1978]. *Rural Electrification*. A World Bank Paper, PUB-157. <http://documents.worldbank.org/curated/en/847921468740719772/pdf/multi-page.pdf>

World Bank. [1996]. *Symposium on Power Sector Reform and Efficiency Improvement in Sub-Saharan Africa*. Johannesburg, December 5-8, 1995. Report No. 182/96. Jointly Organized by The Africa Region of the World Bank and The Joint UNDP/World Bank/ Energy Sector Management Assistance Programme (ESMAP).

World Bank. [2008]. *The Welfare impacts of rural electrification: A reassessment of the costs and benefits*. Washington, D.C. An IEG Impact Evaluation, World Bank. <http://documents.worldbank.org/curated/en/317791468156262106/pdf/454000PUB0978011PUBLIC10Mar06102008.pdf>

World Bank [2015]. *World Bank Group Support to Electricity Access, FY2000-2014 An independent evaluation*. Policy Research Working Paper 96812, World Bank, Washington, DC.

World Bank & International Energy Agency. [2015]. *Progress Toward Sustainable Energy: Global Tracking Framework Report*. Washington, D.C.: World Bank.

World Bank & Bloomberg New Energy Finance. Lighting Global & Gogla. [2016]. *Off-grid solar market trends report 2016*. World Bank Group.

World Bank [2017]. *Africa's Pulse : une analyse des enjeux façonnant l'avenir économique de l'Afrique*. Vol.16.

World Population Prospects The 2010 Revision Volume I: Comprehensive Tables.
https://www.un.org/en/development/desa/population/publications/pdf/trends/WPP2010/WPP2010_Volume-I_Comprehensive-Tables.pdf

Young, A. [1995]. *The Tyranny of Numbers: Confronting the Statistical Realities of the East Asian Growth Experience*. Quarterly Journal of Economics, n° 110(3), pp. 641-680

Zerbo, E. [1996]. *CO2 emissions, growth, energy consumption and foreign trade in Sub-Saharan African Countries*, *Working Paper*.

Zivot, E. & Andrews, D. [1992]. *Further Evidence on the Great Crash, the Oil-Price Shock, and the Unit-Root Hypothesis*. Journal of Business & Economic Statistics, Vol. 10, issue 3, pp.251-70.

RESUME DE LA QUATRIEME DE COUVERTURE

Adoptant une approche en termes d'économie appliquée, notre thèse analyse le rapport énergie-croissance dans les pays de l'Afrique Sub-Saharienne, au regard d'une des conditions sine qua non du développement socio-économique des pays africains : l'accès à l'électricité.

Garantir un accès de tous à des services énergétiques fiables, durables, modernes et abordables (PNUD, 2015) figure parmi les dix-sept Objectifs de Développement Durable entérinés en septembre 2015 par l'Assemblée Générale des Nations-Unies pour succéder aux Objectifs du Millénaire pour le Développement.

Les fluctuations erratiques observées au niveau de la croissance économique des états africains, aussi bien que la persistance de taux de nonaccès à l'électricité importants justifient un traitement spécifique de la relation énergie-croissance. Minoritaires encore aujourd'hui, les recherches ne cessent de progresser avec pour objet d'étude l'Afrique Sub-Saharienne.

Dans le CHAPITRE 1, je tente d'expliquer le lien entre la consommation énergétique et la croissance économique pour les pays de l'Afrique Sub-Saharienne au travers d'une méta-analyse. Ce concept, emprunté au domaine médical, la présente méta-analyse analysera la relation énergie-croissance, et ce pour les pays de l'Afrique Sub-Saharienne. Malgré une nouvelle approche méthodologique, se basant sur une méta-analyse référençant 50 travaux scientifiques publiés sur le sujet entre 1996 et 2016, nous ne sommes pas parvenus à dégager un consensus clair et définitivement établi. Le décideur public peut paraître circonspect au regard d'une telle absence de résultat. Quelles politiques économiques en matière d'accès à l'électricité mettront en place dès lors ?

Partant du résultat qu'aucun lien clair n'a été établi au niveau des variables influençant la relation énergie-croissance, la thèse s'interroge, dans le CHAPITRE 2, sur les différentes évolutions de l'offre, et leurs conséquences en matière d'accès à l'électricité. A cet égard, notre recherche doctorale s'oriente vers les fortes disparités régionales à l'œuvre en termes d'offre et demande d'énergie par une analyse des mutations observées sur les structures du marché de l'électricité des années 1950 à de nos jours. Ces dernières se sont développées principalement autour d'un réseau centralisé on-grid. Une amélioration significative de l'accès à l'électricité s'avère délicat, notamment pour le monde rural où l'extension du réseau national implique des coûts très élevés. Cependant, depuis le début des années 2000, l'offre centralisée se voit progressivement remise en question par l'apparition de systèmes mini-grid et off-grid, fonctionnant à l'aide des énergies renouvelables, et levant la principale barrière de l'accès à l'électricité pour les ménages les plus modestes : la connexion au réseau. L'essor

des énergies renouvelables dans la production d'électricité en Afrique Sub-Saharienne rend dès à présent possible des solutions économiquement et techniquement inaccessibles jusqu'ici et contribue ainsi à dynamiser la demande.

De tels systèmes décentralisés font cependant face à une limite majeure : le coût de ces moyens de production d'électricité par rapport au service énergétique rendu utilisateur final qui demeure infime. A l'issue des conclusions dressées dans le second axe de recherche, l'approche économique par le réseau on-grid est rélégitimée. Les politiques d'accès à l'énergie passant essentiellement par les tarifications mises en vigueur par les principales compagnies d'électricité africaines, nous évaluons, dans le CHAPITRE 3, l'impact des instruments tarifaires développés sur les dynamiques du nonaccès à l'électricité, et ce pour deux catégories de ménages : les urbains et les ruraux connectés au réseau on-grid. A cet effet, nous utilisons un panel composé de trente-trois pays de l'Afrique Sub-Saharienne entre 1990 et 2012, notre base de données étant tronçonnée au moyen d'une ligne de croisement entre la pauvreté énergétique et les taux d'électrification observés dans ces pays. Nous trouvons sur que les conditions économiques des populations limitent ou favorisent l'accès plutôt que leur localisation. Des tarifications résidentielles trop peu différenciées en zone urbaine ont des effets équivoques tandis qu'un centrage de la tarification sur l'accès des plus pauvres nous révèle de nouvelles cibles, demeurant totalement ignorées par les tarifications en vigueur.

The relationship between energy consumption and economic growth remains one of the most debated topics in the economics literature. Studies in this field have been carried out in Sub-Saharan countries since the end of the 90s, but they not have led to consensus about the relationship other than finding four causality directions: unidirectional in two directions, bidirectional, or neutral.

The first chapter of the thesis attempts to clarify the situation through a meta-analysis of fifty articles published since 1996 to 2016. This meta-analysis involves five analytical categories (namely type of publication, geographical area studied, econometrics method used, energy consumption indicators, and control variables). Logistic regressions (Logit for each independent causality options; ordered multinomial logit by taking the most representative hypothesis of our sample) are run, but fail to find clear relations between economic growth and energy consumption.

The second chapter of the thesis shows that the energy sector in sub-Saharan Africa is in a state of flux. Roughly 1/2 of Africans have still no access. Based on an approach borrowed from industrial economics, using historical examples that point to three successive transformations of electricity market structure, our analysis differs from previous studies by looking at demand as a consequence of supply. Last 30 years have succeeded 3 waves of alternative electrification paths (namely centralgrid, fed by IPPs (Independent Power Producers); local grids, fed by renewables or oil; off-grid,

fed by solar PV panels). Our results show, an extremely fragmented demand for energy in sub-Saharan African countries, within which a very dynamic unmet demand drives change in how supply is offered. New forms of energy provisioning introduced on the electricity market put into question the initial on-grid network model. The appearance of decentralized electricity production shows that there is a potential for going beyond current limitations and moving away from a supply structure focused on the maintenance and improvement of on-grid networks without consideration of the needs of rural populations on one hand, and on the other hand, the establishment of expensive mini-grids that provide inferior energy services to rural populations. New territorial linkages focus on mechanisms seen in energy demand.

In sub-Saharan Africa (SSA), the energy access gap between urban and rural populations remains considerable, even among households and businesses with potential access to the grid. In this context, tariff structures are the interface between the conditions for producing electricity, the end user and public energy-access policy. The third chapter of the thesis evaluates the contribution of electricity tariff structures, as a major access instrument, to the continued existence of the energy access gap, and looks at whether this gap is primarily between rural and urban populations. Using a dynamic panel with random effects model, the article shows the systematically regressive effect of electricity pricing on access for both residential and non-residential consumption. We find the electricity pricing fails to provide reduced rates to enable access to the poor, neglects households passing the threshold of the first consumption block and is ineffective at addressing energy poverty in urban and rural households. For households with access to a centralised power grid, we find that the criterion of location is less important than the economic conditions of the customers served.