UNIVERSITÉ DE LORRAINE | BIBLIOTHÈQUES UNIVERSITAIRES

AVERTISSEMENT
DROIT D'AUTEUR

Ce document est le fruit d'un long travail approuvé par le jury de soutenance et mis à disposition de l'ensemble de la communauté universitaire élargie.

Il est soumis à la propriété intellectuelle de l'auteur. Ceci implique une obligation de citation et de référencement lors de l'utilisation de ce document. Toute contrefaçon, plagiat ou reproduction illicite encourt une poursuite pénale.

Contact bibliothèque : ddoc-theses-contact@univ-lorraine.fr
(Cette adresse ne permet pas de contacter les auteurs)

Code de la Propriété Intellectuelle. articles L 122. 4
Code de la Propriété Intellectuelle. articles L 335.2- L 335.10

UNIVERSITÉ DE LORRAINE
34 COURS LÉOPOLD — CS 25233
54052 NANCY CEDEX
WWW.UNIV-LORRAINE.FR

Ecole Doctorale Sciences Juridiques, Politiques, Economiques et de Gestion

Laboratoire Centre Européen de Recherche en Economie Financière et Gestion des Entreprises

THESE

Présentée et soutenue publiquement pour l'obtention du titre de

DOCTEUR DE l'UNIVERSITE DE LORRAINE

Mention : SCIENCES ECONOMIQUES

Par : Birénam GNASSINGBE-ESSONAM

Sous la direction de PROFESSEUR Chicot EBOUE

INTEGRATION REGIONALE PAR L'ELECTRICITE EN AFRIQUE SUBSAHARIENNE : LE CAS DU SYSTEME D'ECHANGE D'ENERGIE ELECTRIQUE DE L'AFRIQUE DE L'OUEST

Le lundi, 08 décembre 2025

Membres du jury :

Directeur de thèse :	**M. Chicot EBOUE**	**Professeur Agrégé, Université de Lorraine, Nancy**
Présidente de jury :	**Mme Florence LEGROS**	**Professeure, Université Paris Dauphine, Paris – Directrice Générale, ICN Business School, Nancy**
Rapporteurs :	**M. Marc RAFFINOT**	**Professeur émérite, Université Paris Dauphine, PSL, Paris**
	M. Matthieu LLORCA	**Maitre de Conférences, Université Bourgogne Europe, Dijon**
Examinateurs :	**M. Blaise GNIMASSOUN**	**Maitre de Conférences, Université de Lorraine, Nancy**
	Mme Latifa LANKAOUI	**Professeure des Universités, FSJES SOUISSI, UNIVERSITE MOHAMED V, Rabat**
Membre invité :	**M. Dibongue Aristide KOUO**	**Directeur Exécutif, Dev2E International, Québec**

UNIVERSITÉ DE LORRAINE

THESE POUR OBTENIR LE GRADE DE DOCTEUR DE L'UNIVERSITE DE LORRAINE EN SCIENCES ECONOMIQUES

Ecole Doctorale Juridique, Politique, Economique et de Gestion

Centre Européen de Recherche en Economie financière et Gestion des Entreprises (CEREFIGE)

INTEGRATION REGIONALE PAR L'ELECTRICITE EN AFRIQUE SUBSAHARIENNE : LE CAS DU SYSTEME D'ECHANGE D'ENERGIE ELECTRIQUE DE L'AFRIQUE DE L'OUEST

Présentée par : **Birénam GNASSINGBE-ESSONAM**

Sous la direction de : **Professeur Chicot EBOUE**

REMERCIEMENTS

Etant professionnelle à l'entame de mes travaux de thèse, et travaillant à temps partiel, j'avais initialement droit à six années pour l'achever. Finalement je l'ai terminé au bout de la septième année, en raison de mes conditions familiales, étant devenue maman en cours de route.

Certes les conditions de travail n'étaient pas évidentes : employée à temps plein, travaillant depuis le Togo, avec seulement de courts séjours à l'université, tout en assurant la gestion des enfants et de la famille. Cependant, cela n'a jamais entamé ma détermination à apprendre, à interroger la théorie, à découvrir et à délivrer.

Ma satisfaction au terme de cette aventure traduit ceci : Le sacrifice en valait la peine.

Toutefois, je ne pouvais y parvenir, sans l'accompagnement d'un certain nombre d'entités physiques et morales à qui je tiens à adresser mes plus chaleureux remerciements :

1. **Mon Dieu ! Mon Seigneur** ! Pour m'avoir donné la force, le courage et surtout, les ressources et les moyens nécessaires pour l'atteinte de mes objectifs.
2. Ma **Maman**. **Madame GNAKADE Essossimna Marguerite** ! Ma force intérieure et mon soutien ; mon Héros (car elle est plus un homme qu'une femme).

Quelle Mère courage ! Au moment où j'obtiens mon diplôme, ma Maman, qui devait être au premier rang de ma réussite, se trouve en détention et, privée de sa liberté pour avoir osé dénoncer le mal qui gangrène le développement de son pays. Ma Maman, qui était dans l'intimité mon inspiration, est aujourd'hui un monument national, la voix de l'espoir et un modèle. L'histoire nationale est déjà marquée par sa bravoure et sa détermination de voir son pays hissé au rang des meilleurs.

Merci pour tout ton Amour et ton soutien, Maman.

3. **Mes sœurs et mes frères !**

Gnilim Liora : Jusqu'au boutiste, mon soutien inconditionnel depuis la gestation de l'idée de la thèse jusqu'à la soutenance. Ma sœur-béquille, positive et toujours présente dans les moments de doute, de réflexion, de travail et de réussite. Merci d'être toujours à mes côtés.

Essognim Cynthia : ma grande sœur encourageante, qui n'a jamais douté de mes capacités et qui m'a toujours soutenue. Merci !

Mes frères : **Hermann Pinabawai**, **Pouwéréou Yonathan** et **Yédidia** qui m'ont toujours manifesté leur fierté et admiration.

A cette merveilleuse et fantastique famille, je renouvelle ici mes profonds remerciements pour votre Amour. Je vous aime tellement !

4. **Mon Directeur de Thèse, le Professeur Chicot EBOUE**. Je vous rends un vibrant hommage pour tout votre appui tout au long de cette aventure. Vos orientations et vos conseils avisés ont été ma boussole. Je tiens à vous remercier pour vos conseils bienveillants qui vont au-delà du cadre de thèse.

5. Les **membres du Jury** et du **Comité de suivi individuel de thèse** à savoir **Madame Florence LEGROS**, **Monsieur Olivier DAMETTE** et **Monsieur Blaise**

GNIMASSOUN. Je vous adresse mes vifs remerciements pour le temps accordé à l'examen de mes travaux, ainsi que pour vos orientations et apports, qui ont permis d'améliorer la qualité de ma thèse.

6. **L'Université de Lorraine**, **l'Ecole Doctorale** et le **Laboratoire CERIFIGE**. Recevez mes sincères remerciements et ma reconnaissance pour votre détermination à accompagner les doctorants jusqu'à la soutenance. Merci à l'ensemble des membres de l'Ecole doctorale pour leur soutien technique et administratif tout au long de ces années de thèse. Merci à l'Université de Lorraine pour sa flexibilité, son soutien et son accompagnement aux étudiants professionnels. Merci à mes collègues universitaires pour tous leurs conseils et partage d'expériences.

7. La **Banque africaine de développement (BAD)** et le **Pool énergétique de l'Afrique de l'Ouest (WAPP)**. Je remercie particulièrement le Département du développement des systèmes électriques de la BAD et le Département en charge de la planification du WAPP pour leurs appuis techniques et la mise à disposition des informations et données, qui ont été capitaux pour mes analyses et mes travaux.

8. **Enfin, pour tous ceux et toutes celles** qui, de près comme de loin ont été mes soutiens et ont cru en moi, je leur adresse mes chaleureux remerciements !

Avec grande fierté, je remercie toutes ces personnes et ces institutions pour leur rôle et leur contribution à ma réussite.

Merci !!!

DEDICACE

A mes tendres Amours, ***Gnilim Orilia Géorgina KOUAME*** *et* ***Egnadim Kyria Noémie KOUAME****. Mes filles nées au cours de mon parcours Doctoral. Vous êtes mon Leit Motiv et ma plus grande fierté.*

Papa *! De là-haut, je sais que tu es fier de moi…*

RESUME DE LA THESE

La présente thèse examine le rôle stratégique de l'électricité dans la croissance économique et l'intégration régionale en Afrique subsaharienne ; région qui demeure la moins électrifiée au monde, malgré un potentiel énergétique considérable. À travers une approche pluridisciplinaire associant analyse structurelle, modélisation économétrique et comparaison institutionnelle, la recherche explore dans quelle mesure le développement du secteur électrique peut soutenir la transformation économique du continent.

Le premier axe dresse un diagnostic approfondi du secteur de l'électricité. Il met en évidence la persistance d'un déficit structurel marqué par la vétusté des infrastructures, l'insuffisance d'investissement, la sous-tarification chronique et la faible viabilité financière des compagnies. À cela s'ajoutent des pertes techniques élevées, un faible recouvrement des recettes et une gouvernance institutionnelle défaillante. Côté demande, la pauvreté des ménages, les coûts élevés de raccordement, la mauvaise qualité du service et la précarité des habitats limitent l'adoption de l'électricité. Ces contraintes cumulées, entretiennent un cercle vicieux où la rareté de l'énergie freine la productivité, la compétitivité et l'amélioration du bien-être social.

Le deuxième axe étudie empiriquement la relation entre la consommation d'électricité et la croissance économique à l'aide d'un modèle de panel dynamique couvrant 41 pays subsahariens (1994–2023). Les résultats montrent que la consommation d'électricité exerce un effet positif et significatif sur le Produit intérieur brut (PIB) par habitant, confirmant le rôle moteur de l'énergie dans la croissance. Une hausse de 1% de la consommation accroît le PIB d'environ 0,5%. Toutefois, cette relation demeure hétérogène : elle est forte et significative dans les pays à revenu intermédiaire inférieur, mais faible et non significative dans les pays à revenu faible, en raison des déficits d'infrastructure et de gouvernance. Les déterminants de la demande d'électricité sont la croissance économique, l'ouverture commerciale, la qualité institutionnelle, le développement financier et les infrastructures.

Le troisième axe adopte une perspective comparative à travers un benchmarking des pools énergétiques que sont le Southern African Power Pool (SAPP), le Nord Pool européen et le Mercado Eléctrico Regional (MER) d'Amérique centrale selon le cadre d'analyse d'Elabbas et al. (2023). Cette comparaison révèle que la performance des pools dépend de quatre dimensions: la gouvernance organisationnelle, les contraintes de conception technique, la structure du marché et les moteurs de changement. Le Nord Pool illustre le modèle le plus abouti, grâce à une régulation indépendante et à une forte intégration institutionnelle, tandis que le SAPP et le MER demeurent limités par des disparités structurelles et la dépendance à la volonté politique des États membres.

Enfin, le quatrième axe, centré sur le West African Power Pool (WAPP), analyse les effets des échanges transfrontaliers sur l'intégration régionale ouest africaine. Créé en 1999 par la CEDEAO, le WAPP a permis une amélioration des interconnexions régionales (70% en 2023) et une hausse des échanges d'électricité (1 200 GWh en 2010 à 4 500 GWh en 2023). Ces avancées traduisent une meilleure utilisation des capacités de production et une stabilisation relative des réseaux. Toutefois, la dépendance aux financements extérieurs, les disparités réglementaires et la lente harmonisation tarifaire limitent l'émergence d'un marché concurrentiel intégré.

La thèse conclue que l'électrification constitue un levier essentiel de développement et d'intégration régionale. Elle recommande de : i) renforcer la gouvernance des entreprises publiques et la régulation indépendante, ii) instaurer des politiques tarifaires viables et transparentes, iii) accélérer la construction d'interconnexions régionales et iv) intégrer les énergies renouvelables dans les mix énergétiques.

THESIS SUMMARY

This dissertation examines the strategic role of electricity in fostering economic growth and regional integration in Sub-Saharan Africa a region that remains the least electrified in the world despite its considerable energy potential. Through a multidisciplinary approach combining structural analysis, econometric modelling, and institutional comparison, the research explores how the development of the electricity sector can support economic transformation and strengthen regional cooperation.

The first part provides a comprehensive diagnostic of the electricity sector. It highlights a persistent structural deficit characterised by obsolete infrastructure, insufficient investment, chronic underpricing, and the weak financial viability of public utilities. Additional challenges include high technical losses, low revenue collection rates, and deficient institutional governance. On the demand side, household poverty, high connection costs, poor service quality, and inadequate housing conditions limit electricity adoption. These combined constraints create a vicious cycle in which energy scarcity undermines productivity, industrial competitiveness, and social welfare.

The second part empirically analyses the relationship between electricity consumption and economic growth using a dynamic panel model covering 41 Sub-Saharan African countries over the period 1994–2023. The results reveal that electricity consumption exerts a positive and significant effect on GDP per capita, confirming its catalytic role in economic growth. A 1% increase in electricity consumption raises GDP by approximately 0.5%. However, this relationship is heterogeneous: it is strong and statistically significant in lower-middle-income countries, but weak and insignificant in low-income economies due to infrastructure and governance deficiencies. Moreover, the main determinants of electricity demand are found to be economic growth, trade openness, institutional quality, financial development, and infrastructure expansion.

The third part adopts a comparative perspective through a benchmarking exercise of three regional power pools, the Southern African Power Pool (SAPP), the Nord Pool in Europe, and the Central American Regional Electricity Market (MER) based on the analytical framework of Elabbas et al. (2023). The comparison reveals that the performance of these power pools depends on four key dimensions : organisational governance, technical design constraints, market structure, and drivers of change. The Nord Pool represents the most advanced model, owing to its independent regulation and high degree of institutional integration, whereas the SAPP and the MER remain constrained by structural disparities and a persistent reliance on the political will of member states.

The fourth part, focusing on the West African Power Pool (WAPP), analyses the effects of cross-border electricity trade on West african regional integration. Established in 1999 by ECOWAS, the WAPP has contributed to improved regional interconnections (70% in 2023) and increased electricity trade (from 1,200 GWh in 2010 to 4,500 GWh in 2023). These achievements reflect better utilisation of generation capacity, relative network stabilisation, and enhanced regional energy solidarity. However, reliance on external financing, regulatory disparities, and slow tariff harmonisation continue to hinder the emergence of a fully integrated and competitive regional electricity market.

The thesis concludes that electrification is a crucial lever for development and regional integration. It recommends: i) strengthening the governance and financial transparency of public utilities alongside independent regulation, ii) implementing viable and transparent pricing policies, iii) accelerating the construction of regional interconnections and iv) integrating renewable energy sources into national energy mixes.

MOTS CLES

Energie – Electricité – Afrique subsaharienne - Pools énergétiques - Intégration régionale - Croissance économique

KEYS WORDS

Energy – Electricity – Africa Sub-Saharan - Power pool – Regional integration – Economic growth

TABLE DES MATIERES

REMERCIEMENTS ..... *iv*
DEDICACE ..... *vi*
RESUME DE LA THESE ..... *vii*
MOTS CLES ..... *xi*
INTRODUCTION GENERALE DE LA THESE *18*
INTRODUCTION GENERALE DE LA THESE *19*
1. L'énergie : un outil stratégique, social, économique, politique et géopolitique *19*
2. L'histoire des faits économiques : l'énergie au service de la révolution industrielle *20*
3. L'énergie et le développement économique et social *21*
4. L'énergie électrique et le développement socio-économique *24*
5. La vision de développement de l'Afrique subsaharienne dans la mondialisation *27*
6. Etat des lieux de la situation énergétique en Afrique subsaharienne *29*
7. Problématique de la thèse *31*
8. Objectifs de la thèse *33*
9. Hypothèses de recherche *34*
10. Intérêt scientifique et pratique de la thèse *34*
11. Démarche méthodologique *34*
12. Organisation de la thèse *35*
PARTIE 1 : LE DIAGNOSTIC DU SECTEUR ELECTRIQUE ET LA DYNAMIQUE DE CROISSANCE EN AFRIQUE SUBSAHARIENNE *36*
CHAPITRE I : L'ETAT DES LIEUX DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE EN AFRIQUE SUB-SAHARIENNE *40*
LISTE DES ACRONYMES *42*
LISTE DES ILLUSTRATIONS *43*
CHAPITRE I : L'ETAT DES LIEUX DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE EN AFRIQUE SUB-SAHARIENNE *45*
Introduction *45*
1. L'électricité en Afrique sub-saharienne : une source d'énergie peu accessible *47*
1.1. L'Afrique subsaharienne demeure la région la moins électrifiée par rapport au reste du monde 47
1.2. Des progressions sous régionales en matière d'électrification qui contrastent avec un nombre de plus en plus croissant de personnes sans lumière 50
1.3. De multiples facteurs qui laissent présager une pression croissante sur la demande d'énergie électrique en Afrique subsaharienne 53
2. La production d'électricité et l'offre de services demeurent insuffisantes *57*
2.1. Un potentiel énergétique abondant, mais encore sous-exploité 57
2.2. La capacité de production d'électricité en Afrique subsaharienne reste insuffisante pour satisfaire la demande 59
2.3. Une production d'électricité à la limite des capacités 61
2.4. Des coûts élevés de l'électricité, conséquences de coûts de production exorbitants et d'infrastructures médiocres 64
2.5. Le faible niveau d'accès à l'électricité et l'application de tarifs élevés traduisent un niveau de consommation minime 67
Synthèse *70*

3. L'analyse du secteur électrique de l'Afrique subsaharienne du point de vue de l'offre et de la demande d'électricité *71*

3.1. Les problèmes liés à l'offre de l'électricité 71

3.1.1. De multiples facteurs influencent l'approvisionnement d'électricité en Afrique subsaharienne 71

3.1.2. Des raisons plus profondes de la crise de l'industrie électrique en Afrique subsaharienne 79

3.1.3. D'énormes difficultés à étendre l'électrification dans les zones rurales, voire même dans les zones urbaines 83

3.2. Des problèmes liés à la demande d'énergie électrique en Afrique subsaharienne : des facteurs endogènes et sous-jacents à l'offre 86

3.2.1. La faible capacité financière des consommateurs limite l'adoption de l'électricité 86

3.2.2. Une qualité des services électriques encore médiocre 88

3.2.3. Des habitations non conventionnelles et inadaptées aux raccordements d'infrastructures électriques…… 89

3.2.4. En somme, un déficit de couverture d'électricité en Afrique subsaharienne, lié autant à la demande qu'à l'offre 90

Synthèse *91*

4. Les conséquences économiques d'un accès à l'électricité encore insuffisant et d'un approvisionnement peu fiable en Afrique subsaharienne *93*

5. Les réformes entreprises dans le secteur de l'électricité en Afrique subsaharienne *97*

6. Des initiatives pour financer l'électrification en Afrique subsaharienne *98*

6.1. Le lancinant problème de financement des infrastructures énergétiques en Afrique subsaharienne ... 98

6.2. Les acteurs et le financement des infrastructures énergétiques en Afrique subsaharienne 100

6.2.1. Les Sources de financement des infrastructures énergétiques en Afrique subsaharienne 100

6.2.2. Le Financement des infrastructures énergétiques en Afrique subsaharienne 102

6.2.3. Les financements innovants des infrastructures de développement en Afrique 103

Conclusion *106*

CHAPITRE 2 : ENERGIE ELECTRIQUE ET CROISSANCE ECONOMIQUE : QUELLE DYNAMIQUE DANS LES PAYS DE L'AFRIQUE SUB-SAHARIENNE ? *109*

LISTE DES ACRONYMES *110*

LISTE DES ILLUSTRATIONS *112*

Introduction *113*

1. Les éléments fondateurs de la relation entre l'accès à l'énergie électrique et la croissance économique : une revue de la littérature *118*

1.1. La théorie sur la contribution des infrastructures au développement économique 118

1.1.1. Les études empiriques sur le lien entre la consommation d'énergie et la croissance économique ……119

2. Les analyses empiriques de la dynamique entre la consommation d'électricité et la croissance économique en Afrique subsaharienne *126*

2.1. L'analyse des déterminants de la consommation d'électricité en Afrique Sub-saharienne 126

2.1.1. La Spécification du modèle 126

2.1.2. L'analyse graphique des corrélations 128

2.1.3. Les techniques d'estimation 129

2.1.4. Les résultats des estimations 130

2.1.5. La discussion des résultats 132

Synthèse *137*

3. L'analyse de l'effet de la consommation d'électricité sur la croissance économique dans les pays de l'Afrique subsaharienne ... *138*
3.1. Le cadre théorique du modèle économétrique ... 138
3.2. La spécification du modèle et variables explicatives ... 140
3.3. La méthode d'estimation ... 146
3.3.1. Les tests de stationnarité des variables ... 146
3.3.2. Le choix de l'estimateur ... 147
3.4. Les résultats des estimations ... 149
3.4.1. La présentation et l'interprétation des résultats des estimations ... 150
3.4.2. La discussion des résultats des estimations ... 152
Synthèse ... *155*
4. L'analyse des hétérogénéités selon le niveau de revenu des pays de l'Afrique subsaharienne ... *155*
4.1. La méthode d'estimation de l'hétérogénéité dans les sous-échantillons ... 157
4.2. Les résultats des estimations ... 158
4.2.1. L'interprétation des résultats des estimations ... 158
4.2.2. La discussion des résultats des estimations ... 159
Conclusion ... *162*
PARTIE 2 : LE MARCHE REGIONAL DE L'ELECTRICITE : UNE SOLUTION A L'OFFRE NATIONALE ? LIMITEE ... *165*
CHAPITRE 3 : TOUR D'HORIZON DES PROGRAMMES REGIONAUX D'ENERGIE ... *169*
SIGLES ET ABREVIATIONS ... *171*
LISTE DES ILLUSTRATIONS ... *173*
Introduction ... *174*
1. La revue de littérature sur le bien-fondé de la coopération régionale en électricité ... *179*
1.1. Les fondements économiques de la coopération régionale en électricité ... 179
1.2. Les fondements théoriques de la coopération régionale ... 181
1.2.1. Le commerce international appliqué à l'électricité ... 181
1.2.2. Le commerce d'électricité dans le cas des pools énergétiques ... 184
2. Les conditions pour un marché régional d'énergie réussi ... *186*
2.1. Les différentes harmonisations nécessaires à l'intégration des réseaux énergétiques ... 187
2.2. Les stratégies pour un marché de l'électricité intégré en Afrique ... 188
2.3. Les préalables au commerce international d'électricité ... 190
3. L'étude comparative des Pools Energétiques de l'Afrique Australe (SAPP), de l'Amérique centrale (MER) et celui des pays nordiques (Nord Pool) ... *192*
3.1. L'analyse comparative des pools énergétiques ... 197
3.1.1. L'analyse selon les facteurs organisationnels ... 198
3.1.2. L'analyse selon les facteurs de conception ... 199
3.1.3. L'analyse selon les variables de conception ... 202
3.1.4. L'analyse selon les moteurs de changement ... 203
Synthèse ... *207*
4. Les bénéfices concrets des intégrations d'énergie ... *208*
4.1. Les impacts des réformes sur la tarification de l'électricité ... 209
4.2. Les impacts des réformes sur la qualité du service et l'accès ... 211

4.3. Les impacts des réformes sur la productivité et l'efficacité économique 213
4.4. Les impacts des réformes sur le bien-être économique et la croissance 215
5. Les obstacles au développement de pool énergétique et facteurs de blocage de l'intégration des infrastructures énergétiques en Afrique 217
5.1. Les obstacles au développement de pools énergétiques en Afrique 217
5.2. Les facteurs de blocage de l'intégration des infrastructures énergétiques en Afrique 218
5.2.1. Les facteurs de blocages financiers de l'intégration des infrastructures énergétiques 219
5.2.2. Les facteurs de blocages non financiers de l'intégration des infrastructures énergétiques 219
5.2.3. L'épineux facteur politique : marché régional sans libéralisation ? 221
Conclusion 224
CHAPITRE 4 : IMPACT DES ECHANGES TRANSFRONTALIERS D'ELECTRICITE SUR L'INTEGRATION REGIONALE : CAS DU SYSTEME D'ECHANGE D'ENERGIE ELECTRIQUE DE L'AFRIQUE DE L'OUEST 227
SIGLES ET ABREVIATIONS 229
LISTE DES ILLUSTRATIONS 231
Introduction 232
1. La présentation de la Communauté économique des Etats de l'Afrique de l'ouest (CEDEAO) 235
1.1. Les caractéristiques sociodémographiques de la CEDEAO 235
1.2. Les caractéristiques économiques 237
1.2.1. Le taux de croissance du PIB 237
1.2.2. Le solde budgétaire 239
1.2.3. L'endettement 241
1.2.4. Le niveau de pauvreté 242
1.3. Une vue d'ensemble du secteur énergétique 243
1.4. Les compagnies électriques au sein du Pool énergétique de l'Afrique de l'ouest 244
2. Le Pool Energétique Ouest Africain (WAPP) 245
2.1. L'historique de la création du Système d'Echange d'Energie Electrique Ouest Africain 245
2.2. Un cadre juridique au WAPP 247
2.3. Les organes du WAPP 249
2.4. Le marché de l'électricité ouest africain 251
2.4.1. La conception du marché de l'électricité ouest africain 251
2.4.2. L'organisation du Marché de l'Electricité ouest africain 253
2.4.3. Les dispositions mises en œuvre pour le bon fonctionnement du marché de l'électricité régional 254
2.4.4. Le schéma de fonctionnement du WAPP en comparaison avec d'autres power pools, en l'occurrence le SAPP, l'EAPP, le MER et le Nord pool 258
3. Le Plan directeur de la CEDEAO pour le développement des moyens régionaux de production et de transport d'énergie électrique 2019-2033 260
4. Les réalisations au sein du Pool énergétique de l'Afrique de l'ouest 263
4.1. L'exploitation du système électrique du Pool énergétique de l'Afrique de l'ouest 263
4.2. Les principaux défis et facteurs critiques identifiés dans les pays du WAPP 270
4.2.1. Les défis opérationnels 271
4.2.2. Les défis techniques 272
4.2.3. Les défis financiers 273

4.2.4. Le défis de planification 274
4.2.5. Les défis de gouvernance 275
5. Les effets des échanges transfrontaliers d'électricité sur l'intégration régionale en Afrique occidentale . 276
5.1. L'accès à l'énergie 276
5.2. Le développement économique 277
5.3. La coopération régionale 280
5.4. Le renforcement du marché régional 281
5.5. La réduction des disparités 282
Conclusion 284
Recommandations : 284
CONCLUSION GENERALE 287
BIBLIOGRAPHIE xii
INTRODUCTION GENERALE DE LA THESE xii
PARTIE 1 : LE DIAGNOSTIC DU SECTEUR ELECTRIQUE ET LA DYNAMIQUE DE CROISSANCE EN AFRIQUE SUBSAHARIENNE xv
PARTIE 2 : LE MARCHE REGIONAL DE L'ELECTRICITE : UNE SOLUTION A L'OFFRE NATIONALE LIMITEE xxx
CHAPITRE 3 : TOUR D'HORIZON DES PROGRAMMES REGIONAUX D'ENERGIE xxx
CHAPITRE 4 : IMPACT DES ECHANGES TRANSFRONTALIERS D'ELECTRICITE SUR L'INTEGRATION REGIONALE : CAS DU SYSTEME D'ECHANGE D'ENERGIE ELECTRIQUE DE L'AFRIQUE DE L'OUEST xxxiv
LISTE DES ILLUSTRATIONS xxxvii
LISTE DES FIGURES xxxvii
LISTE DES TABLEAUX xxxvii
LISTE DES GRAPHIQUES xxxvii

INTRODUCTION GENERALE DE LA THESE

INTRODUCTION GENERALE DE LA THESE

INTRODUCTION GENERALE DE LA THESE *19*
1. L'énergie : un outil stratégique, social, économique, politique et géopolitique *19*
2. L'histoire des faits économiques *20*
3. L'énergie et le développement économique et social *21*
4. L'énergie électrique et le développement socio-économique *24*
5. La vision de développement de l'Afrique subsaharienne dans la mondialisation *27*
6. L'état des lieux de la situation énergétique en Afrique subsaharienne *29*
7. La problématique de la thèse *31*
8. Les objectifs de la thèse *33*
9. Les hypothèses de recherche *34*
10. L'intérêt scientifique et pratique de la thèse *34*
11. La démarche méthodologique *34*
12. L'organisation de la thèse *35*

INTRODUCTION GENERALE DE LA THESE

1. L'énergie : un outil stratégique, social, économique, politique et géopolitique

L'énergie est une ressource au cœur des enjeux stratégiques des Etats, aussi bien au plan interne en matière de développement économique et social, qu'au plan externe dans le cadre de leurs stratégies géoéconomiques. Depuis la seconde moitié du XVIIIème siècle avec la première révolution industrielle, les besoins en énergie se sont considérablement accrus, conduisant les pays avancés à adopter des approches destinées à sécuriser leurs approvisionnements en ressources énergétiques. Selon Colgan (2013), certaines catégories de ressources énergétiques ont été liées à de nombreux conflits politiques et crises économiques majeurs depuis les années 1970, ce qui témoigne de l'importance de l'énergie dans les relations internationales et la dynamique géopolitique mondiale. L'Agence internationale de l'énergie (IEA) souligne que le marché mondial de l'énergie reste caractérisé par une forte vulnérabilité aux chocs externes, en l'occurrence, les crises géopolitiques, les déséquilibres de marché et les impacts du changement climatique. Le pétrole a ainsi été à l'origine ou en aval d'un certain nombre de crises depuis les années 1970.

En effet, le premier choc pétrolier (1973-1974) était lié à la décision des pays arabes membres de l'Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole (OPEP) de ne plus livrer de pétrole aux nations soutenant l'Etat d'Israël durant la guerre du Kippour, en particulier les États-Unis et leurs alliés d'Europe occidentale. Le deuxième choc (1979) est survenu à la suite de la révolution iranienne, qui a perturbé le secteur pétrolier du pays et a engendré une panique généralisée avec pour conséquence, une augmentation du prix du baril qui est passé de 15 à 30 dollars. Le troisième choc (1990), plus bref et moins sévère que les deux premiers, fut déclenché par l'invasion du Koweït par l'Irak, qui a provoqué une baisse de la production mondiale de pétrole d'environ 9% et une augmentation du prix du baril qui est passé de 17 à 25 dollars. La crise énergétique de 1999 a entraîné une hausse du prix du pétrole due à l'augmentation de la demande, exacerbée par la crise en Californie, les tensions au Moyen-Orient (seconde Intifada) et l'émergence de nouvelles puissances industrielles (Chine, Inde, Brésil, Turquie, Iran) représentant une forte demande (près de 2,8 milliards de personnes).

D'après Rajhi et al. (2006), il existe plusieurs canaux de transmission des chocs pétroliers, notamment la hausse du prix du pétrole, sur l'économie. Premièrement, ces chocs pétroliers ont provoqué une diminution de la disponibilité des intrants de base pour la production. Comme les autres prix (en particulier les salaires) ne baissent pas instantanément, le coût global de production a augmenté, entraînant une réduction de la production et un ralentissement de la croissance économique. Deuxièmement, ces chocs ont détérioré les termes de l'échange des pays importateurs nets de produits pétroliers par rapport aux pays exportateurs nets. Il en est alors résulté une baisse du pouvoir d'achat des entreprises et des ménages dans les pays importateurs nets et, à l'échelle mondiale, un transfert de richesse des pays importateurs nets de pétrole vers les pays exportateurs nets. Troisièmement, l'augmentation du prix du pétrole a occasionné une augmentation de la demande de monnaie (Pierce et Enzler, 1974 ; Mork, 1994). Les autorités monétaires n'étant pas en mesure de répondre à cette demande monétaire croissante par une augmentation de l'offre, on a assisté à une hausse des taux d'intérêt et à un ralentissement de la croissance économique. Quatrièmement, ces chocs ont généré de

l'inflation, qui a engendré un cercle vicieux d'accroissement prix-salaires. Cinquièmement, ils ont eu un effet négatif sur la consommation et l'investissement, la consommation étant affectée à travers son lien positif avec le revenu disponible, et l'investissement à travers l'augmentation des coûts de production des entreprises. Enfin, une hausse durable du prix du pétrole peut entraîner une modification de la structure de production et avoir un impact sur le chômage. En effet, l'augmentation durable du prix du pétrole diminue la rentabilité des secteurs à forte intensité pétrolière et incite les entreprises à adopter de nouvelles méthodes de production moins gourmandes en pétrole. À l'équilibre final, certains secteurs sortent gagnants et d'autres perdants. Ce changement entraîne une réallocation des capitaux et de la main-d'œuvre entre les secteurs, ce qui a une incidence sur le chômage à long terme (Loungani, 1986).

Le marché mondial de l'énergie est aujourd'hui marqué par une profonde mutation de l'offre et de la demande. La demande mondiale en énergie a augmenté de 2,2% en 2024, soit un taux nettement plus élevé que les 1,3% de croissance annuelle moyenne entre 2013 et 2023 (AIE, 2024). Cette croissance soutenue est principalement tirée par les économies émergentes et en développement, qui représentent plus de 80% de l'augmentation récente de la demande mondiale en énergie. Elle s'explique principalement par l'expansion rapide des usages électriques (la demande d'électricité s'est accrue de 4,3% en 2024), notamment liés à l'industrialisation, à la climatisation, au développement des infrastructures numériques (data centers et intelligence artificielle) et à l'urbanisation accélérée.

La structure du mix énergétique mondial demeure dominée par les énergies fossiles, même si les énergies renouvelables enregistrent des gains significatifs. Le charbon, le pétrole et le gaz naturel représentent respectivement 15%, 11% et 28% de la croissance de la demande énergétique mondiale en 2024. La production pétrolière mondiale continue de croître, bien que les investissements dans les énergies renouvelables progressent rapidement, encouragés par la baisse des coûts technologiques et les politiques climatiques internationales. En 2024, les énergies renouvelables représentent 38% de la croissance de la demande énergétique mondiale, tandis que le nucléaire en représente 8% (IEA, 2024).

Les tendances récentes révèlent également un glissement géographique de la demande d'électricité. En effet, selon le rapport 2024 sur les perspectives mondiales de l'énergie, la demande d'énergie tend à se stabiliser, voire à décliner, dans les pays de l'Organisation de Coopération et de Développement Economique (OCDE) tels que les USA et le Japon, en raison des gains d'efficacité énergétique et des politiques de décarbonation, tandis qu'elle tend à s'accroître fortement dans les pays émergents non membres de l'OCDE tels que la Chine et l'Inde (McKinsey & Company, 2024).

2. L'histoire des faits économiques : l'énergie au service de la révolution industrielle

L'histoire des faits économiques propose des analyses selon lesquelles le déclanchement et l'expansion de la Révolution industrielle des années 1750 en Grande Bretagne furent le fruit de la levée de contraintes sur les ressources énergétiques (Stern, 2012). Bien que disposant des institutions nécessaires pour enclencher la révolution industrielle dans les années 1750, l'accumulation du capital au Pays-Bas a été freinée par la rareté des ressources énergétiques, notamment le charbon. Au contraire, au début de la Révolution industrielle en Grande Bretagne, l'existence de mines de charbon peu profondes, situées à proximité des centres urbains a permis

l'adoption de machines à vapeur en substitution des moyens traditionnels couteux comme les chariots tirés par des chevaux, pour le transport des matières premières et autres marchandises (Pomeranz, 2001). Ceci a réduit les coûts du commerce et permis à la Révolution de s'étendre à d'autres régions et pays (Wrigley, 1988, 2010). La disponibilité d'une nouvelle source d'énergie (le charbon) a donc desserré la contrainte pesant sur l'accumulation du capital en Grande Bretagne. Au contraire, avec des ressources énergétiques limitées, l'accumulation de capital au Pays-Bas s'est rapidement heurtée à des rendements décroissants.

D'après Allen (2009), en plus de la disponibilité du charbon, l'innovation énergétique a été au centre des facteurs pour lesquels la révolution industrielle a eu lieu en Grande-Bretagne. Au XVIIIème siècle, le charbon y était relativement bon marché et les coûts de la main-d'œuvre y étaient plus élevés qu'ailleurs. Il devenait donc rentable de substituer en Grande-Bretagne, des machines fonctionnant au charbon à la main-d'œuvre, même lorsque ces machines étaient inefficaces et consommaient de grandes quantités de charbon. Cependant, de nombreuses innovations technologiques et énergétiques ont été nécessaires pour utiliser efficacement le charbon dans de nouvelles applications allant du chauffage domestique et de la cuisine à la fonte du fer. Ces innovations induites ont déclenché la Révolution industrielle. L'innovation continue, qui a amélioré l'efficacité énergétique et réduit les coûts de transport du charbon, a fini par rendre rentables les technologies utilisant le charbon dans d'autres pays également.

Bien que des progrès technologiques, économiques et sociaux aient été accomplis sans électricité durant certaines étapes décisives de la première révolution industrielle des années 1750, l'avènement de l'électricité a largement contribué au développement des sociétés industrielles modernes (Linden, 1988). Historiquement, l'électrification du monde industrialisé n'a réellement pris de l'ampleur qu'après la première guerre mondiale. Ainsi, lorsque les États-Unis sont entrés en guerre en 1917, à peine 1% de l'approvisionnement énergétique du pays était électrique. La capacité installée en offre électrique n'était que de 15,5 gigawatts, dont plus de 40% provenait de l'autoproduction industrielle. En 1917, soit 38 ans après l'invention de la première ampoule électrique par Thomas Edison, 75% des foyers américains n'étaient toujours pas raccordés à l'électricité. Ce n'est qu'en 1949 que 90% des logements américains en furent équipés, grâce à l'électrification rurale (Linden, 1988). Le ratio consommation primaire d'énergie / PIB réel a augmenté dans le pays jusqu'à la Première Guerre mondiale, avant de décliner durablement grâce aux gains de productivité énergétique, à l'innovation technologique et à l'essor de l'électrification. Alors que la part de l'énergie primaire convertie en électricité n'était que de 10% dans les années 1920, elle atteignait 36% en 1987 (Linden, 1988).

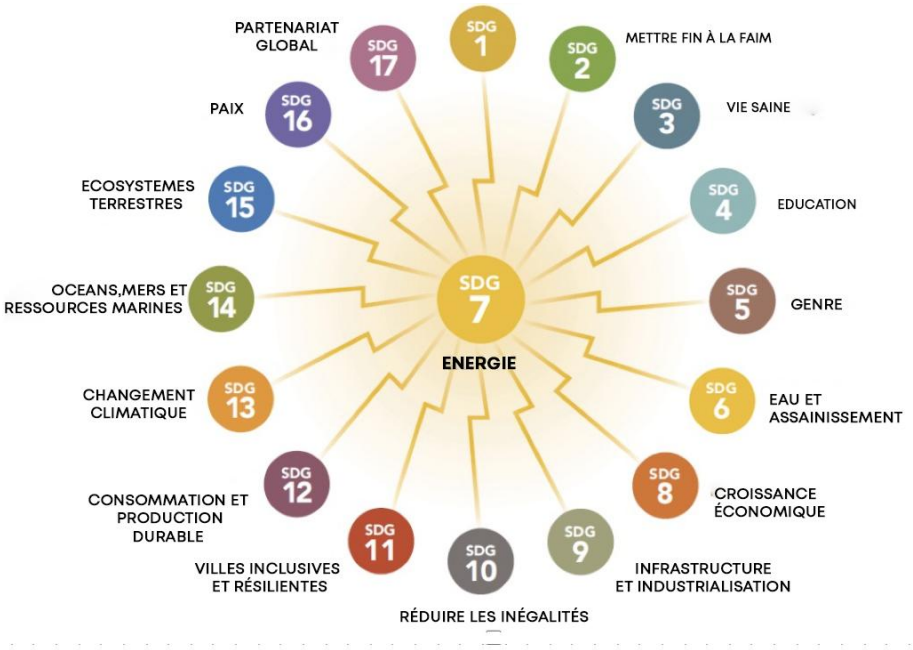
3. L'énergie et le développement économique et social

La vie n'est qu'un processus continue de conversion et de transformation de l'énergie. Les réalisations de la civilisation ont été en grande partie accomplies grâce à l'exploitation de plus en plus efficace et étendue de diverses formes d'énergie pour étendre les capacités et l'ingéniosité humaine. De même, l'énergie est indispensable à la poursuite du développement humain et de la croissance économique (karekezi et al., 2012). Toute société a vu son développement rendu possible ou être limité par des questions de ressources énergétiques, qu'elles soient disponibles sur un territoire, à échanger ou à conquérir (Beltran, 2018).

L'importance de l'énergie dans les conditions de vie des populations a conduit les Nations Unies à retenir l'accès à l'énergie propre à un coût abordable comme un des objectifs de

développement durable (ODD 7). L'énergie est identifiée comme une infrastructure transversale dans la mesure où son accès contribue à la réalisation de l'ensemble des objectifs durables identifiés par les Nations.

Figure 1 - Liens entre l'énergie et les Objectifs du Développement Durable



Source : Auteur, à partir des donnés de la Banque Mondiale, Rapport sur l'état de l'accès à l'électricité, 2017

Considérée à la fois comme source et conséquence du développement, l'énergie est utilisée dans la société pour plusieurs raisons. Pour Dayo et al. (2012), les trois facteurs fondamentaux de la demande énergétique sont l'activité économique, la population et la performance technologique. L'accès à l'énergie, gage de conditions de vie décentes, est aussi un puissant levier de développement pour l'économie et les industries locales (AFD, BAD, 2009).

Du point de vue économique, comprendre le rôle de l'énergie dans la croissance économique emmène à analyser le rôle de l'énergie dans la production.

La physique montre que l'énergie est nécessaire à la production économique et, par conséquent, à la croissance économique (Stern, 1997). La production nécessite de l'énergie pour effectuer le travail de conversion des matériaux en produits souhaités et pour transporter les matières premières, les biens et les personnes. La loi de la thermodynamique implique que l'énergie ne peut pas être réutilisée et qu'il y a des limites à l'amélioration de l'efficacité énergétique. Ces limites peuvent être approchées par une fonction de production, avec une élasticité de substitution significativement inférieure à 1 (Stern, 1997). Par conséquent, l'énergie est un facteur de production essentiel et des approvisionnements continus en énergie sont nécessaires pour maintenir les niveaux d'activité économique, ainsi que pour faire croître et développer l'économie (Stern, 1997).

A partir d'une synthèse des modèles traditionnels de la croissance économique basés sur l'énergie, Stern (2010) montre que lorsque l'énergie est rare, elle impose une forte contrainte sur la croissance de l'économie, mais lorsque l'énergie est abondante, son effet sur la croissance économique est très réduit.

L'évolution de la demande d'énergie à différents stades de développement économique peut être décrit comme suit, (Fouquet, 2008) : La demande d'énergie augmente rapidement aux premiers stades du développement économique à mesure qu'une économie évolue d'une économie agraire et s'industrialise, avec une augmentation associée des activités minières et manufacturières. L'industrialisation est également associée à une augmentation rapide de la demande de chauffage et de transport des marchandises. A mesure que l'économie industrialisée arrive à maturité, la demande d'énergie du secteur industriel continue de croître en termes absolus, mais diminue par rapport aux secteurs des ménages et des services, en partie parce que les importations à forte intensité énergétique se substituent à la production nationale. La demande d'énergie des ménages continue de croître en termes absolus et augmente avec le revenu disponible en raison de la demande accrue d'espace, de chauffage, de climatisation et de transport individuel.

Si l'énergie est identifiée comme essentielle au développement d'une société, l'accès aux formes modernes d'énergie est considéré comme primordial à un développement durable.

Les approvisionnements énergétiques abondants, bon marché, et polluants, tout en fournissant des intrants essentiels à la croissance économiques à court terme, sont pointés du doigts pour leurs effets environnementaux et sanitaires à moyens et longs termes. Du point de vue du développement humain durable, le principal défi consiste donc à mettre à disposition des formes d'énergie modernes et plus propres, susceptibles de soutenir la croissance économique et le bien-être humain sans provoquer des conséquences structurelles et environnementales négatives à long terme (Karekezi et al., 2012). L'accès à des formes modernes d'énergie constitue ainsi un prérequis essentiel pour éradiquer la pauvreté, promouvoir la croissance économique, élargir les possibilités d'emploi, soutenir la fourniture des services sociaux de base et, d'une manière générale, promouvoir le développement humain (Karekezi et al., 2012).

En ce sens, l'électricité apparait comme une source d'énergie adéquate et fiable.

L'électricité est en effet un vecteur énergétique de haute qualité – plus productif et flexible que les autres vecteurs énergétiques (Stern et al., 2017), avec une propreté au point d'utilisation inégalée (Dayo et al., 2012). L'électricité parait bien plus efficace sur le plan thermodynamique dans les applications telles que l'éclairage et dans de nombreuses applications à haute valeur ajoutée telles que l'informatique et les télécommunications pour lesquelles l'électricité n'a pas de substitut (Stern et al., 2017). L'électricité est identifiée comme la clé essentielle qui permet l'innovation technique et la croissance de la productivité, ainsi que la réalisation de progrès économiques et environnementaux (Dayo et al., 2012). Bref, l'électrification est un investissement à long terme qui jette les bases du développement (Blimpo et Cosgrove, 2020).

L'accès à l'électricité est une condition préalable nécessaire - même si elle est en soi insuffisante - à l'éradication de la pauvreté, à l'amélioration du bien-être humain et à l'élévation du niveau de vie (Karekezi et al., 2012), avec un impact profond sur la vie des gens. L'électricité facilite le confort de base des ménages, réduit les corvées, contribue au développement rural, à la santé et au bien-être, à l'éducation, à la sécurité alimentaire, à l'autonomisation des femmes, et favorise la réduction de la pauvreté, entre autres avantages.

Il est observé que les pays où les niveaux de pauvreté sont les plus élevés ont tendance à avoir un accès plus faible aux services énergétiques modernes ; un problème qui est plus prononcé en Afrique subsaharienne et en Asie du sud, où une partie de la population dépend plutôt de la

biomasse traditionnelle pour la cuisson et le chauffage et n'a pas accès à l'électricité (Banque mondiale, 2017). La proportion la plus élevée de personnes sans électricité est concentrée dans les zones rurales de ces pays. L'inégale répartition de l'électrification mondiale pose ainsi des contraintes au développement des populations concernées. Favoriser leur accès à l'électricité n'est pas seulement une question d'équité, mais une condition essentielle pour éliminer l'extrême pauvreté.

De par ses propriétés, il est essentiel de comprendre les multiples liens entre l'accès à l'énergie propre telle que l'électricité et le développement social, économique et humain.

4. L'énergie électrique et le développement socio-économique

Le bien-être humain, la réduction de la pauvreté, l'inclusion sociale et l'amélioration de la situation économique ne peuvent progresser sans l'accès à l'électricité. L'accès à des formes d'énergie modernes et plus propres contribue à une amélioration générale du bien-être social – y compris une augmentation des revenus – grâce à l'amélioration de la santé, de l'éduction, etc. (Karekezi et al., 2012).

Bien que les services éducatifs de base et l'alphabétisation de base peuvent être atteints sans l'utilisation d'intrants énergétiques plus propres, l'accès aux services énergétiques modernes peut améliorer la qualité et la disponibilité des services d'éducation et accroitre la probabilité que les enfants aillent à l'école jusqu'à terme ou jusqu'au bout. (Karekezi et al., 2012).

L'électricité permet l'accès des personnes à faibles revenus à l'éclairage, à la communication (Stern et al., 2017), ainsi qu'à une variété de possibilités d'éducation (Undesa, 2014). Principalement, dans les zones rurales, l'accès aux services énergétiques modernes dans les ménages peut se traduire par une augmentation de temps consacré à l'éducation des enfants, particulièrement les filles, qui sont souvent chargées de contribuer aux tâches ménagères, y compris la collecte de combustibles de cuisson. L'accès aux solutions énergétiques modernes pour la cuisine peut réduire considérablement le temps de collecte de combustibles et augmenter le temps consacré aux activités productives et à l'éducation, encourageant ainsi la fréquentation scolaire, réduisant le taux d'abandon scolaire et favorisant l'égalité des sexes et l'autonomie des filles (OMS, 2006). En outre, en fournissant un éclairage de qualité pour une étude nocturne confortable, l'accès à l'électricité permet aux enfants d'étudier plus longtemps le soir ; ce qui a un impact significatif sur les résultats d'apprentissage.

Le rapport de l'UNDESA (2014), indique une forte corrélation (supérieure à 66%) entre la consommation d'électricité par habitant et des résultats plus élevés sur l'indice d'éducation – un indicateur indirect du nombre moyen d'années de scolarité d'un élève.

Selon l'Agence Française de Développement (AFD) et l'Organisation des Nations Unies pour l'Education la Science et la Culture (UNESCO), l'accès aux services énergétiques modernes dans les écoles peut améliorer les expériences d'apprentissage et d'enseignement grâce aux technologies d'information et de communication (TIC) et aux outils pédagogiques et équipements audiovisuels tels que les projecteurs, les ordinateurs et les équipements scientifiques. L'apprentissage à distance et la formation du personnel deviennent possibles, tandis que les tâches administratives sont facilitées (AFD et UNESCO, 2015). Par ailleurs, l'accès à l'électricité favorise la rétention d'enseignants qualifiés qui sont plus disposés à s'installer dans les zones rurales (Banque Mondiale, 2017).

L'énergie permet de répondre aux besoins humains fondamentaux : cuire les aliments, fournir de la lumière. Pour autant, le manque d'accès aux sources d'énergie propres est pointé du doigt comme principale cause de maladies et de mortalité, principalement dans les milieux ruraux.

Selon l'Agence internationale de l'énergie (2019), plus de 70% de la population africaine, soit environ 900 millions de personnes n'ont pas accès à une cuisine propre. Les conséquences qui en résultent sont la pollution de l'air dans les foyers du fait de l'utilisation de la biomasse traditionnelle et leurs effets sur la santé, l'appauvrissement des forêts résultant de la récolte du bois de chauffe, mais aussi la perte de temps productif, principalement des femmes dans les milieux ruraux.

Par exemple, dans le cas des maladies d'origine hydrique, comme la diarrhée, qui a un impact préjudiciable sur la santé des enfants, les facteurs contributifs liés à l'énergie sont l'absence de système de pompage de sources d'eau propre, le manque d'énergie ou de combustible pour faire bouillir l'eau, et l'absence de procédés industriels pour le traitement et la purification de l'eau (Karekezi et al., 2012).

Également, la pollution de l'air intérieur des habitations, du fait de l'utilisation des combustibles a des conséquences sur la santé de la mère et de l'enfant en particulier.

Les cas de pneumonie chez les enfants de moins de cinq ans issus des ménages pauvres sont principalement liés à la pollution de l'air dans les foyers en raison de la dépendance à la biomasse traditionnelle pour la cuisson des aliments (OMS, 2006). En effet, les combustions inefficaces de combustibles solides dans un feu ouvert à l'intérieur des habitations créent un dangereux cocktail de centaines de polluants, principalement du monoxyde de carbone et de petites particules, mais aussi des oxydes d'azote, de benzène, de butadiène, de formaldéhyde, d'hydrocarbures poly aromatiques et bien d'autres produits chimiques nocifs pour la santé. Jour après jour, pendant des heures, les femmes et les enfants de bas âge respirent des quantités de fumée équivalentes à la consommation de deux paquets de cigarettes par jour. Lorsque le charbon est utilisé, des contaminants supplémentaires tels que le soufre, l'arsenic et le fluor peuvent également être présents dans l'air (Karekezi et al., 2012). La prévalence de la tuberculose est aussi la plus élevée dans les pays en développement qui utilisent majoritairement la biomasse traditionnelle pour la cuisson.

Des options énergétiques modernes, plus propres et abordables peuvent ainsi jouer un rôle important dans la réduction des infections respiratoires aiguës en améliorant l'environnement de la cuisine où les femmes et les enfants de bas âge passent beaucoup de temps (OMS, 2006). L'utilisation durable de solutions de cuisson propres permettrait de réduire l'exposition à long terme aux polluants nocifs pour la santé créée par les feux ouverts et les cuisinières traditionnelles à combustibles solides. Ces réductions d'exposition diminueraient la charge des maladies cardiovasculaires (cardiopathies, ischémiques) et des maladies respiratoires (pneumonie infantile, bronchopneumopathie, cancer du poumon, etc.), ainsi que les accidents vasculaires cérébraux (Banque mondiale, 2017). Une bonne santé est en effet cruciale car les moyens de subsistance des ménages dépendent de la santé des membres de la famille. Être malade à cause de la fumée intérieure ou devoir s'occuper d'enfants malades réduit les revenus et entraîne des dépenses supplémentaires pour les soins de santé et les médicaments.

Il existe plusieurs avantages liés à la santé associés à l'accès à des options énergétiques modernes, plus propres et abordables. Particulièrement, l'électricité dans les centres de santé

pour l'éclairage et la communication permet de fournir des services médicaux la nuit, une plus grande utilisation d'équipement médicaux plus avancés, la rétention du personnel qualifié dans les centres de santé ruraux. L'électricité pour la réfrigération peut faciliter la vaccination et le stockage de médicaments pour la prévention et le traitement des maladies et des infections (OMS, 2006 ; Banque mondiale 2017). Enfin, l'énergie est nécessaire pour développer, fabriquer et distribuer des médicaments et des vaccins, ainsi que pour permettre l'accès aux médias d'éducation sanitaire par le biais des technologies de l'information et de la communication (Karekezi et al., 2012).

L'importance de l'accès à l'énergie en faveur de la santé et, le souci de mieux suivre les progrès de l'amélioration de la qualité, la sécurité et l'accessibilité des services de santé à travers l'accès à l'énergie ont conduit l'Organisation mondiale de la santé et la Banque mondiale (2015) à construire l'indice d'accès à l'électricité dans les établissements de santé. Cet indice, qui varie entre 0 et 5 représente le niveau moyen d'accès à l'électricité dans les formations sanitaires d'un pays, d'une province ou d'une zone de projet. Un tel indice est sensible aux conditions d'approvisionnement en électricité des formations sanitaires, permet des comparaisons plus aisées de l'état de l'accès à l'électricité entre les pays et les progrès réalisés dans l'amélioration de l'accès à l'électricité au sein des établissements de soin.

L'énergie, qu'il s'agisse de l'électricité ou du carburant est un intrant essentiel dans la production. Il existe un lien entre l'énergie et les objectifs de développement consistant à atteindre un emploi productif et un travail décent pour tous. Aucun pays n'a atteint une croissance économique soutenue sans améliorer l'accès à des formes d'énergie plus propres et modernes et aux services qu'il fournit (Karekezi et al., 2012). Toutefois, la force du lien entre la croissance économique et la demande énergétique varie selon les régions et leur stade de développement économique. En effet, l'état de développement économique et le niveau de vie des individus dans une région donnée influent fortement sur le lien entre la croissance économique et la demande d'énergie. Les économies avancées, avec un niveau de vie élevé ont un niveau relativement élevé de consommation d'énergie par habitant (Dayo et al, 2012). Par contre, les pays où les niveaux de pauvreté et de sous-emploi sont les plus élevés sont généralement ceux qui n'ont pas accès à des niveaux adéquats de services énergétiques et aux commodités modernes qu'ils procurent (Karekezi et al., 2012). Dans les pays ayant le moins accès à l'électricité à l'échelle nationale, ou dans les zones géographiques qui ont un accès limité à l'électricité ou un approvisionnement peu fiable, des limites à l'emplois productif et à la génération de revenus sont susceptibles d'être présentes. Par exemple, le manque d'approvisionnement fiable en électricité en Afrique sub-saharienne a d'importantes répercussions sur la sécurité de l'emploi (Karekezi et al., 2012). Le faible taux d'électrification dans de nombreux pays africains a effectivement été identifié comme obstacle le plus urgent à la croissance économique, plus important que l'accès au financement, la bureaucratie et la corruption (OCDE et AIE, 2016).

La présence d'électricité ou de combustible ne garantissent pas à elles seules le plein-emploi, mais leur accès pour le travail dans le secteur formel comme informel élargit l'éventail des possibilités d'emploi dans les zones urbaines et rurales, non pas à cause de l'électricité ou du combustible en soi, mais grâce à l'élargissement de la gamme de services de production, de communication, de puissance mécanique et d'éclairage qu'ils fournissent (Karekezi et al., 2012).

5. La vision de développement de l'Afrique subsaharienne dans la mondialisation

Dans le contexte de la mondialisation, caractérisée par des échanges commerciaux accrus, des chaînes de valeur performantes, une compétitivité des économies et une concurrence effrénée, l'Afrique subsaharienne renoue avec la volonté de tirer profit des opportunités offertes par l'intégration économique régionale afin d'accélérer son développement et de prendre une part active dans l'économie mondiale. Cette volonté est soutenue par le paradoxe de la redynamisation de la croissance économique du continent depuis une décennie et, de la vulnérabilité économique des petites économies qui font difficilement face à la concurrence mondiale et aux chocs externes.

En effet, Kreinin (1964) affirme que les gains potentiels de l'intégration économique sont particulièrement prononcés dans les pays membres de petite et moyenne taille. Une règle appelée 'l'importance d'être insignifiant' stipule que les petits pays ont tendance à gagner plus parce que leurs exportations seront désormais demandées par un grand nombre de consommateurs.

Les zones d'intégration régionale ou sous régionale ayant le potentiel de constituer des points de départ pour tirer parti des possibilités offertes par la mondialisation de l'économie, tout en protégeant les pays membres des fluctuations et des risques des marchés mondiaux, sont ainsi de plus en plus ambitionnées par les pays du continent africain.

Balassa (1961), définit l'intégration, notamment économique comme un processus et un état de fait. Considérée comme un processus, elle englobe des mesures visant à abolir la discrimination entre les unités économiques appartenant à des Etats nationaux différents ; considérée comme un état de fait, elle peut être représentée par l'absence de diverses formes de discriminations entre les économies nationales.

L'intégration régionale est reconnue comme porteuse des gains escomptés d'un marché élargi au sein duquel, une circulation libre et sans entrave des biens et services conduit à une meilleure adaptation des investissements et une allocation des ressources plus efficace. Outre les avantages économiques, les autres gains de l'intégration régionale incluent notamment la capacité d'améliorer le niveau du développement financier, de renforcer la mobilisation des recettes publiques, de stimuler l'investissement privé et d'améliorer la gouvernance, tout en renforçant le développement humain (Commission Economique pour l'Afrique, 2017).

Pour les économies en développement, et même pour les économies développées en l'occurrence les pays européens, la construction des blocs régionaux semble s'apparenter à un processus répondant à l'évolution dynamique de la mondialisation. Si, pour certains, le regain du régionalisme est une réponse alternative à l'approfondissement difficile du multilatéralisme à l'échelle universelle (Siroën, 2004), pour d'autres, la poursuite des constructions régionales s'inscrit dans la continuité du processus de la mondialisation (Bhagwati, 1993).

Les processus d'intégration régionale peuvent être envisagés sous trois angles au minimum. L'intégration économique et commerciale, l'intégration politique et l'intégration physique, avec comme éléments essentiels, les infrastructures et leurs services.

L'importance de la dimension économique mise en évidence par la mondialisation conduit les pays africains à mettre un accent particulier sur l'intégration économique et physique.

L'intégration économique à travers notamment l'application de la zone de libre-échange permet le développement des flux commerciaux entre les pays, qui se traduit par des revenus plus élevés pour les populations. Elle présente le potentiel d'élargir les possibilités pour les exportateurs en réduisant les obstacles au commerce et à l'investissement, et permet de stimuler le commerce intra régional par la création d'un marché plus vaste (Commission Economique pour l'Afrique, 2017). Les gains inhérents à ce type d'intégration sont la croissance et la compétitivité.

Il est également soutenu que l'intégration physique par l'offre d'infrastructures permet de relier les pays d'une région et de résoudre les problèmes communs tels que les goulots d'étranglement physiques, les segments de communication manquants, etc. tout en stimulant la création ou la réorganisation des chaînes de production, en facilitant la compétitivité des pays sur les marchés mondiaux et en accélérant le développement géographique des pays isolés (*Economic Commission for Latin American and the Caribbean*, 2009). Ceci conduit *In Fine* au renforcement de l'intégration économique et commerciale, à une plus grande équité sociale et à la réduction des asymétries entre les pays.

Les infrastructures étant l'une des conditions préalables au décollage économique (Rostow, 1959), la vision des pays de l'Afrique subsaharienne, d'une transformation structurelle de leurs économies et de l'industrialisation pour une croissance durable et socialement inclusive (Union Africaine, 2013)[1] devrait passer par le développement d'une armature des infrastructures nationales et d'interconnexion régionale. Ceci concourrait à favoriser les échanges intra régionaux, avec une incidence directe sur la productivité, l'accroissement des investissements, la promotion de l'emploi, l'accroissement des revenus et une amélioration du bien-être des populations. L'offre des infrastructures permettrait ainsi d'améliorer l'intégration économique régionale, en particulier si les réseaux de ces ouvrages réussissent à relier les centres de production et les centres de distribution.

Cependant, le contexte de l'Afrique subsaharienne reste encore marqué par l'effet de la période coloniale sur l'utilisation de l'espace dans la région et la structure des infrastructures physiques, qui étaient construites pour relier les zones de production vers les principaux ports afin de transporter les matières premières et de les acheminer vers les pays coloniaux (Brunel, 2002). La résultante de ce facteur est le manque d'infrastructures d'interconnexion entre les pays et par conséquent, un niveau d'échange intra-pays et intrarégional fortement limité. Les exportations intra-africaines par exemple, représentent 16,6% des exportations mondiales, contre 68,1% pour les exportations intra-européennes ; 59,4% pour les exportations intra-asiatiques et 55% pour les exportations intra-américaines (CNUCED, 2019). Si les barrières non tarifaires et le manque d'infrastructures institutionnelles telles que les formalités douanières et l'harmonisation des normes sont pointés comme les principaux freins à l'augmentation du commerce intra-africain, le manque des infrastructures physiques, en l'occurrence les routes et l'électricité est considéré comme l'un des plus grands handicaps. Les contraintes telles que les infrastructures de qualité médiocre ou l'absence complète d'infrastructures rendent les échanges commerciaux physiquement difficiles, voire impossibles, indépendamment du régime commercial (Union africaine, 2012).

Dans le cas particulier des infrastructures énergétiques, en dépit du faible taux d'accès de l'électricité aux plans nationaux, la quasi absence des ouvrages d'interconnexion électrique

[1] Commission de l'Union Africaine, 2013 « Agenda 2063 »

entre les pays ne leur a pas permis de mutualiser et bénéficier des abondantes sources d'énergie dont ils disposent. L'absence des lignes de transmission empêche les pays excédentaires d'en vendre aux pays déficitaires, la nécessité de produire localement de l'électricité avec des intrants coûteux comme le fioul ou le diesel augmente le coût marginal de l'électricité, maintenant les pays dans un état de vulnérabilité énergétique.

6. L'état des lieux de la situation énergétique en Afrique subsaharienne

Malgré des progrès observés ces dernières années, l'Afrique subsaharienne reste la région du monde où l'accès à l'électricité est le plus limité. En 2023, à peine la moitié de la population (53,3%) en bénéficiait, alors que la moyenne mondiale dépassait 92% (Banque Mondiale, 2025). La grande majorité des personnes privées d'électricité dans le monde vit dans cette région : environ 565 millions d'habitants. Ce retard s'explique à la fois par une croissance démographique rapide et par des investissements encore insuffisants dans les infrastructures électriques.

Certains pays comme le Nigeria, la République Démocratique du Congo (RDC) et l'Éthiopie concentrent à eux seuls plus d'un tiers des populations mondiales non électrifiées. À l'inverse, des pays tels que le Kenya et le Rwanda montrent qu'il est possible d'accélérer l'électrification grâce à des politiques volontaristes (Banque Internationale pour la Reconstruction et le Développement, 2025). Enfin, le contraste entre pays à revenu intermédiaire disposant de faibles taux d'électrification (comme la Guinée équatoriale) et des pays plus pauvres mais mieux desservis (comme les Comores) révèle que le problème dépasse la seule question des ressources financières.

Le taux global d'accès à l'électricité masque de profondes inégalités selon les sous-régions (*African Energy Portal*, 2025). L'Afrique de l'Ouest est la mieux lotie avec un peu plus de 56% de la population électrifiée, suivie par l'Afrique australe (54%) et l'Afrique de l'Est (52%). En revanche, l'Afrique centrale reste très en retard avec seulement 30% d'accès. Les progrès les plus spectaculaires ont été enregistrés en Afrique de l'Est grâce à de grands projets hydroélectriques, géothermiques et éoliens, mais malgré ces avancées, des millions de personnes restent sans électricité. L'Afrique australe, dominée par l'Afrique du Sud, connaît une situation contrastée : certains pays affichent des taux d'accès élevés, mais d'autres comme le Malawi ou le Mozambique restent très en retrait. Enfin, l'Afrique centrale est la zone la plus fragile : à part le Gabon (94%), la plupart des pays y connaissent des taux extrêmement bas, parfois autour de 10%. Globalement, même si le pourcentage de personnes électrifiées augmente, la croissance démographique efface en partie ces avancées. Chaque année, des millions de personnes supplémentaires sont raccordés, mais la population croît à un rythme presque équivalent, limitant l'impact réel sur la réduction du déficit d'accès.

Pourtant, la demande d'électricité sur le continent est appelée à croître fortement dans les décennies à venir (CNUCED, 2023). Plusieurs facteurs expliquent cette tendance : la poussée démographique (la population pourrait dépasser 2 milliards en 2050), l'urbanisation rapide, l'émergence progressive d'une classe moyenne, le développement des activités économiques, et même l'adaptation nécessaire au changement climatique (climatisation, ventilation, etc.). L'urbanisation transforme profondément les besoins énergétiques. Alors qu'en Europe ou en Asie elle facilite généralement l'accès aux services modernes, en Afrique subsaharienne, elle génère souvent une pression accrue sur des infrastructures déjà fragiles. La migration rurale

conduit à une concentration de populations dans des villes secondaires mal équipées, souvent marquées par la prolifération d'habitats précaires non desservis par les réseaux publics. À cela s'ajoute l'essor des technologies numériques. Paradoxalement, la possession de téléphones portables est plus répandue que l'accès à l'électricité. Dans certains pays, plus de 100% de la population (du fait des multi-abonnements) possède un mobile, mais moins d'un tiers a accès à l'électricité domestique. Les ménages dépensent donc davantage pour recharger leurs téléphones à l'extérieur, ce qui traduit un potentiel énorme pour l'électrification.

Enfin, la croissance économique et industrielle attendue accentuera encore la pression sur la demande électrique. Selon les prévisions, la consommation d'électricité pourrait quadrupler d'ici 2040. Cela suppose d'investir massivement dans de nouvelles capacités de production (environ 7 000 MW supplémentaires chaque année) afin de répondre à la demande et accompagner la modernisation des économies (Blimpo et Cosgrove-Davies, 2020). Sans un tel effort, la fracture énergétique risque de s'aggraver, freinant le développement du continent.

La situation électrique de l'Afrique subsaharienne n'est pas reluisante alors que la région possède d'immenses ressources énergétiques, dont la majorité reste encore largement sous-exploitée. Malgré une croissance rapide de la demande énergétique (+45% entre 2000 et 2012), le continent ne représente que 4% de la demande mondiale (Commission Economique pour l'Afrique, 2015). Le gaz et le charbon dominent la production électrique, mais leur contribution reste limitée par des infrastructures insuffisantes et une exploitation incomplète des réserves. Résultat, encore plus d'un demi-milliard de personnes n'ont toujours pas accès à l'électricité, dont la majorité vit en zone rurale (Banque Mondiale, 2025). Ceux qui y accèdent paient souvent cher pour un service peu fiable (Woolfrey, 2016 ; Blimpo et Cosgrove-Davies, 2020). Ainsi, la faiblesse de l'offre électrique continue de freiner la productivité et le développement économique inclusif.

En termes de sources énergétiques, le continent dispose d'un mix énergétique varié, allant du solaire et de l'hydraulique aux hydrocarbures. L'Afrique recèle près de 7,5% des réserves mondiales de gaz et 7,6% de pétrole. Cependant, les pays exploitent cette richesse de façon inégale : certains utilisent leurs propres ressources, d'autres dépendent massivement des importations. Le gaz illustre bien ce paradoxe : bien qu'il couvre presque la moitié des besoins énergétiques de l'Afrique du Nord, il reste marginal en Afrique subsaharienne (5% du mix). Pourtant, les récentes découvertes de gisements en Afrique de l'Est, en Afrique de l'Ouest et en Égypte pourraient transformer la donne, à condition que les investissements suivent. En l'état, le manque de capacités d'exploitation prive le continent de retombées majeures et creuse le déficit énergétique (*Africa Energy Outlook*, 2019).

En termes d'offre d'électricité disponible, la production installée progresse, mais trop lentement. Entre 2008 et 2022, la capacité a été multipliée par deux, atteignant environ 135 GW (*Africa Energy Portal*, 2025). Mais ce chiffre reste faible si on le compare aux 149 GW de la France à elle seule. Sans l'Afrique du Sud, leader régional avec 63 GW, la puissance installée tombe à 63 GW pour l'ensemble des 47 autres pays. En outre, les disparités sont fortes entre les pays de l'Afrique subsaharienne : seuls 17 pays dépassent 1 GW de capacité, tandis que 18 en sont encore à moins de 500 MW. En parallèle, un quart de la capacité existante est inutilisable, faute de maintenance ou à cause de la vétusté des infrastructures. Résultat : les efforts des États sont visibles mais insuffisants, et l'offre électrique reste largement en décalage avec une demande alimentée par la croissance démographique et économique.

La production effective suit la même logique que la capacité : limitée et mal répartie. L'Afrique subsaharienne ne génère que 579 TWh, soit 2,1 % de l'électricité mondiale, alors que sa population représente 15% du total (*Africa Energy Portal*, 2023 ; *Countryeconomy*, 2023). La moitié de cette production provient de l'Afrique du Sud. Certaines régions, comme l'Afrique de l'Est, ont connu une forte progression (croissance annuelle moyenne de 7% sur vingt ans), mais dans l'ensemble, la production reste trop faible pour répondre aux besoins des ménages et des industries. Les pertes liées aux vieux réseaux aggravent la situation : même quand l'électricité est produite, une partie significative n'atteint pas les utilisateurs finaux. Le contraste est frappant : alors que des pays comme le Brésil ou la France produisent chacun plusieurs centaines de TWh, des pays subsahariens restent sous la barre des 100 MW installés, et parfois même sous 50 MW.

Compte tenu des coûts de production très élevés, l'électricité en Afrique subsaharienne demeure chère, bien plus qu'ailleurs dans le monde en développement. Plusieurs facteurs l'expliquent, en l'occurrence, le recours massif aux combustibles importés (souvent fioul et diesel), les infrastructures vétustes entraînant des pertes énormes (23% de l'électricité se perd en ligne), les réseaux trop petits pour générer des économies d'échelle, la gouvernance fragile des compagnies d'électricité (recouvrement des recettes faible, pertes systémiques). Par conséquent, les tarifs de l'électricité varient énormément, de 0,02 à 0,46 dollar/kWh, avec une moyenne deux fois plus élevée que dans d'autres régions en développement (Foster et Briceno, 2010). De surcroit, la qualité du service est médiocre ; ce qui décourage les entreprises et pénalise lourdement la compétitivité économique (Eberhard et al., 2011).

La faible capacité de production et le coût élevé de l'électricité expliquent le très faible niveau de consommation. Avec 467 TWh consommés, l'Afrique subsaharienne reste largement en retrait par rapport à d'autres régions : plus de 3 000 TWh en Europe, 4 600 TWh en Amérique du Nord et près de 13 000 TWh en Asie. La consommation moyenne par habitant (hors Afrique du Sud) est de seulement 185 kWh par an, bien en dessous du minimum recommandé par l'Agence internationale de l'énergie (250-500 kWh) (The Economist, 2022 ; Africa Energy Portal, 2023). Cette moyenne masque cependant de fortes disparités : l'Afrique australe atteint plus de 1 300 kWh/habitant ; l'Afrique de l'Est plafonne à 129 kWh ; les pays comme le Tchad ou le Burundi restent sous la barre des 50 kWh/habitant. À l'inverse, des pays insulaires comme les Seychelles ou Maurice affichent des niveaux comparables, voire supérieurs à certains pays émergents ou développés. Ces contrastes illustrent bien que l'accès et la consommation d'électricité en Afrique subsaharienne dépendent avant tout de la capacité des infrastructures, de la gouvernance et des politiques nationales.

7. La problématique de la thèse

L'accès à l'électricité est unanimement reconnu comme un levier fondamental du développement économique et social. Bien plus qu'une simple commodité, l'électricité constitue le socle sur lequel reposent les dynamiques de transformation des sociétés modernes (Stern, 2012). Elle alimente la production industrielle, soutient l'essor de l'agriculture par une meilleure productivité et conditionne l'émergence d'économies de services compétitives. Sur le plan social, ses effets sont tout aussi déterminants : un village électrifié ouvre de nouvelles possibilités d'apprentissage grâce à l'éclairage et aux outils numériques, renforce la qualité des soins à travers le fonctionnement des équipements médicaux et la conservation des

médicaments, et facilite l'accès à l'information par la radio, la télévision ou internet (Blimpo et Cosgrove-Davies, 2020).

Pourtant, malgré des avancées notables au cours des deux dernières décennies, l'Afrique subsaharienne reste la région du monde la moins électrifiée. En 2023, plus de 500 millions de personnes n'avaient toujours pas accès à l'électricité, soit plus de 40 % de la population (Banque Mondiale, 2025). Les gouvernements s'essoufflent à financer des programmes nationaux d'électrification très onéreux, les petites tailles de la plupart des pays et les faibles densités des populations n'attirent pas les investisseurs dans le secteur. Ce déficit énergétique structurel freine la croissance économique, limite la compétitivité des entreprises locales et accentue les inégalités sociales, tant entre les zones urbaines et rurales qu'entre les pays eux-mêmes.

Conscients de ces enjeux, les États africains multiplient les initiatives, avec le soutien des partenaires techniques et financiers. L'Agenda 2063 de l'Union Africaine souligne la nécessité de l'intégration comme l'un des fondements essentiels pour permettre à l'Afrique d'atteindre ses objectifs de croissance et de développement inclusifs et durables. En ce sens l'aspiration de l'Agenda met l'accent sur la nécessité pour le continent de se doter d'infrastructures de classe mondiale qui traversent l'Afrique et qui améliorent la connectivité grâce à des initiatives visant à relier le continent et de mettre en place des pools énergétiques régionaux et continentaux. Pour y parvenir, la Commission de l'Union Africaine (CUA) a élaboré le Programme pour le développement des infrastructures en Afrique (PIDA) ; une fédération des initiatives d'infrastructures continentales existantes ou précédentes telles que le Plan d'action à court terme du NEPAD (Nouveau Partenariat pour le Développement en Afrique), le Cadre stratégique à moyen et long terme du NEPAD et les Schémas directeurs des infrastructures de l'Union Africaine. Le PIDA est le cadre commun continental d'édification et de développement des infrastructures d'interconnexion. L'objectif stratégique du PIDA consiste à construire les infrastructures de développement régionales et continentales intégrées dont les ouvrages énergétiques.

Pour l'Afrique subsaharienne, la coopération énergétique pourrait être la voie pour étendre l'accès à l'électricité et promouvoir une transition vers des énergies plus durables par le biais d'initiatives régionales, de partenariats public-privé et de soutiens financiers. Selon Gbaguidi, (2010), la régionalisation énergétique permet des économies d'échelle qui ont un impact sur la croissance estimée à un niveau plus élevé que dans l'approche pays. D'autres raisons pourraient justifier la coopération des pays subsahariens dans le domaine énergétique (Alfonso Medinilla et al., 2019). Il s'agit de :

- les succès apparents des expériences américaines et européennes en matière de mise en commun de l'énergie (par exemple, le Nord pool, le plus grand marché de l'énergie électrique en Europe, qui opère en Norvège, au Danemark, en Suède, la Finlande, l'Estonie, la Lettonie, la Lituanie, l'Allemagne et le Royaume-Uni) ;
- les limites des accords bilatéraux sur l'électricité qui prévoient des volumes fixes d'échanges d'électricité et qui ne sont pas en mesure de répondre aux pics de demande, tout en ayant des difficultés à surmonter des défis tels que les perturbations des lignes électriques et
- la mise en commun de l'énergie comme un moyen d'équilibrer la répartition inégale du potentiel de production d'énergie dans les régions où la demande est croissante.

Les principaux avantages des pools régionaux sont ainsi :

- ✓ la réduction des coûts d'approvisionnement en électricité dans la mesure où les pools régionaux facilitent les échanges entre pays ; ce qui permet à des sources de production meilleur marché de se substituer à des sources de production plus coûteuses,
- ✓ l'amélioration de la sécurité de l'approvisionnement car les pools régionaux relient un ensemble plus large de ressources de production diverses et
- ✓ la réalisation d'économies d'échelle, en particulier dans le domaine de la production d'énergie renouvelable puisque les pools régionaux permettent de mettre en place des centrales électriques de plus grande taille, qui seraient surdimensionnées pour les petits marchés nationaux du continent.

Au regard des plébiscites en faveur de la mutualisation des ressources énergétiques et de l'intégration des infrastructures électriques pour favoriser l'accès à l'électricité, des programmes régionaux se sont multipliés dans les différentes Communautés Economiques Régionales (CER) de l'Afrique subsaharienne afin de les doter de pools d'énergie régionaux tels que le Système d'Echange d'Energie Electrique Ouest Africain (EEEAO) / West African Power Pool (WAPP). Ce pool régional d'énergie, à l'instar des pools des CER subsahariennes a pour objectifs de mutualiser les ressources énergétiques des pays membres, réduire les coûts de production d'électricité et améliorer la fiabilité des approvisionnements.

Cependant, les résultats restent en demi-teinte. Les progrès, bien que réels dans les pools d'énergie régionaux opérationnels, demeurent en deçà des besoins ; le rythme d'électrification ne parvient pas à suivre l'explosion démographique et l'accroissement des besoins des économies subsahariennes.

Dans ce contexte, il apparait impératif d'analyser de manière approfondie, la relation entre électrification, croissance et intégration économique en Afrique subsaharienne. Si la littérature économique a largement mis en lumière les liens entre énergie et développement, les réalités de la région subsaharienne (marquées par un déficit persistant d'infrastructures, une forte dépendance énergétique et des projets d'intégration encore fragiles), appellent à une réflexion.

C'est à ce croisement entre enjeux énergétiques, dynamiques économiques et perspectives d'intégration régionale que se situe les présents travaux de recherche.

La thèse s'articule autour de l'interrogation centrale suivante : ***Dans quelle mesure l'énergie électrique peut-elle soutenir la croissance économique et favoriser l'intégration régionale en Afrique subsaharienne ?*** Cette problématique recouvre plusieurs dimensions qui amènent à répondre aux sous-questionnements suivants : ***i)*** Quels sont les déterminants structurels et institutionnels de la consommation d'électricité en Afrique subsaharienne ? ***ii)*** Existe-t-il un lien robuste et significatif entre la consommation d'électricité et la croissance économique dans la région ? ***iii)*** Au niveau régional, l'intégration électrique, notamment à travers le Système d'Echange d'Energie Electrique Ouest Africain peut-elle constituer une réponse efficiente aux défis d'approvisionnement et d'équité d'accès à l'électricité en Afrique de l'Ouest ?

8. Les objectifs de la thèse

L'objectif général de la présente thèse est d'analyser les interactions entre électrification, croissance économique et intégration régionale en Afrique subsaharienne, afin de mieux comprendre les défis et les opportunités associés à l'expansion de l'accès à l'électricité.

De façon spécifique, la thèse cherche à :

- ✓ Dresser un état des lieux du secteur énergétique de l'Afrique subsaharienne,
- ✓ Identifier les déterminants économiques, sociaux et institutionnels de la consommation d'électricité dans la région,
- ✓ Étudier la relation empirique entre la consommation d'électricité et la croissance économique des pays,
- ✓ Évaluer les potentialités et les limites de l'intégration électrique régionale, à travers une analyse approfondie du Système d'Echange d'Energie Electrique Ouest Africain.

9. Les hypothèses de recherche

La thèse repose sur un ensemble d'hypothèses guidant l'analyse que sont :

Hypothèse 1 : La consommation d'électricité est positivement corrélée à la croissance économique en Afrique subsaharienne.

Hypothèse 2 : Les déterminants structurels tels que le revenu par habitant, le niveau d'urbanisation et l'industrialisation influencent significativement la consommation d'électricité en Afrique subsaharienne.

Hypothèse 3 : L'intégration régionale *via* des initiatives telles que le Système d'Echange d'Energie Electrique Ouest Africain constitue une voie efficiente pour améliorer la fiabilité, l'approvisionnement et l'équité d'accès à l'électricité en Afrique de l'Ouest.

10. L'intérêt scientifique et pratique de la thèse

Les intérêts des présents travaux de recherche et de leurs résultats sont divers :

- ❖ **Sur le plan scientifique**, la littérature sur la relation énergie-croissance est abondante, mais elle reste dominée par des études portant sur les pays industrialisés ou émergents. Les travaux centrés sur l'Afrique subsaharienne demeurent fragmentés et parfois contradictoires. En combinant une analyse descriptive, théorique et empirique, cette thèse contribue à combler ce vide, en proposant une approche contextualisée.
- ❖ **Sur le plan pratique**, les résultats de la thèse sont utiles pour i) les décideurs publics, en leur permettant d'orienter les politiques énergétiques et les stratégies de croissance inclusive, ii) les organismes régionaux, en leur fournissant des recommandations sur l'intégration énergétique et iii) les partenaires techniques et financiers, en éclairant les priorités d'investissement et les modalités de coopération énergétiques.

11. La démarche méthodologique

La méthodologie adoptée dans le cadre de la thèse combine plusieurs approches. Une analyse descriptive permet de faire l'état des lieux approfondi du secteur énergétique et de l'électrification et, de leurs enjeux en Afrique subsaharienne. Une analyse théorique et économétrique permet de faire des estimations des déterminants de la consommation d'électricité, ainsi que de son lien avec la croissance économique, à l'aide de données de panel couvrant la majorité des pays de l'Afrique subsaharienne. Une étude de cas approfondie du

Système d'Echange d'Energie Electrique Ouest Africain, est réalisée en tant que mécanisme d'intégration électrique, à travers ses objectifs, ses réalisations et ses limites.

12. L'organisation de la thèse

La présente thèse est structurée en deux grandes parties, subdivisées en quatre chapitres principaux.

La première partie, qui porte sur les écueils de l'intégration régionale par l'électricité en Afrique subsaharienne comprend deux chapitres (en plus du présent chapitre introductif). Le premier chapitre fait un état des lieux du secteur énergétique en Afrique subsaharienne en présentant les tendances, défis et initiatives majeures en matière d'accès à l'électricité dans la région. Le deuxième chapitre fait une analyse théorique et empirique des déterminants de la consommation d'électricité et de sa relation avec la croissance économique en mobilisant des modèles économétriques afin de tester les hypothèses formulées.

Quant à la deuxième partie, elle comprend également deux chapitres, à savoir les troisième et quatrième chapitre de la thèse. Le troisième chapitre fait un tour d'horizon des programmes régionaux d'échange d'électricité dans le monde, tandis que le quatrième chapitre étudie spécifiquement l'intégration électrique en Afrique de l'Ouest à travers le Système d'Echange d'Energie Electrique Ouest Africain en analysant les acquis, les contraintes, les effets et les perspectives de cette initiative régionale.

En guise de conclusion, le dernier chapitre fait un récapitulatif des trouvailles des travaux de recherche, ainsi qu'une mise en lumière des principales recommandations.

PARTIE 1 : LE DIAGNOSTIC DU SECTEUR ELECTRIQUE ET LA DYNAMIQUE DE CROISSANCE EN AFRIQUE SUBSAHARIENNE

L'énergie, et plus spécifiquement l'électricité, se trouve au carrefour des grands défis contemporains, notamment les enjeux en matière de croissance économique, de développement humain et de réchauffement climatique. Il est aujourd'hui largement admis dans la littérature que l'accès à une énergie fiable, moderne et abordable constitue un levier essentiel pour l'industrialisation, l'amélioration de la santé, de l'éducation et la réduction de la pauvreté (Lee, 2005 ; karekezi et al., 2012 ; Fuso et al., 2018 ; Qi et al., 2023 ; Casati et al., 2023 ; Sharma et al., 2019 ; Dayo et al., 2012). L'accès à l'énergie peut favoriser les opportunités entrepreneuriales et la création de nouveaux emplois, tandis que la pénurie d'électricité peut contribuer à réduire l'offre d'emplois en provoquant une hausse du prix des facteurs de production, une baisse de la productivité et un effondrement de la compétitivité des exportations (Menash, 2018 ; Abotsi, 2016 ; Mensah, 2016). Ainsi, le développement durable et inclusif repose sur la disponibilité et la qualité des infrastructures énergétiques et plus particulièrement l'électricité. Par ailleurs, l'histoire économique montre que les grandes révolutions industrielles et technologiques se sont toujours accompagnées d'un accroissement significatif de la production et de la consommation d'énergie. Des premières applications de la machine à vapeur à l'essor des sociétés postindustrielles, l'électricité s'est progressivement imposée comme un important facteur de progrès économique et social.

Cependant, cette dynamique observée dans la plupart des régions du monde, est restée incomplète en Afrique subsaharienne. En effet, la situation de l'Afrique subsaharienne fait état d'un « paradoxe énergétique » qui interpelle. La région regorge d'un potentiel considérable en matière de ressources en énergie, mais demeure la zone du monde la plus affectée par la précarité énergétique, avec plus de la moitié de sa population privée d'accès à l'électricité. Le taux d'accès à l'électricité en Afrique subsaharienne est d'à peine 53,3% en 2023, contre 92% au niveau mondial. Cette situation est d'autant plus critique que la région fait face à une dynamique croissante de demande d'électricité, entretenue par la croissance démographique, l'urbanisation galopante, l'émergence d'une classe moyenne et l'usage croissant de la climatisation induite par le réchauffement climatique (International Energy Agency, 2022). La croissance économique, la forte croissance démographique, l'urbanisation rapide, l'adoption des Technologies de l'information et de la communication (TIC) ou encore le changement climatique sont des réalités du continent qui exercent une pression sur la demande d'énergie, en l'occurrence électrique.

Comprendre ce paradoxe énergétique africain suppose d'interroger les fondements structurels, institutionnels et économiques du secteur électrique dans la région. Il s'agit d'examiner comment les contraintes techniques, financières réglementaires, etc., contribuent à entraver l'offre d'électricité et les performances du secteur électrique. C'est dans cette perspective que s'inscrit la première partie de cette thèse, consacrée à l'état des lieux du secteur de l'électricité en Afrique subsaharienne. Elle vise à comprendre, d'une part, les caractéristiques et les contraintes structurelles du secteur de l'électricité (Chapitre 1), et d'autre part, la nature du lien entre l'électrification et croissance économique dans la région (Chapitre 2).

Plus spécifiquement, le premier chapitre s'attache à dresser un diagnostic approfondi du secteur de l'électricité en Afrique subsaharienne. Il analyse la situation de l'accès, de la production et des infrastructures, tout en identifiant les principaux défis techniques, financiers et institutionnels qui freinent les performances du secteur. Ce chapitre met également en lumière les réformes engagées par les États et les partenaires techniques et financiers, ainsi que les initiatives visant à renforcer le financement et la gouvernance du secteur. En d'autres termes,

ce premier chapitre cartographie les potentialités face aux capacités réelles de production, identifie les goulots d'étranglement techniques, les contraintes financières, mais aussi analyse les cadres réglementaires et les réformes engagées dans le secteur.

Le deuxième chapitre, dans une démarche complémentaire, explore la dimension macroéconomique de l'électrification. Il s'intéresse dans un premier temps, à l'analyse des déterminants de la consommation d'électricité en Afrique subsaharienne sur la base d'un examen empirique. En effet, une estimation économétrique est effectuée sur un panel de 41 pays de la région et sur la période 1994-2023. La technique d'estimation utilisée est celle des effets fixes. Le chapitre s'attelle à estimer l'incidence sur la consommation d'électricité d'un certain nombre de variables telles que, PIB par habitant, le développement financier, les investissements directs étrangers, les dépenses publiques, l'investissement à travers la formation brut de capital fixe, l'industrialisation, l'inflation, la digitalisation de l'économie, l'éducation, l'ouverture commerciale, les infrastructures, la croissance démographique, l'urbanisation et la gouvernance.

Dans un second temps, le deuxième chapitre examine empiriquement la relation entre l'électrification et la croissance économique dans la région. L'objectif est de mieux comprendre à partir d'une estimation économétrique, dans quelle mesure l'augmentation de la demande d'électricité peut soutenir durablement la croissance et contribuer ainsi au développement des économies africaines. Sur le plan méthodologique, le cadre théorique du modèle utilisé s'inspire des travaux de Stern (2010) qui élabore un modèle théorique énergie-croissance unifié (synthèse entre les modèles standards de croissance et l'approche par l'économie écologique), tandis que le modèle empirique, inspiré des travaux de Lawal et al. (2020), est une équation dynamique dans laquelle le PIB par habitant (variable expliquée) retardé d'un période intervient parmi les variables explicatives. La convergence des résultats des tests statistiques et la nature dynamique de l'équation à estimer dans un panel de 41 pays d'Afrique subsaharienne sur la période 1994-2023, conduisent à préférer l'estimateur des Moment Généralisés (GMM) en système de Blundel et Bond (1998).

Ainsi conçue, cette première partie établit le cadre analytique et empirique nécessaire à la compréhension du rôle stratégique de l'électricité dans le développement économique en Afrique subsaharienne. Elle permet non seulement de cerner les multiples facettes du déficit énergétique du continent, mais aussi d'identifier les leviers d'action susceptibles de transformer ce défi en opportunité de croissance et de prospérité partagée.

CHAPITRE I : L'ETAT DES LIEUX DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE EN AFRIQUE SUBSAHARIENNE

CHAPITRE I : L'ETAT DES LIEUX DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE EN AFRIQUE SUB-SAHARIENNE

Liste des acronymes 42

Liste des illustrations 43

Introduction 45

1. L'électricité en Afrique sub-saharienne : une source d'énergie peu accessible 47

1.1. L'Afrique subsaharienne demeure la région la moins électrifiée par rapport au reste du monde 47

1.2. Des progressions sous régionales en matière d'électrification qui contrastent avec un nombre de plus en plus croissant de personnes sans lumière 50

1.3. De multiples facteurs qui laissent présager une pression croissante sur la demande d'énergie électrique en Afrique subsaharienne 53

2. La production d'électricité et l'offre de services demeurent insuffisantes 57

2.1. Un potentiel énergétique abondant, mais encore sous-exploité 57

2.2. La capacité de production d'électricité en Afrique subsaharienne reste insuffisante pour satisfaire la demande 59

2.3. Une production d'électricité à la limite des capacités 61

2.4. Des coûts élevés de l'électricité, conséquences de coûts de production exorbitants et d'infrastructures médiocres 64

2.5. Le faible niveau d'accès à l'électricité et l'application de tarifs élevés traduisent un niveau de consommation minime 67

Synthèse 70

3. L'analyse du secteur électrique de l'Afrique subsaharienne du point de vue de l'offre et de la demande d'électricité 71

3.1. Les problèmes liés à l'offre de l'électricité 71

3.1.1. De multiples facteurs influencent l'approvisionnement d'électricité en Afrique subsaharienne 71

3.1.1.1. L'insuffisance d'investissement pour le maintien et le développement des réseaux énergétiques 72

3.1.1.2. La sous-facturation de l'électricité ne permet pas le recouvrement des coûts d'exploitation. 73

3.1.1.3. Le déficit quasi budgétaire 74

3.1.1.4. Le dysfonctionnement de management 77

3.1.1.5. Les problèmes de planification 77

3.1.1.6. Les problèmes institutionnels 78

3.1.2. Des raisons plus profondes de la crise de l'industrie électrique en Afrique subsaharienne 79

3.1.2.1. Les tendances historiques 79

3.1.2.2. L'impact des Politiques d'ajustement structurel des années 1980-1990 81

3.1.3. D'énormes difficultés à étendre l'électrification dans les zones rurales, voire même dans les zones urbaines 83

3.1.3.1. La faible rentabilité du secteur électrique n'encourage pas l'expansion de l'électrification en milieu rural 83

3.1.3.2. Un manque d'accès à l'électricité persistant dans les zones urbaines, malgré la proximité des populations aux réseaux électriques 85

3.2. Des problèmes liés à la demande d'énergie électrique en Afrique subsaharienne : des facteurs endogènes et sous-jacents à l'offre 86

3.2.1. La faible capacité financière des consommateurs limite l'adoption de l'électricité 86

3.2.2. Une qualité des services électriques encore médiocre 88
3.2.3. Des habitations non conventionnelles et inadaptées aux raccordements d'infrastructures électriques 89
3.2.4. En somme, un déficit de couverture d'électricité en Afrique subsaharienne, lié autant à la demande qu'à l'offre 90
Synthèse 91
4. Les conséquences économiques d'un accès à l'électricité encore insuffisant et d'un approvisionnement peu fiable en Afrique subsaharienne 93
5. Les réformes entreprises dans le secteur de l'électricité en Afrique subsaharienne 97
6. Des initiatives pour financer l'électrification en Afrique subsaharienne 98
6.1. Le lancinant problème de financement des infrastructures énergétiques en Afrique subsaharienne ... 98
6.2. Les acteurs et le financement des infrastructures énergétiques en Afrique subsaharienne 100
6.2.1. Les Sources de financement des infrastructures énergétiques en Afrique subsaharienne 100
6.2.2. Le Financement des infrastructures énergétiques en Afrique subsaharienne 102
6.2.3. Les financements innovants des infrastructures de développement en Afrique 103
Conclusion 106

LISTE DES ACRONYMES

AEI / IAE	:	Agence Internationale pour l'Energie / International Energy Agency
AEP	:	*Africa Energy Portal*
ARREC	:	Autorité de Régulation du Secteur de l'Electricité de la CEDEAO
ASS	:	Afrique subsaharienne
BAD	:	Banque Africaine de Développement
BID	:	Banque Islamique de Développement
BM	:	Banque Mondiale
CAE	:	Communauté de l'Afrique de l'Est
CEA	:	Commission Economique pour l'Afrique
CEAC	:	Communauté Economique des Etats de l'Afrique Centrale
CEB	:	Communauté Electrique du Bénin
CEDEAO	:	Communauté Economique des Etats de l'Afrique de l'Ouest
CEET	:	Compagnie Energétique Electrique du Togo
CER	:	Communauté Economique Régionale
CEREEC	:	Centre pour les Energies Renouvelables et l'Efficacité Energétique de la CEDEAO
CIE	:	Compagnie Ivoirienne d'Electricité
COMESA	:	Marché Commun de l'Afrique de l'Est et de l'Afrique Australe
DAM	:	*Day Ahead Market*
EAGB	:	*Empresa de Electricidade e Aguas da Guiné-Bissau*
EAPP	:	*Eastren Africa Power Pool* / Pool Energétique de l'Afrique de l'Est
ECG	:	*Electricity Company of Ghana*
EDG	:	Electricité De Guinée
EDM-SA	:	Energie Du Mali SA
EDSA	:	*Electricity Distribution and Supply Authority*
EEEAO	:	Système d'Echange d'Energie Electrique Ouest Africain
FMI	:	Fonds Mondial International
FPM-M	:	Marché physique à terme-Mensuel
FPM-W	:	Marché physique à terme-Hebdomadaire
GWh	:	Gigawatheure
ICA	:	*Infrastructure Consortium for Africa* / Consortium pour les Infrastructures en Afrique
IDM	:	Marché intra-journalier
IFD	:	Institution de Financement du développement
IPP	:	*Independent Power Producer* / Producteur d'Energie Indépendant
LEC	:	*Liberia Electricity Corporation*
MER	:	*Central American Regional Electricity Market* / Marché régional de l'électricité de l'Amérique centrale (MER)
MW	:	Mégawatt
NAWEC	:	*National Water & Electricity Company*
NBET	:	*Nigerian Bulk Energy Trading*
NEPAD	:	Nouveau Partenariat pour le Développement de l'Afrique
NIGELEC	:	Société Nigérienne d'Electricité
OMC	:	Organisation Mondiale pour le Commerce

OSM	:	Opérateur Système-Marché
PIB	:	Produit Brut Intérieur
PIDA	:	Programme de Développement des Infrastructures pour l'Afrique
RERA	:	Association Régionale des Régulateurs de l'Electricité de l'Afrique Australe
SADC	:	Communauté de Développement de l'Afrique Australe
SAPP	:	*Southern Africa Power Pool* / Pool énergétique de l'Afrique Australe
SBEE	:	Société Béninoise d'Electricité
SENELEC	:	Société Nationale d'Electricité du Sénégal
SONABEL	:	Société Nationale d'Electricité du Burkina-Faso
TCN	:	*Transmission Company of Nigeria*
TWh	:	Térawatheure
UE	:	Union Européenne
UMA	:	Union du Maghreb Arabe
UNECA	:	*United Nations Economic Commission for Africa*
WAPP	:	*West Africa Power Pool* / Pool Energétique de l'Afrique de l'Ouest

LISTE DES ILLUSTRATIONS

LISTE DES FIGURES

Figure 1 - Liens entre l'énergie et les Objectifs du Développement Durable 22
Figure 2 - Demande d'électricité en Afrique subsaharienne (TWh) 2010-2030 56
Figure 3 - Coût du service de l'électricité en Afrique subsaharienne (USD par kWh facturé) 74
Figure 4 - Coût total et recettes tarifaires par kWh facturé en Afrique subsaharienne (USD) 76
Figure 5 - Indicateurs réglementaires pour l'accès à l'électricité en Afrique subsaharienne (2015,2021) 98

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 - Dotation de capacité de production d'électricité (MW par 1 million de personnes)..... 80

LISTE DES GRAPHIQUES

Graphique 1 - Taux d'accès à l'électricité dans le monde en 2022 48
Graphique 2 -Taux d'accès à l'électricité en ASS (% de la population), 2023 49
Graphique 3 - Évolution du taux d'accès à l'électricité en Afrique subsaharienne et dans le monde 50
Graphique 4 - Nombre de personnes sans électricité en Afrique subsaharienne par région (millions), 2010, 2017, 2022 52
Graphique 5 - Évolution de la population subsaharienne ayant accès à l'électricité et de la population totale, 2000-2023 54
Graphique 6 - Accès à l'électricité et possession de téléphones mobiles en Afrique subsaharienne, 2022 55
Graphique 7 - Principales sources de production de l'électricité en Afrique (GWh), 2010 – 2019..... 58
Graphique 8 - Capacité totale de production d'électricité installée en ASS (GW), 2000-2022 59
Graphique 9 - Pays disposant d'une capacité de production installée supérieure à 1 GW en Afrique subsaharienne, 2022 60
Graphique 10 - Capacité de production installée d'électricité par région en ASS (GW), 2000-2022... 61
Graphique 11 - Production d'électricité (TWh), 2022 62

Graphique 12 - Production d'électricité par région en Afrique subsaharienne, (TWh), 2021 62
Graphique 13 - Production d'électricité en Afrique subsaharienne et par région (TWh), 2000-2021 .. 63
Graphique 14 - Consommation d'électricité par région dans le monde (TWh), 2023 67
Graphique 15 - Consommation d'électricité par habitant dans le monde (kWh), 2023 68
Graphique 16 - Consommation d'électricité par habitant par région économique en Afrique subsaharienne (kWh), 2021 69
Graphique 17 - Taux d'accès à l'électricité en Afrique subsaharienne (% de la population) et consommation d'électricité par habitant (KWh), en 2023 70
Graphique 18 - Entreprises possédant un générateur (%) et proportion d'électricité provenant d'un générateur (%) en Afrique subsaharienne, 2017 89
Graphique 19 - Les entreprises face à la pénurie d'électricité en Afrique subsaharienne 95
Graphique 20 - Durée moyenne d'une panne électrique (heure) et pertes moyennes dues aux pannes (% de ventes annuelles) en Afrique subsaharienne 96
Graphique 21 - Financement des infrastructures en Afrique subsaharienne par source (milliards $), 2016-2020 100
Graphique 22 - Financement des infrastructures par secteur en ASS (milliards $), 2016-2020 102
Graphique 23 - Financement du secteur de l'énergie en Afrique subsaharienne par région et la part de l'électricité dans les infrastructures totales (milliards $), 2016-2020 102

CHAPITRE I : L'ETAT DES LIEUX DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE EN AFRIQUE SUB-SAHARIENNE

Introduction

Dans un monde marqué par l'accroissement des activités économiques et les défis liés au réchauffement climatique, l'énergie reste une ressource au cœur des enjeux de développement. De nombreux travaux de recherche ont mis en évidence la relation entre l'énergie (dont l'électricité) et les diverses facettes du développement humain (Fuso et al., 2018 ; Qi et al., 2023 ; Casati et al., 2023 ; Sharma et al., 2019). L'accès à une énergie fiable est généralement considéré comme étant un prérequis essentiel à la croissance économique et à l'atteinte des objectifs sociaux en matière de santé, d'éducation et de réduction de la pauvreté et des inégalités. Dans cette perspective, les questions énergétiques occupent une place centrale dans les objectifs de développement durable, en particulier l'ODD7, qui consiste à « Garantir l'accès de tous à des services énergétiques fiables, durables et modernes, à un coût abordable ».

Le schéma historique de l'évolution des puissances industrielles et des économies émergentes met en exergue le rôle central de l'électrification dans la croissance économique et le développement. En effet, l'avènement de l'électricité a largement contribué au développement des sociétés industrielles modernes après la première révolution industrielle des années 1750 (Linden, 1988). Les pays comme le Royaume-Uni, les Etats-Unis, la France et la plupart des économies aujourd'hui membres de l'Organisation de Coopération et de Développement Economique (OCDE), ont pu développer leurs industries et moderniser leurs sociétés grâce à l'adoption de l'électricité ainsi qu'à l'adaptation des processus de production à son utilisation. L'électrification a également joué un rôle central dans la monté en puissance des économies émergentes. Le programme d'électrification chinois des années 1980 et 1990 a considérablement contribué au développement industriel de l'économie chinoise. D'après Lin et Xu (2024), ce programme avait déjà, à la fin de sa phase pilote, engendré une croissance économique additionnelle des provinces chinoises concernées, de 5,3 points par rapport aux provinces qui n'étaient pas encore concernées.

L'Afrique subsaharienne est l'une des régions du monde les mieux dotées en ressources énergétiques, mais qui dispose d'un taux d'accès à l'électricité parmi les plus faibles. En effet, le secteur énergétique du continent africain regorge d'un potentiel énorme, notamment en termes d'énergie photovoltaïque (le plus grand potentiel au monde). Le continent dispose également de 13% des réserves mondiales en gaz naturel, 7% des réserves mondiales de pétrole, 89% des ressources hydroélectriques inexploitées et un potentiel d'énergie éolienne équivalent à 90 fois la capacité totale installée au niveau mondial.

Par ailleurs, il existe une demande potentielle croissante d'électricité en Afrique subsaharienne tout comme dans les autres pays en développement et émergents. Celle-ci s'explique par de multiples facteurs :

Premièrement, à mesure que les revenus des ménages augmentent et que les températures globales s'élèvent, l'utilisation de la climatisation est appelée à croître de manière spectaculaire (Davis et Gertler, 2015). L'exemple des pays émergents comme la Chine et l'Inde est révélateur. En effet, les ventes d'appareils de climatisation en Chine ont presque doublé en seulement cinq ans, du fait notamment du réchauffement climatique et de la hausse des revenus

(Euromonitor International, 2014). En 2013, 64 millions d'appareils de climatisation ont été vendus en Chine, soit plus de huit fois le nombre vendu aux Etats-Unis. La demande potentielle totale de climatisation en Inde est plus de douze fois supérieure à celle des États-Unis (Sivak, 2013).

Deuxièmement, la croissance démographique du continent africain laisse présager des besoins croissants en électricité au cours des années à venir. Selon l'Agence Internationale de l'Energie, l'augmentation de la population et des revenus en Afrique va fortement contribuer à accroitre la demande en énergie moderne (dont l'électricité) de plus du tiers entre 2020 et 2030 (International Energy Agency, 2022). D'après Wolfram et al. (2012), les populations pauvres et quasi pauvres du monde, dont une bonne partie se trouvent en Afrique subsaharienne, joueront un rôle majeur dans la croissance à moyen terme de la consommation d'énergie. A mesure que l'économie mondiale se développe et que les revenus de ces ménages augmentent, ceux-ci devraient être raccordés au réseau électrique, avoir accès à de bonnes routes et acquérir, pour la première fois, des biens consommateurs d'énergie tels que des véhicules et des appareils électroménagers. L'énergie nécessaire à la fabrication et à l'utilisation de ces nouveaux biens devrait constituer une part importante de la croissance de la demande énergétique à moyen terme.

En somme, la demande d'énergie en Afrique subsaharienne sera de plus en plus croissante et il faudra anticiper par rapport au secteur énergétique et électrique sur le continent. Cependant, la région fait face à une précarité énergétique considérable. Cinq cent soixante millions de personnes, soit environ la moitié de la population totale du continent subsaharien, n'ont pas accès à l'électricité (Banque mondiale, 2025). Ce « paradoxe énergétique africain » s'explique dans sa majorité par des coûts élevés de l'énergie, des capacités limitées en matière de production et de transport d'électricité, des réseaux électriques peu fiables, marqués par des délestages réguliers, des contraintes de financement du secteur énergétique en général et du sous-secteur de l'électricité en particulier, et des performances limitées des cadres de planification et de régulation du secteur de l'énergie. Le problème d'électrification du continent ainsi que ses facteurs explicatifs, contribuent à la pauvreté en Afrique subsaharienne.

Afin de mieux comprendre les facteurs explicatifs de cette léthargie qui caractérise le secteur électrique de la région malgré les potentialités disponibles en matière d'offre et de demande d'électricité, il est important de le disséquer. Ce diagnostic complet du secteur de l'électricité, en plus de rendre compte de son état des lieux, des réformes engagées, des échecs, des contraintes et des défis existants, permettra de comprendre davantage les conditions suivant lesquelles la région pourrait parvenir à une meilleure intégration électrique.

Au regard de ce qui précède, la question centrale à laquelle ce chapitre s'évertue à répondre est la suivante : ***Quelles sont les spécificités structurelles, les contraintes, les réformes et les défis économiques qui caractérisent le secteur de l'électricité en Afrique subsaharienne ?***

L'objectif général du présent chapitre est de faire un diagnostic de la situation actuelle du secteur de l'électricité en Afrique subsaharienne en matière de potentiel disponible, de capacité de production, de contraintes liées à l'offre et à la demande, ainsi que de réformes engagées. Plus spécifiquement, ce chapitre vise à :

- analyser la situation des indicateurs clés du secteur de l'électricité en Afrique subsaharienne, notamment la production, les coûts, l'accès, la fiabilité, etc.

- identifier les principaux défis de nature technique, financière, règlementaire, institutionnelle, etc. du secteur et leur implications économiques,
- analyser les initiatives et réformes dans le secteur de l'électricité en Afrique subsaharienne, de même que les perspectives d'avenir.

Ce chapitre s'articule autour de six sections. La première présente la situation en matière d'accès à l'électricité en Afrique subsaharienne et les défis inhérents. La deuxième aborde les contraintes à la production d'électricité dans la région malgré le potentiel disponible. La troisième fait une analyse du secteur de l'électricité en Afrique subsaharienne du point de vue de l'offre et de la demande. La quatrième aborde les implications économiques ; la cinquième fait l'inventaire des réformes engagées dans le secteur, tandis que la sixième section traite des initiatives pour le financement de l'électricité dans la région.

1. L'électricité en Afrique sub-saharienne : une source d'énergie peu accessible

1.1. L'Afrique subsaharienne demeure la région la moins électrifiée par rapport au reste du monde

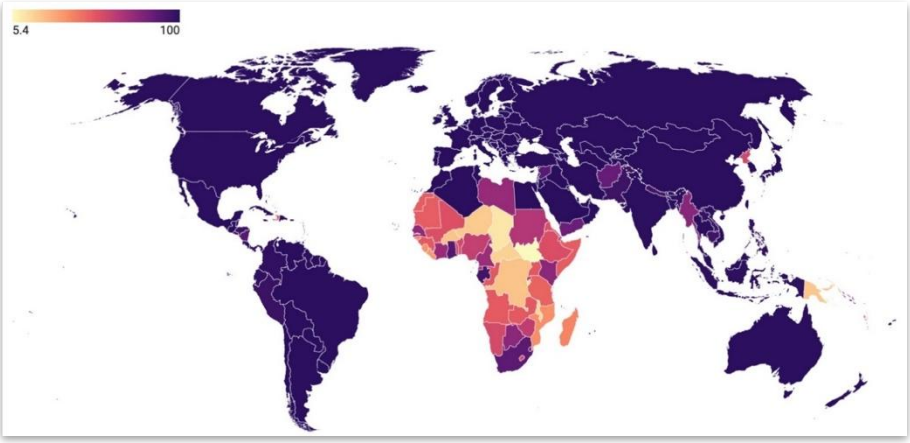
Bien que l'accès ait connu une nette amélioration, le secteur de l'électricité en Afrique subsaharienne affiche un retard considérable par rapport à toutes les autres régions du monde. Entre 2015 et 2020, le taux d'accès à l'électricité de la population sur le continent a progressé de neuf points de pourcentage, passant de 39,1% à 48,5%[2]. Toutefois, en 2023, à peine la moitié de la population subsaharienne (53,3%) était électrifiée[3]. En revanche, au niveau mondial, la part de la population ayant accès à l'électricité est passée de 87% en 2010 à 92% en 2023, soit une augmentation de plus d'un milliard du nombre de personnes ayant accès à l'électricité. Le nombre de personnes privées d'électricité a diminué de près de moitié, passant d'environ 1,1 milliard à 666 millions sur la même période[4].

Plusieurs pays ont ainsi atteint l'accès universel à l'électricité dans le monde, mais sur les 666 millions de personnes vivant encore sans électricité (principalement dans les pays en développement d'Asie et d'Afrique), 85% vivent en Afrique subsaharienne, soit 565 millions d'habitants[5], indiquant que l'accès insuffisant à l'électricité concerne surtout la région. A titre d'exemple, entre 2000 et 2020, près de 1,2 milliard de personnes ont accédé à l'électricité dans les pays en développement d'Asie, faisant passer le taux d'accès de 67% à 97%[6]. En revanche, la population subsaharienne ayant accès à un service électrique a augmenté de 385 millions sur la même période, faisant passer le taux d'accès à l'électricité de 25,7% à 48,5%, soit en moyenne une augmentation de 20 millions de personnes par an accédant à l'électricité. En 2023, le gain de 35 millions de personnes ayant eu accès à l'électricité en Afrique subsaharienne a été à peine supérieur à la croissance démographique de 30 millions, ce qui a entraîné une réduction

[2] *World Devlopment Indicators*, Banque Mondiale, 2023, disponible sur https://donnees.banquemondiale.org
[3] *World Devlopment Indicators*, Banque Mondiale, 2025, disponible sur https://databank.worldbank.org/source/world-development-indicators#
[4] International Bank for Reconstruction and Development, "Tracking SDG 7 : The Energy progress Report" 2021, 2023, 2025
[5] International Bank for Reconstruction and Development, "Tracking SDG 7 : The Energy progress Report" 2025
[6] *CNUCED, « Commodities at a Glance : Special issue on access to Energy in Sub-saharan Africa », 2023*

nette du déficit d'accès de seulement 5 millions de personnes (de 570 millions en 2022 à 565 millions en 2023)[7].

Graphique 1 - Taux d'accès à l'électricité dans le monde en 2022



Source : Auteur, à partir de indicateurs de développement de la Banque mondiale, 2023

Par conséquent, dans toute la région subsaharienne, seuls deux pays ont atteint une couverture quasi universelle en matière d'électrification ; il s'agit des Seychelles (100%) et de l'Ile Maurice (100%). Selon Mckinsey (2015), les pays dont les taux d'électrification sont inférieurs à 80% de la population souffrirait d'une réduction du PIB par habitant. Pourtant, sur le continent, le taux d'accès à l'électricité n'est supérieur à 80% que dans neuf pays, en l'occurrence le Cap vert (98,6%), le Gabon (94,1%), les Comores (89,6%), le Ghana (89,5%), l'Afrique du sud (87,7%), l'Eswatini (86,4%) et Sao Tomé Et Principe (81,3%)[8]. Dans un tiers des pays de l'Afrique subsaharienne, le taux d'électrification ne dépasse pas les 50%.

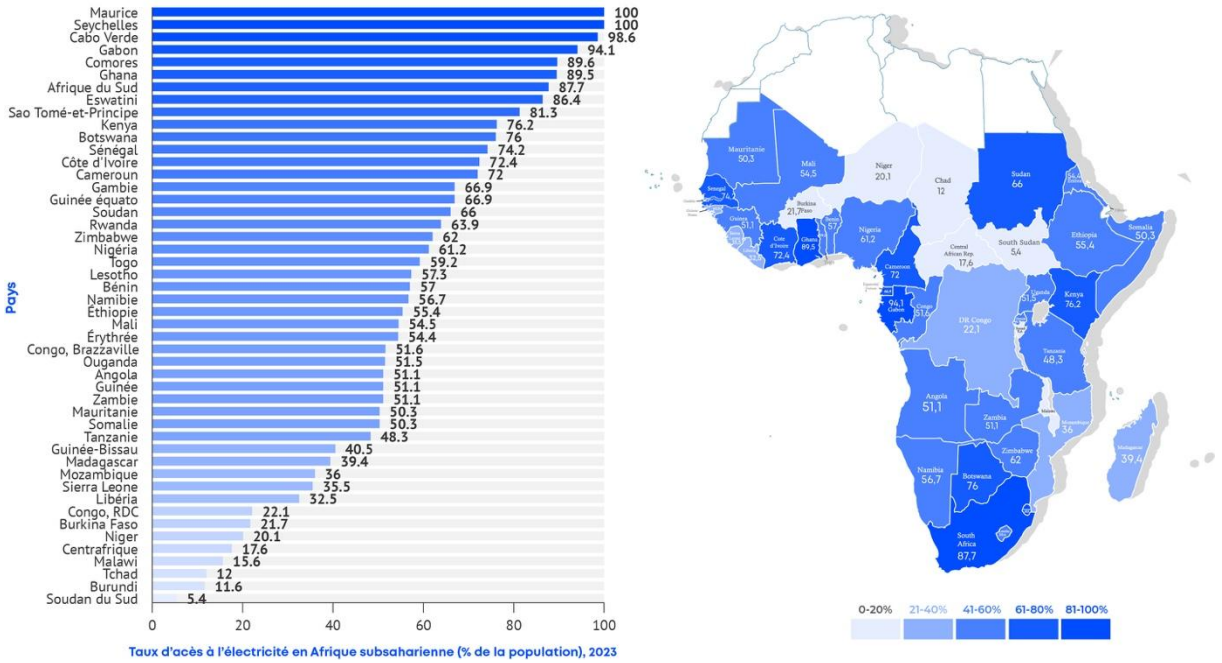
Parmi les vingt pays à l'échelle mondiale dont les populations les plus nombreuses n'ont pas accès à l'électricité, dix-huit se trouvent en Afrique subsaharienne. Les trois premiers pays qui présentent les déficits les plus importants sont le Nigéria (86,6 millions), la République Démocratique du Congo (79,6 millions) et l'Éthiopie (56,4 millions) [9]. Ils représentent à eux seuls, plus d'un tiers de la population mondiale sans électricité. Au cours de la dernière décennie, le taux de progression d'électrification en République Démocratique du Congo et au Nigeria a été inférieur à la croissance démographique ; ce qui a entraîné des augmentations nettes du déficit d'accès de 14 millions et 7 millions de personnes respectivement. En revanche, le Kenya et le Rwanda ont connu l'amélioration la plus rapide, étendant l'électrification respectivement de 69,7 à 76,2% et de 46,6 à 63,9% entre 2019 et 2023[10].

L'analyse de la tendance d'accès à l'électricité en Afrique subsaharienne soulève des particularités. La région dispose d'un taux d'électrification très erratique. Soixante-quatorze pourcents de la population du Sénégal a un accès aux services électriques ; 59% au Togo ; 48% en Tanzanie ; 22% en république Démocratique du Congo ; 15% au Malawi et 5% au Soudan du sud. En outre, le manque d'accès à l'électricité est endémique dans la région, indépendamment du revenu des pays. L'Afrique subsaharienne est la seule région du monde où la majorité des pays affiche un niveau d'électrification inférieur à ce que leur niveau de revenu

[7] International Bank for Reconstruction and Development, "Tracking SDG 7 : The Energy progress Report" 2025
[8] *World Devlopment Indicators*, Banque Mondiale, 2025, disponible sur https://donnees.banquemondiale.org
[9] International Bank for Reconstruction and Development, "Tracking SDG 7 : The Energy progress Report" 2025
[10] International Bank for Reconstruction and Development, "Tracking SDG 7 : The Energy progress Report" 2025

laisserait prévoir (Blimpo et Cosgrove-Davies, 2020). A titre d'exemple, en Guinée Equatoriale et au Botswana où le revenu par habitant s'élève respectivement à 6 679 dollars US et 7 826 dollars US[11], le taux d'accès à l'électricité est de 67% et 76% respectivement. Pourtant, un pays comme les Comores où le revenu par habitant s'élève à 1 682 dollars US, affiche un taux d'accès à l'électricité de 90%.

Graphique 2 -Taux d'accès à l'électricité en ASS (% de la population), 2023

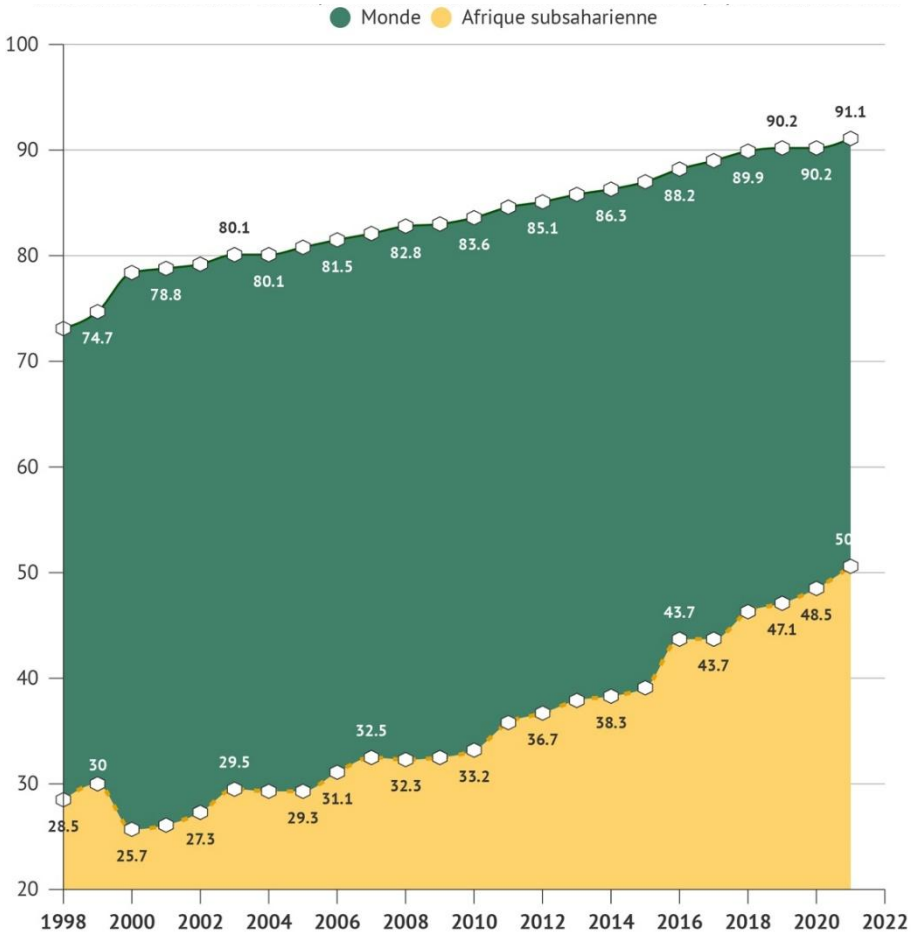


Source : Auteur, à partir de Indicateurs de développement de la Banque mondiale, 2025

Selon *l'African Energy Chamber* (2023), alors que le reste du monde est au-dessus de 90% en matière de taux d'accès à l'électricité et, progresse vers l'accès universel, l'Afrique subsaharienne a progressé plus rapidement, mais les niveaux de départ ont placé la région à des niveaux inférieurs à la moyenne.

[11] Countryeconomy, disponible sur https://fr.countryeconomy.com/gouvernement/pib (consulté le 07 juillet 2025)

Graphique 3 - Évolution du taux d'accès à l'électricité en Afrique subsaharienne et dans le monde



Source : Auteur, à partir de Indicateurs de développement de la Banque mondiale, 2023

Depuis l'an 2000, l'Afrique subsaharienne a en effet réussi à doubler le taux moyen d'accès à l'électricité. De pratiquement 25% à l'époque, elle a réussi à franchir la barre de 50% de taux d'accès à l'électricité en 2021. Pour autant, elle reste loin derrière le niveau de taux d'accès à l'électricité du reste du monde qui est passé de 73,1% à 91,1% sur la même période. Comparativement à la moyenne mondiale, l'Afrique subsaharienne a connu une augmentation plus rapide d'électrification ; toutefois, un écart encore important de plus de 40 points de pourcentage dans les taux d'accès à l'électricité persiste.

1.2. Des progressions sous régionales en matière d'électrification qui contrastent avec un nombre de plus en plus croissant de personnes sans lumière

Le taux moyen d'accès à l'électricité (en 2023) en Afrique subsaharienne masque des disparités au sein des régions. La comparaison régionale montre que l'Afrique de l'ouest dispose du taux d'accès le plus élevé en matière d'électrification qui se situe à 56,6%, suivie respectivement par l'Afrique australe et l'Afrique de l'est, avec des taux d'accès à l'électricité de 54,4% et 52%.

L'Afrique centrale est la région où le déficit d'accès à l'électricité est le plus manifeste, avec un taux d'électrification d'à peine 30%[12].

En termes de progression, l'Afrique de l'est est la région qui a le plus amélioré l'accès des populations à l'électricité ces dernières années. De grands projets énergétiques ont effectivement été réalisés dans la sous-région. Il s'agit en l'occurrence de la mise en place en 2018, de la ferme éolienne du Turkana au Nord du Kenya, l'une des plus grandes du continent, avec une capacité de 310 mégawatts ; la construction en 2019 d'une unité de géothermie (Olkaria V) au Kenya de 160 mégawatts. Il a également été construit en Ouganda en 2019 et en Ethiopie en 2022, respectivement un barrage hydraulique (Isamba) de 183 mégawatts et, la mise en eau du méga-barrage de renaissance qui devrait produire 6 000 mégawatts. Par conséquent, entre 2017 et 2022, le niveau d'électrification dans la sous-région a progressé de plus de 29%, faisant passer le taux d'accès de 40,2% à 52%[13]. Les pays dans lesquels le taux d'électrification a le plus évolué sont le Kenya (55,8% à 76%), le Rwanda (34,1% à 50,6%), l'Ouganda (32,4% à 47%), Madagascar (24,1% à 36%) et l'Ethiopie (44,3% à 55,4%)[14]. Toutefois, en dépit de ces avancées, plus de cents millions de personnes n'ont toujours pas accès à l'électricité dans la sous-région. En dehors des Seychelles et de l'Ile Maurice, qui ont atteint un accès universel aux services électriques, le Cap vert (3,4%) et le Gabon (6,7%) sont les pays qui disposent d'une relative faible proportion de population qui n'ont pas accès à l'électricité. Par contre, la proportion de populations n'ayant pas accès aux services électriques est assez élevée sur le continent et, varie d'un pays à un autre, allant de 43,5% au Benin ; 64% à Madagascar ; 80% au Niger et jusqu'à 90% au Burundi[15].

L'Afrique de l'ouest a vu son taux d'accès à l'électricité augmenter d'environ six points de pourcentage, passant de 49,8% à 56,6%[16] entre 2017 et 2023. Le taux d'accès à l'électricité le plus élevé varie de 97,1% au Cap-Vert à 85,1% au Ghana et à 70,4% en Côte d'Ivoire. Le taux d'électrification varie entre 50 et 70% au Mali, au Nigéria, au Benin, au Togo, en Gambie et au Sénégal. En revanche, il est inférieur à 30% dans les pays tels que la Sierra-Léone, le Burkina-Faso et le Niger en 2023. Par conséquent, plus de 180 millions de personnes demeurent encore sans électricité dans la sous-région. Environ cinquante-cinq pour cent de la population n'a pas accès aux services électriques en Guinée. Cette proportion s'élève à 68% au Libéria et à 80% au Niger.

En Afrique australe, le rythme d'électrification a été moindre entre 2017 et 2023, passant de 50,3% à 54,4%[17]. Seuls l'Afrique du sud et l'Eswatini connaissent un taux d'accès à l'électricité supérieur à 80%, respectivement 86,5% et 82,3%. Dans la sous-région, le Lesotho (33,7% à 50%) et le Mozambique (24,3% à 33,2%) sont les pays qui ont connu une relative amélioration de leur taux d'électrification. Au Malawi, le taux d'accès aux services électriques ne dépasse pas 15%. Toutefois, l'Afrique australe est la région qui abrite le moins de population ne

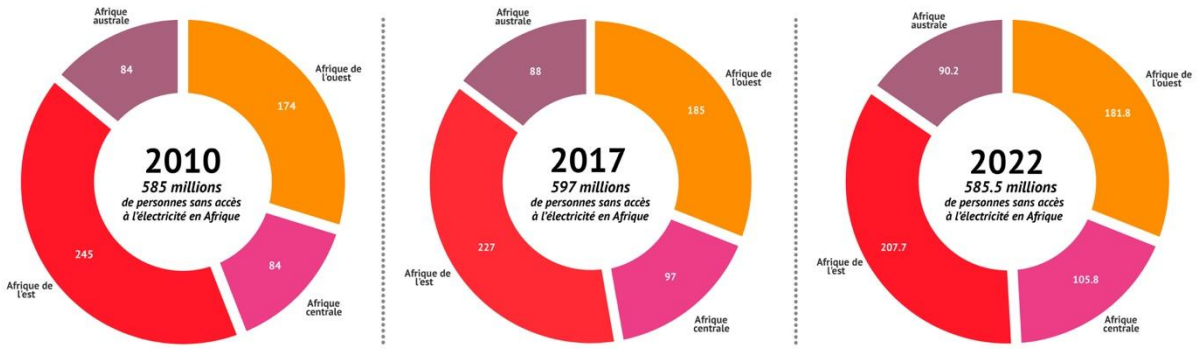
[12] *Africa Energy Portal*, disponible sur https://africa-energy-portal.org/region, consulté le 07 juillet 2025
[13] *Africa Energy Portal*, disponible sur https://africa-energy-portal.org/region/east-africa, consulté le 07 juillet 2025
[14] *World Devlopment Indicators*, Banque Mondiale, 2025, disponible sur https://donnees.banquemondiale.org, consulté le 07 juillet 2025
[15] Africa Energy Portal, disponible sur https://africa-energy-portal.org/database, consulté le 07 juillet 2025
[16] *Africa Energy Portal*, disponible sur https://africa-energy-portal.org/region
[17] *Africa Energy Portal*, disponible sur https://africa-energy-portal.org/region

disposant pas d'électricité (87 millions). Cela représente 13% de la population en Afrique du sud, 24% au Botswana, 50% au Zimbabwe et jusqu'à 86% au Malawi.

La situation en Afrique centrale est la moins reluisante, avec une progression du taux d'accès à l'électricité dans la sous-région d'environ 15% entre 2017 et 2023, le faisant passer de 27,5% à 31,6%[18]. En dehors du Gabon où 93,5% de la population a accès aux services électriques, le taux d'électrification varie considérablement d'un pays à un autre. Relativement élevé à Sao-Tomé et Principe (78%), en Guinée-Equatoriale (67%) et au Cameroun (71%), le taux d'accès à l'électricité est très faible en République Démocratique du Congo (21,5%), en Centrafrique 15,7%) et au Tchad (11,7%). En conséquence, encore 105 millions de personnes ne sont pas électrifiées dans la sous-région. Elles représentent une proportion de 6,7% au Gabon, 78,5% en République Démocratique du Congo ; jusqu'à 86,3% au Tchad[19].

En tout état de cause, le taux d'électrification en Afrique subsaharienne est passé de 43,7% à 50,6% entre 2017 et 2021 et à 53,3% en 2023. Cependant, malgré les efforts conjugués des Etats et des partenaires au développement pour améliorer l'accès aux services électriques des populations, l'Afrique subsaharienne est la région où le nombre de personnes non desservies continue de croitre, en raison notamment du fort taux démographique du continent (en moyenne 2,75% par an)[20]. De ce fait, si le pourcentage d'accès à l'électricité a favorablement évolué, le nombre de personnes ayant accès à l'électricité en Afrique subsaharienne augmente tout autant que ceux qui en sont privés.

Graphique 4 - Nombre de personnes sans électricité en Afrique subsaharienne par région (millions), 2010, 2017, 2022



Source : Auteur, à partir de Africa Energy Portal, 2025

Le taux d'accès à l'électricité n'a pas sensiblement évolué en Afrique subsaharienne étant donné que la croissance démographique et la formation des ménages évoluent autant que le nombre de nouvelles connexions. En 2023, 35 millions de personnes ont eu accès à l'électricité contre une croissance démographique de 30 millions de personnes, conduisant à un gain net de seulement 5 millions de personnes ayant eu un accès à l'électricité. L'Afrique subsaharienne ne parvient pas à suivre la croissance démographique en matière d'accès à l'électricité (Banque Mondiale, 2017).

[18] *Africa Energy Portal*, disponible sur https://africa-energy-portal.org/region

[19] *World Devlopment Indicators*, Banque Mondiale, 2023, disponible sur https://donnees.banquemondiale.org

[20] Indicateurs du développement dans le monde, Banque Mondiale, 2023, disponible sur https://donnees.banquemondiale.org

Le rythme d'électrification et donc l'accroissement de la capacité de production d'électricité restent insuffisants face à la croissance de la population en Afrique subsaharienne.

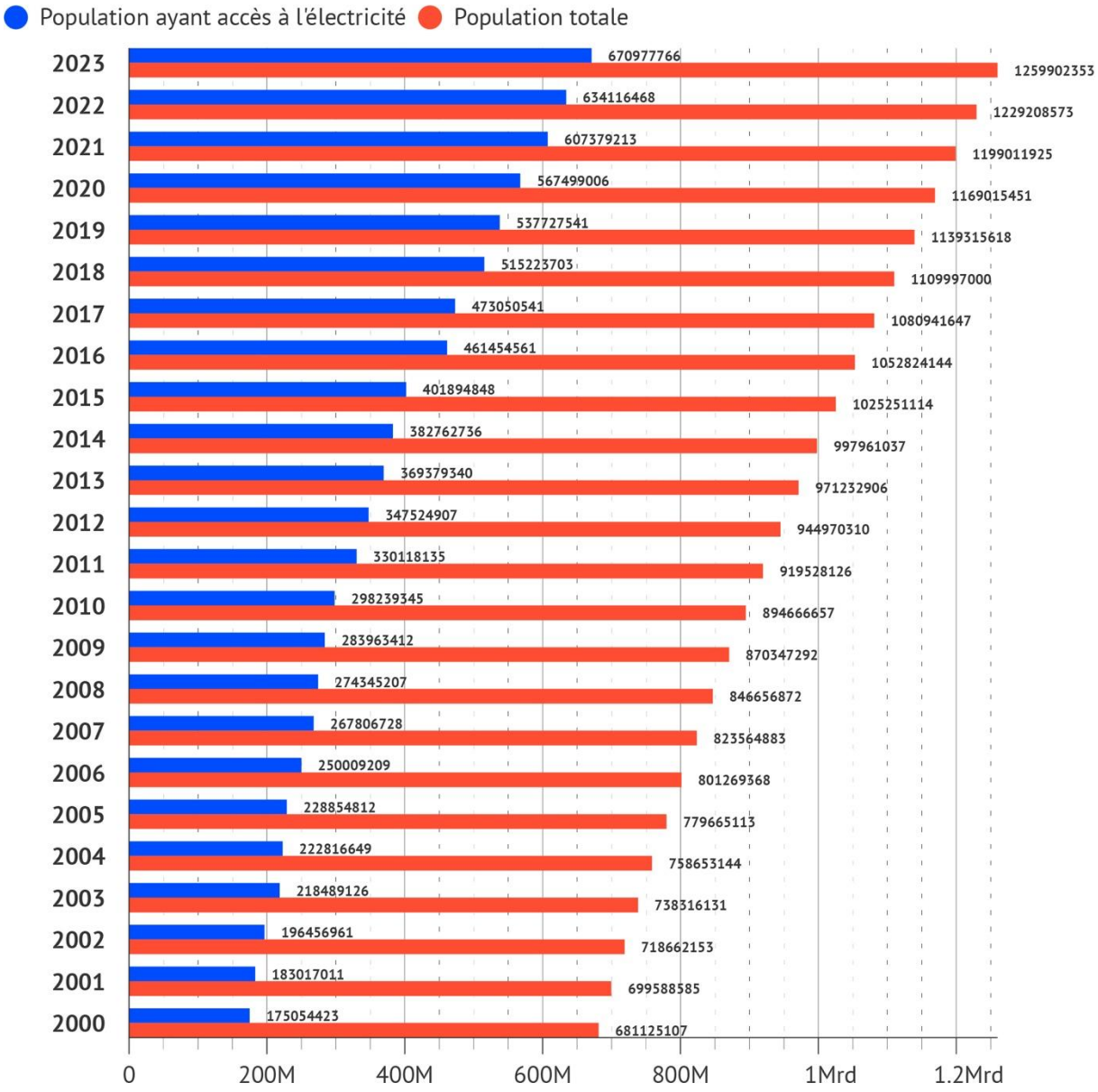
1.3. De multiples facteurs qui laissent présager une pression croissante sur la demande d'énergie électrique en Afrique subsaharienne

En dépit des progressions observées en matière d'électrification sur le sous-continent, l'électricité demeure en deçà du niveau optimal qui permettrait de répondre à la demande, d'autant plus que les besoins énergétiques sur le continent sont de plus en plus importants. L'approche axée sur la demande d'énergie électrique pour mieux comprendre l'évolution probable du secteur de l'électricité en Afrique subsaharienne laisse présager une forte demande d'électricité au regard de certaines tendances, en l'occurrence la démographie, l'émergence d'une classe sociale plus aisée, l'urbanisation, les activités économiques, les changements technologiques, et les changements climatiques.

La région abrite en effet 1,2 milliards d'habitant (Banque Mondiale, 2023), qui devrait passer à 1,40 milliards en 2040 et à 2,09 milliards de personnes en 2050, selon les projections du Département des affaires économiques et sociales des Nations Unies (2022). Cette croissance démographique s'accompagne d'une urbanisation galopante, avec pour corollaire, un besoin d'énergie pour l'éclairage, le transport, les activités économiques, etc. L'Agence Internationale de l'Energie (2022) estime que la seule demande d'énergie pour la ventilation et la climatisation quadruplera au cours de la décennie en réponse à la croissance de l'urbanisation et au changement climatique, qui appellent à des besoins de refroidissement des maisons et des locaux commerciaux et publics.

Le faible niveau de l'offre de l'énergie électrique s'explique également par des facteurs démographiques et l'urbanisation. Les efforts consentis par les Etats pour améliorer le taux d'électrification sont remis en cause par l'accroissement de la population. Sous le poids de la croissance démographique, le nombre de personnes n'ayant pas accès à l'électricité reste quasi inchangé malgré la progression du taux d'électrification.

Graphique 5 - Évolution de la population subsaharienne ayant accès à l'électricité et de la population totale, 2000-2023



Source : Auteur, à partir des Indicateurs du développement dans le monde, Banque mondiale, 2025

La question démographique et migratoire rend l'enjeu de l'accès à l'énergie moderne d'autant plus complexe que les populations vivant dans des petites localités isolées et coûteuses à électrifier, vont tendre à s'établir dans des villes secondaires, dotées d'infrastructures économiques et sociales (Agence Française de Développement, 2012). D'ici 2040, les prévisions indiquent effectivement que la moitié de la population africaine vivra dans les zones urbaines (Département des affaires économiques et sociales des Nations Unies, 2014).

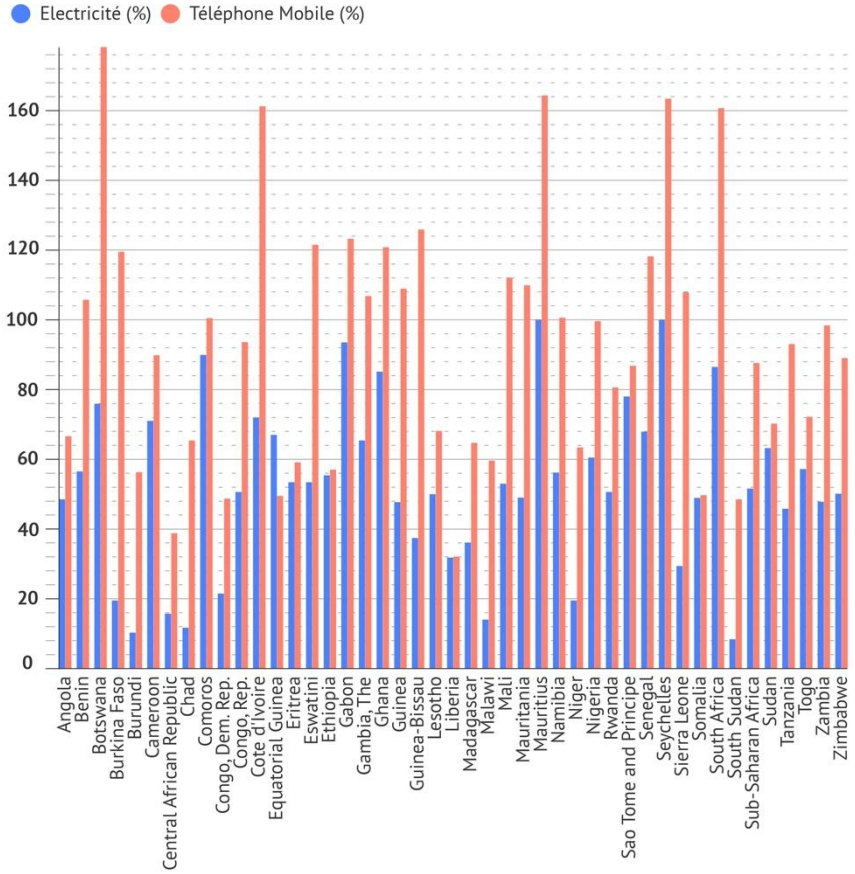
L'absence de services publics de base (eau, électricité, accès aux soins, etc.), la pénibilité et les aléas des activités rurales, ainsi que le manque d'alternatives sont entre autres, les raisons qui poussent les populations à l'exode rural. Les infrastructures ploient sous cette pression démographique et, l'absence de plans d'urbanisation et d'aménagement, ainsi que l'insuffisance des ressources financières conduisent à la multiplication des zones d'habitats

précaires et/ou non contrôlées et par conséquent, non desservies par les services publics (Agence Française de Développement, 2012).

Dans les pays développés et émergents, les effets de l'industrialisation sur la création d'emplois et la croissance économique conduisent à une migration rurale dont la population dispose de revenus pour s'offrir les services d'infrastructures, en l'occurrence énergétiques. A l'inverse dans les pays de l'Afrique subsaharienne, les phénomènes de précarité économique entrainent une migration rurale vers les zones urbaines où se rassemble une masse de population désœuvrée, caractérisée par des conditions de vié précaires et ne disposant d'aucun, sinon de pas assez de moyens pour s'offrir les services d'infrastructures. Dans ce contexte, l'urbanisation croissante, qui souvent facilite l'accès des ménages à l'énergie moderne dans les autres régions du monde, n'est pas systématique en Afrique subsaharienne dans la mesure où la région devrait continuer à connaitre une croissance significative de ses populations urbaines et rurales (*Africa Energy Outlook*, 2014)

Par ailleurs, l'utilisation des technologies de l'information et de la communication nécessite également un besoin particulier pour l'électricité. En Afrique subsaharienne, la forte pénétration des téléphones mobiles par exemple, aussi bien en milieu urbain qu'en milieu rural constitue un indicateur du fort potentiel de l'adoption de l'électricité.

Graphique 6 - Accès à l'électricité et possession de téléphones mobiles en Afrique subsaharienne, 2022



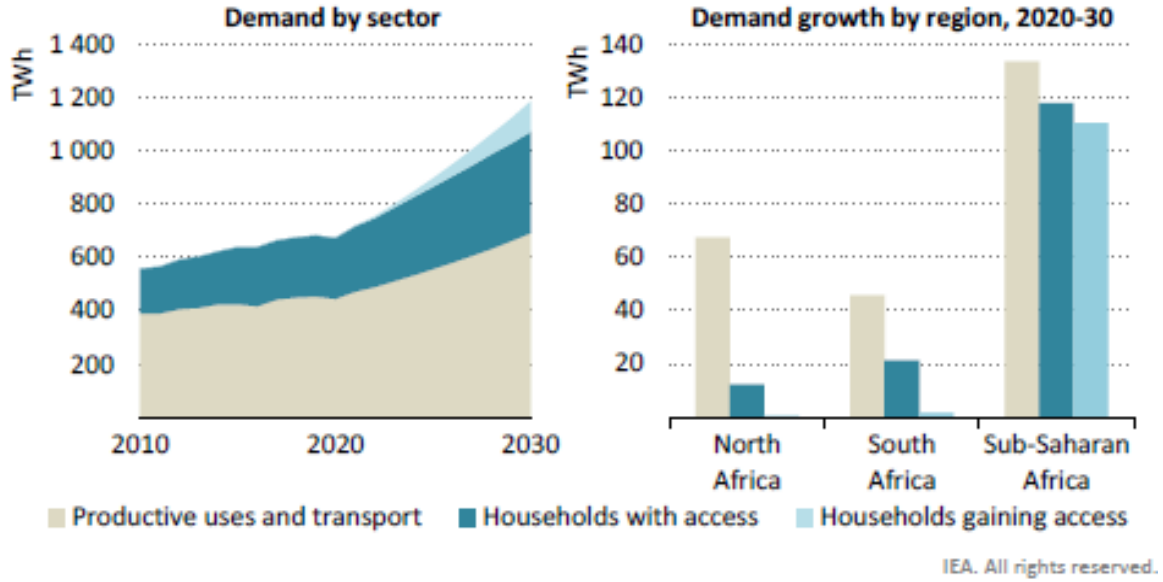
Source : Auteur, à partir des Indicateurs du développement dans le monde, Banque mondiale, 2025

Le graphique 6 montre que le taux de possession de téléphones mobiles par les populations subsahariennes est en général nettement supérieur au taux d'électrification. Au Burkina Faso par exemple où une partie de la population dispose de plus d'un téléphone mobile, le taux de possession de portables dépasse les 119% contre un taux d'électrification de 19%. C'est également le cas en Guinée-Bissau où le taux de possession de portables mobiles atteint 125,9% contre un taux d'électrification de 37%.

Ceci indique également que le taux de possession des téléphones mobiles est nettement plus élevé dans les ménages ruraux que la disponibilité électrique. En moyenne, 59% des ménages ruraux ont un téléphone mobile contre à peine 17% pour l'électricité (Blimpo et Cosgrove, 2020). Les téléphones mobiles doivent être rechargés, et les ménages non raccordés au réseau trouvent des moyens de le faire. Les utilisateurs dépensent, en moyenne, 9,60 USD par an pour recharger les batteries de leurs téléphones cellulaires à l'extérieur de leur domicile, contre une moyenne d'à peine 1,25 USD s'ils disposaient d'un raccordement à l'électricité (Blimpo et Cosgrove, 2020).

En outre, l'expansion des villes, offrant une meilleure opportunité d'emplois et de revenus, ainsi que l'expansion de l'industrie, du commerce et de l'agriculture (de plus en plus mécanique), s'accompagnent aussi, d'un besoin d'utilisation d'énergie productive et, accentuent la pression sur la demande énergétique, notamment électrique.

Figure 2 - Demande d'électricité en Afrique subsaharienne (TWh) 2010-2030



Source : Agence Internationale de l'Energie, 2022

Les tendances de développement de l'Afrique subsaharienne font ainsi prédire une demande de l'énergie électrique considérable. Selon l'Agence internationale de l'énergie (2014), la demande d'électricité en Afrique a augmenté de 35% entre 2000 et 2012. L'Agence estime que cette demande augmentera d'environ 75% au cours de la décennie à venir, passant de 680 TWh à 1 180 TWh d'ici à 2030. La demande totale d'électricité par habitant passera de 500 kWh en 2020 à 700 kWh en 2030. En Afrique subsaharienne, la demande d'électricité pourrait atteindre 390 kWh (IAE, 2022). McKinsey (2015) prévoit que l'Afrique subsaharienne consommera près

de 1 600 térawattheures d'ici à 2040, soit quatre fois plus qu'en 2010. Cette prévision repose sur un certain nombre de facteurs importants, notamment la multiplication par cinq du PIB de la région (avec l'augmentation de la consommation d'électricité notamment par les ménages à mesure que les niveaux de richesse augmentent), le doublement de la population, les niveaux d'accès à l'électricité atteignant plus de 70% d'ici à 2040 (parmi les personnes connectées au réseau, les taux d'électrification passeront de 34% en 2010, à environ 71% d'ici à 2040) et, une urbanisation accrue (les consommateurs urbains consomment généralement trois fois plus d'électricité que les ruraux ; ce qui fait de l'urbanisation, un moteur important de la consommation).

On estime à 7 000 mégawatts par an, le besoin de capacité de production supplémentaire en Afrique subsaharienne pour soutenir la demande non satisfaite, suivre le rythme de la croissance économique et fournir la capacité nécessaire au déploiement de l'électricité (Blimpo et Cosgrove-Davies, 2020).

Les caractéristiques de l'Afrique subsaharienne traduisent inéluctablement un besoin d'énergie électrique plus que jamais important. Dans la mesure où la population de l'Afrique subsaharienne devrait atteindre plus de deux milliards de personnes en 2050, la capacité de production d'électricité devrait augmenter pour répondre à la demande d'une population croissante qui a déjà du mal à accéder aux services énergétiques modernes (CNUCED, 2023).

2. La production d'électricité et l'offre de services demeurent insuffisantes

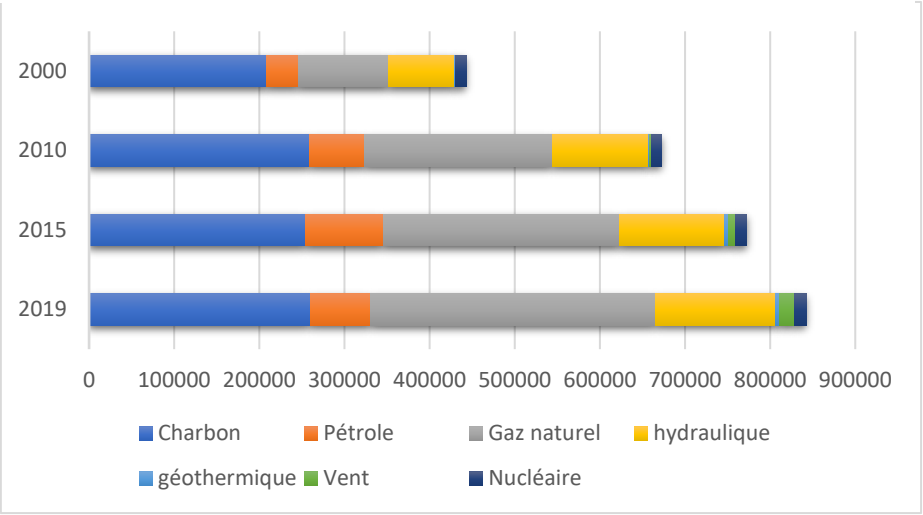
2.1. Un potentiel énergétique abondant, mais encore sous-exploité

La demande énergétique connaît une croissance remarquable dans la région. Elle a augmenté de 45% entre 2000 et 2012, mais ne représente toujours que 4% de la demande mondiale totale (Commission Economique pour l'Afrique, 2015). Pourtant, le continent recèle dans son ensemble, d'un immense potentiel de tous les types d'énergie, tant renouvelable (solaire, biomasse, éolien, hydroélectricité) que non renouvelable (pétrole, gaz).

Le continent africain est réputé pour sa richesse en ressources énergétiques. Dans le contexte mondial, l'Afrique compte 7,5% des réserves mondiales prouvées de gaz ; 7,6% des réserves de pétrole et 3,6% des réserves de charbon. La répartition géographique étant inégale, certains pays africains s'appuient sur leurs ressources nationales en pétrole, ou encore en charbon pour produire de l'électricité, tandis que d'autres dépendent des combustibles importés. Toutefois, la faible capacité du continent à exploiter cette richesse naturelle ne lui permet pas d'en tirer profit et impacte par conséquent, sa production d'énergie électrique.

En termes de sources de production de l'énergie électrique, le gaz naturel et le charbon constituent la principale source de production d'électricité sur le continent.

Graphique 7 - Principales sources de production de l'électricité en Afrique (GWh), 2010 – 2019



Source : Auteur, à partir des données de l'Agence Internationale de l'Energie, 2022

Le gaz naturel est à un tournant décisif en Afrique. Le gaz couvre déjà près de la moitié des besoins énergétiques de l'Afrique du Nord, mais n'a jusqu'à présent été qu'un combustible de niche en Afrique subsaharienne. La part du gaz dans le mix énergétique du continent est d'environ 5 %, l'une des plus faibles au monde. L'avenir pourrait être différent. Une série de découvertes majeures ont eu lieu ces dernières années, en Afrique de l'Est (Mozambique et Tanzanie), en Égypte, en Afrique de l'Ouest (Sénégal et Mauritanie) et en Afrique du Sud, qui ont représenté plus de 40% des découvertes mondiales de gaz entre 2011 et 2018. Ces développements pourraient bien s'accorder avec l'effort de croissance industrielle du continent et avec ses besoins en matière d'approvisionnement électrique fiable (*Africa Energy Outlook*, 2019).

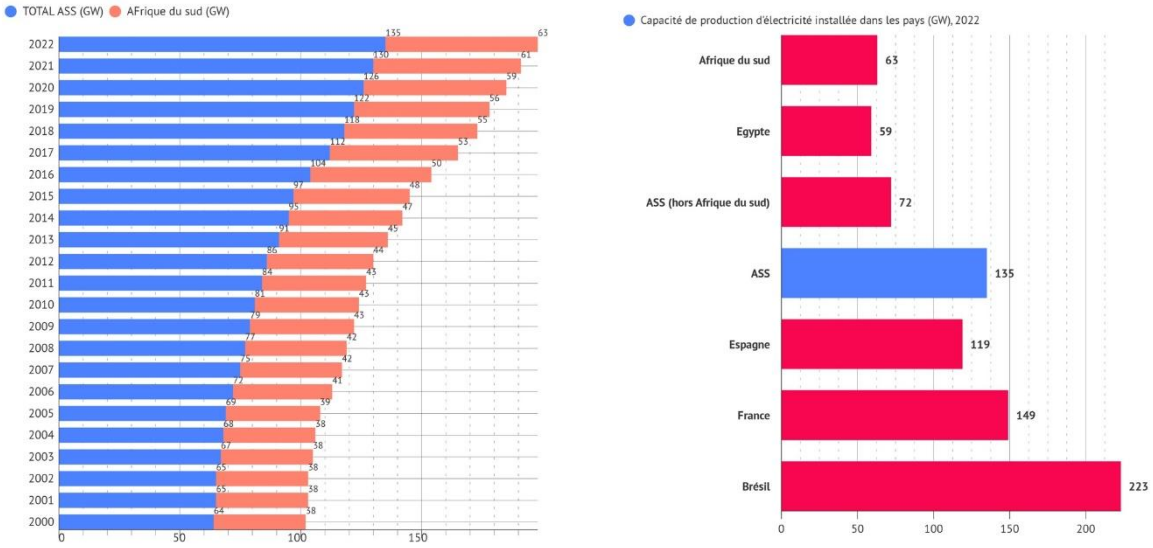
En termes de sources d'énergie renouvelables, les potentiels solaires, hydrauliques, éoliennes, géothermiques ou biomasses pour la production d'électricité ou d'énergie en Afrique sont bien repartis dans le temps et dans l'espace (Agence Internationale de l'Energie, 2019). Avec un flux solaire moyen de 5 à 7 kWh/m^2 /j, contre 3 kWh/m^2 /j en zone tempérée européenne, l'Afrique est le continent le plus ensoleillé de la Terre. Dans le domaine de l'hydraulique, la forme d'énergie la mieux exploitée, l'Afrique détient 10% des réserves mondiales économiquement exploitables, soit environ 1100 TWh. Le potentiel éolien est estimé à 11,2 TWh et le continent a un potentiel exploitable de 15 GW en géothermie. La biomasse est l'une des sources d'énergie les plus anciennes. Le continent concentre 21% des stocks de carbone de la biomasse forestière et représente 30% de la consommation mondiale de bois de chauffe.

Bien que le continent soit doté de sources d'énergie renouvelables et non renouvelables, l'Afrique subsaharienne souffre d'énormes déficits en matière d'approvisionnement et de distribution d'énergie. Plus de 500 millions de personnes n'ont toujours pas accès à l'électricité, dont 80% vivent dans des zones rurales. Cela augmente le coût des activités économiques productives, entravant ainsi le développement durable et inclusif. Dans le même temps, ceux qui ont accès à l'électricité doivent généralement faire face à des prix élevés pour un approvisionnement qui est à la fois insuffisant et peu fiable (Woolfrey, 2016).

2.2. La capacité de production d'électricité en Afrique subsaharienne reste insuffisante pour satisfaire la demande

La production d'électricité est l'un des obstacles à l'élargissement de l'accès à l'énergie électrique en Afrique subsaharienne. Avec une capacité de production installée de 77 GW en 2008 ; 97 GW en 2015 et environ 135 GW en 2022[21], les performances du secteur électrique restent insuffisantes pour répondre à la demande. Le potentiel maximum de production d'électricité des 48 pays de l'Afrique subsaharienne dépasse à peine celui d'un seul pays comme la France (149 GW en 2022). L'Afrique du sud exclue, la puissance installée de l'Afrique subsaharienne se réduit pratiquement de moitié et, tombe à 63 GW, soit une capacité à peine supérieure à celle d'un pays comme l'Egypte (59 GW).

Graphique 8 - Capacité totale de production d'électricité installée en Afrique subsaharienne (GW), 2000-2022



Source : Auteur, à partir des données de Africa Energy Portal, 2025 et Countryeconomy, 2025

Seuls 17[22] sur 48 pays subsahariens, soit un tiers du sous-continent, disposent d'une capacité installée supérieure à 1 GW. Avec un total de 123 GW sur les 135 GW de puissance installée en Afrique subsaharienne, ces pays représentent plus de 90% de la capacité totale. L'Afrique du sud, le Nigéria et l'Angola capitalisent à eux seuls, 83 GW. En outre, 18 pays[23] disposent d'une capacité installée inférieure à 500 MW et 5 pays[24] d'une puissance installée inférieure à 100 MW.

Les efforts des Etats ont tout de même permis à l'Afrique subsaharienne (hors Afrique du sud) de multiplier pratiquement par deux sa capacité installée de production d'électricité entre 2010 et 2022, la faisant passer de 38 GW à 72 GW, avec une croissance annuelle moyenne de 4,9%. En termes de comparaison, dix pays disposaient d'une puissance installée supérieure à 1 GW

[21] *Africa Energy Portal, AFREC Database, 2025*

[22] Afrique du sud, Angola, Cameroun, Congo Démocratique, Côte d'Ivoire, Ethiopie, Ghana, Guinée, Kenya, Nigéria, Sénégal, Ouganda, Soudan, Tanzanie, Zambie, Zimbabwe

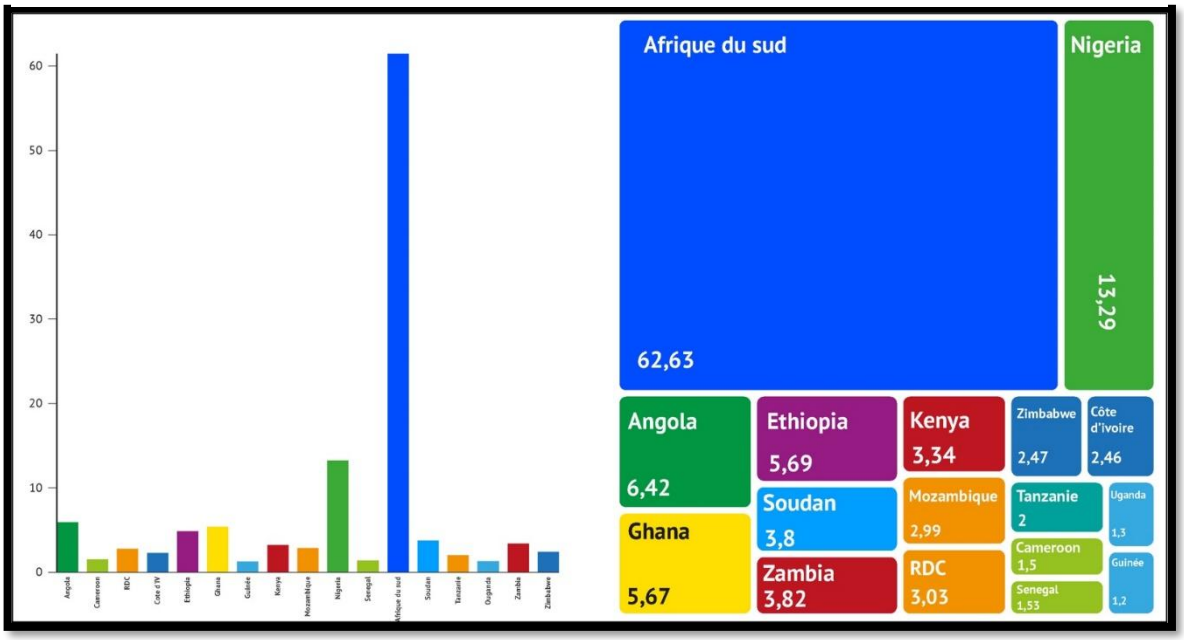
[23] Benin, Burkina-Faso, Burundi, Cap vert, Erythrée, Eswatini, Gambie, Guinée Equatoriale, Libéria, Niger, Rwanda, Seychelles, Sierra Leone, Somalie, Soudan du sud, Tchad, Togo

[24] Centrafrique, Comores, Guinée Bissau, Lesotho, Sao Tome et principe

en 2005 et 16 pays, d'une capacité inférieure à 500 MW. Treize pays ne disposaient pas de plus de 100 MW.

La capacité installée de l'Afrique du sud a augmenté quant à elle de moins de moitié sur la période passant de 43 GW à 63 GW, soit un taux de croissance moyen annuel de 2,6%.

Graphique 9 - Pays disposant d'une capacité de production installée supérieure à 1 GW en Afrique subsaharienne, 2022

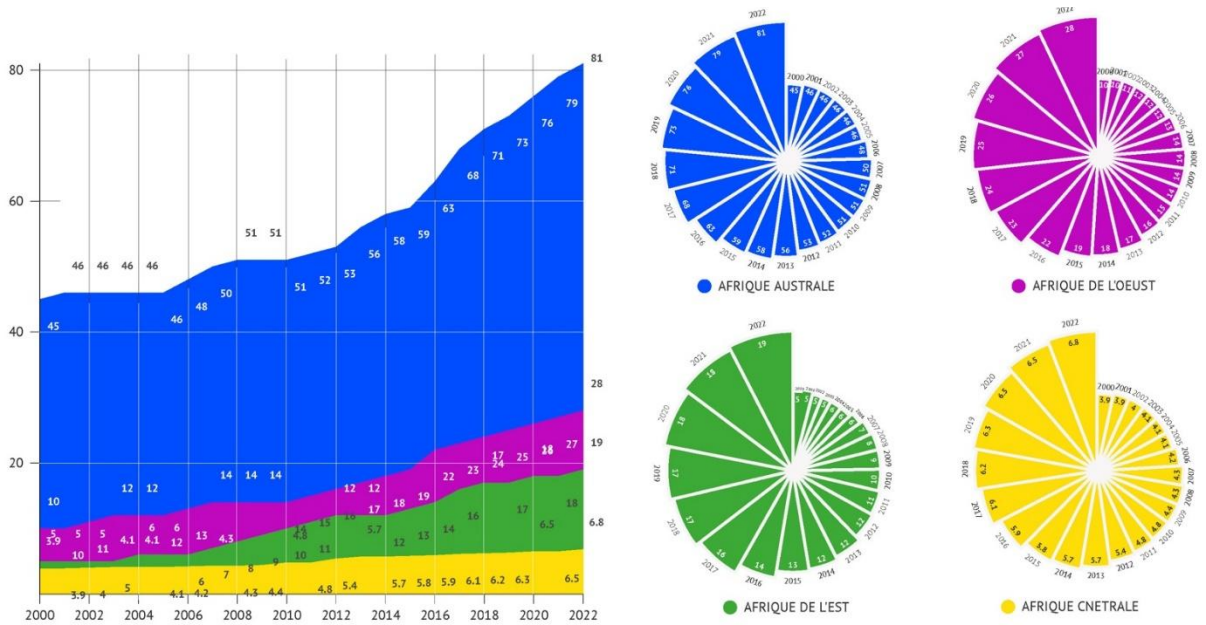


Source : Auteur, à partir des données de Africa Energy Portal, 2025

Une des particularités en Afrique subsaharienne réside dans le fait que la capacité de production électrique des pays de l'Afrique subsaharienne est parfois disproportionnée par rapport à la taille de leur population. L'Afrique du sud, qui dispose de la plus grande puissance installée de l'Afrique subsaharienne, soit 63 GW abrite une population de 59 millions d'habitants ; dont 88% à accès à l'électricité. Par contre, le Nigéria qui arrive en deuxième position, avec une capacité de production d'électricité de 13 GW, compte 213 millions d'habitants, avec un accès de la population aux services électrique de 61%. En revanche, avec une population de 120 millions d'habitants, l'Ethiopie dispose d'une puissance installée d'environ 5 GW.

En termes de progrès énergétique dans les différentes régions communautaires, l'Afrique australe est celle qui a le plus augmenté son potentiel de production d'électricité. Entre 2010 et 2021, sa capacité installée a augmenté de 52 GW à pratiquement 81 GW, soit un taux de croissance annuel moyen de 3,4%. La capacité de production de l'Afrique du sud à elle seule a crû de deux tiers passant de 43 GW à 63 GW sur la période ; ce qui signifie que, hors Afrique du sud, la capacité installée de la région australe est passée de 9 GW à 18 GW. L'Afrique de l'ouest et la région de l'est ont fait croître leurs capacités de production électrique respectivement de 14 à 20 GW et de 10 à 19 GW. La capacité installée de l'Afrique centrale n'a crû que de 5 GW à 7 GW sur la période.

Graphique 10 - Capacité de production installée d'électricité par région en Afrique subsaharienne (GW), 2000-2022



*Source : **Auteur, à partir des données de Africa Energy Portal, 2025***

Selon Foster et Briceno-Garmendia (2010), la croissance économique est un moteur important de la demande de capacité de production électrique. Pourtant, avec un taux de croissance économique moyen de 3,6% en 2022 (Banque Mondiale, 2023), la capacité installée de production d'électricité en Afrique subsaharienne reste insuffisante pour couvrir les besoins énergétiques. Outre le faible niveau de capacité installée, une partie de celle-ci est hors d'état de fonctionnement du fait principalement de la vétusté des infrastructures et du manque d'entretien. On estime qu'un quart de la capacité de production d'électricité est indisponible en Afrique subsaharienne compte tenu du vieillissement des centrales et du manque de maintenance (Eberhard et al., 2008 ; Eberhard, 2015). L'insuffisance d'investissements en faveur de la capacité de production d'électricité serait même au cœur de la crise énergétique en Afrique (Eberhard, 2014).

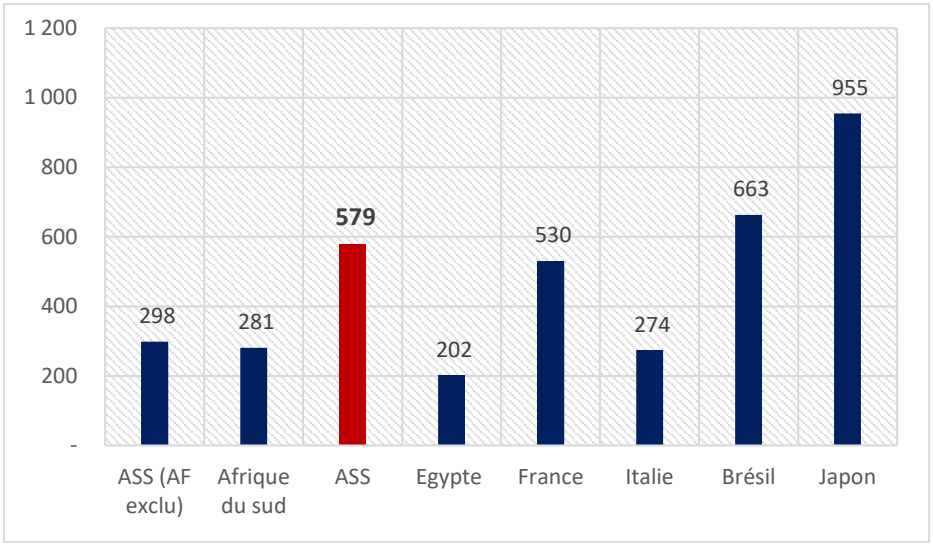
2.3. Une production d'électricité à la limite des capacités

En raison de la faible capacité de production d'électricité installée, les producteurs d'électricité de l'Afrique subsaharienne peinent à fournir une électricité fiable et abordable à leurs clients.

Le niveau de production d'électricité de l'Afrique subsaharienne est ainsi proportionnel à sa capacité de production et, dépend des installations électriques fonctionnelles. Avec 15% de la population mondiale[25], les centrales électriques de l'Afrique subsaharienne ne produisent que 579 TWh d'électricité, soit 2,1% du total mondial. Environ la moitié de cette électricité est produite par l'Afrique du sud (281 TWh). Comparativement, en 2004, les 334 TWh d'électricité produite par l'Afrique subsaharienne représentaient environ 2% du total mondial (Eberhard et al., 2008).

[25] Indicateurs du développement dans le monde, Banque Mondiale, 2025, disponible sur https://donnees.banquemondiale.org

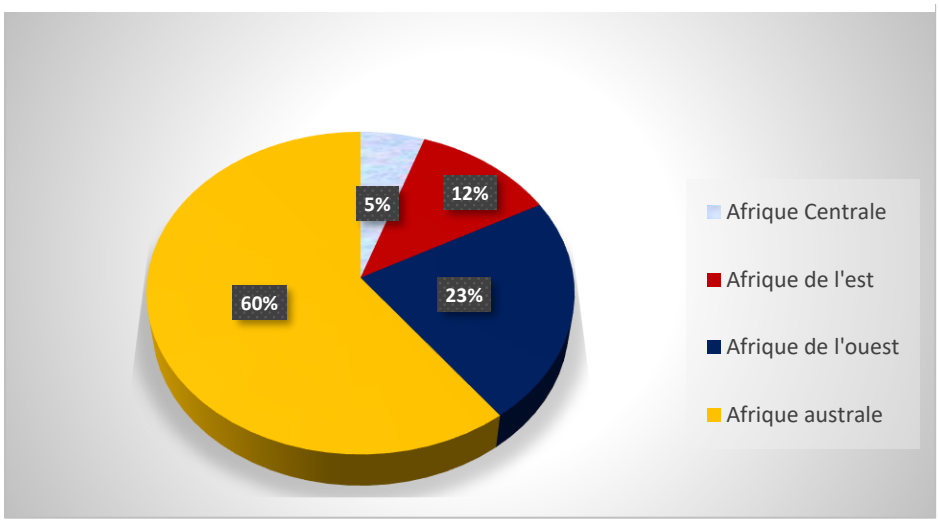
Graphique 11 - Production d'électricité (TWh), 2022



Source : Auteur, à partir des données de Africa Energy Portal, 2023 et Countryeconomy, 2023

La production d'électricité de l'Afrique subsaharienne (Afrique du sud exclue), est à peine comparable à celle des pays à l'échelle mondiale. La région produit 298 TWh tandis que la production totale d'électricité de l'Egypte est de 202 TWh, celle de la France s'établit à 530 TWh et à 663 TWh au Brésil (*Countryeconomy*, 2022).

Graphique 12 - Production d'électricité par région en Afrique subsaharienne, (TWh), 2021



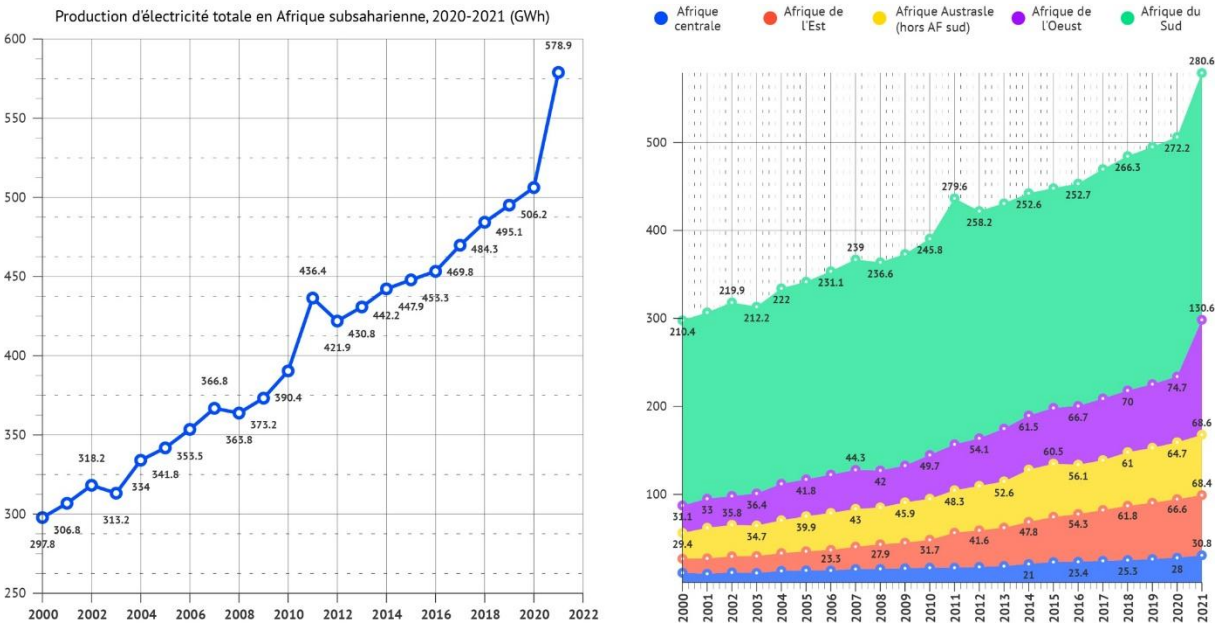
Source : Auteur, à partir des données de Africa Energy Portal, 2023

L'Afrique australe produit la plus grande quantité d'électricité, avec une quantité d'environ 350 TWh, représentant 60% de la production totale de l'Afrique subsaharienne. Avec une production de 131 TWh, l'Afrique de l'ouest concentre 23% de la production d'électricité totale du contient subsaharien. L'Afrique de l'est et du centre totalisent ensemble 99 TWh, représentant respectivement 12% et 5% de la production d'électricité de l'Afrique subsaharienne.

En termes d'évolution, la production d'électricité en Afrique subsaharienne a pratiquement doublé en vingt ans. La progression a été plus soutenue à partir de 2011, passant de 436 TWh à 579 TWh en 2021, avec un taux de croissance annuel moyen de 3,8%. Les niveaux de

production d'électricité de l'Afrique australe sont largement tirés par l'Afrique du sud, qui produit 210 TWh sur les 240 TWh d'électricité produite par toute la sous-région (*Africa Energy Portal*, 2023).

Graphique 13 - Production d'électricité en Afrique subsaharienne et par région (TWh), 2000-2021



Source : Auteur, à partir des données de Africa Energy Portal, 2023

L'analyse temporelle montre toutefois que bien que l'Afrique du sud part avec une grande longueur d'avance depuis les années 2000, son niveau de production d'électricité a connu une progression légère sur la période de vingt ans. Pendant que la quantité d'électricité produite par l'Afrique du sud a augmenté de 33% entre 2000 et 2021, celle de l'Afrique de l'est a crue de pratiquement 327% et celle de l'Afrique australe (hors Afrique du sud) de 133%. Les efforts réalisés en Afrique centrale ont fait augmenter la production électrique de 183% sur vingt ans.

Un examen plus près de la production d'électricité dans les régions subsahariennes indique que l'Afrique de l'est a connu un net accroissement de sa production à partir de 2010. Entre 2010 et 2011, la quantité d'électricité produite dans la région a augmenté de 25,4% passant d'environ 32 TWh à presque 40 TWh, constituant la plus grande prouesse. A partir de 2012, la production d'électricité a augmenté, avec une moyenne du taux de croissance annuelle de 5,6% pour atteindre 68,4 TWh en 2021.

L'Afrique de l'est et l'Afrique australe (Afrique du sud exclue) étaient presque au même niveau de quantité d'électricité produite dans les années 2000. Cependant, la croissance de la production d'électricité dans la région Est, avec une moyenne de taux de croissance annuel de 7,2% en vingt ans, contre 4,2% dans la région australe a permis à l'Afrique de l'est de rattraper le niveau de l'Afrique australe (Afrique du sud exclue) pour atteindre respectivement 68,6 TWh et 68,4 TWh en 2021.

En revanche, l'Afrique du sud est la zone où la production d'électricité a connu la plus faible croissance. Entre 2000 et 2010, la quantité d'électricité produite a augmenté, avec une moyenne du taux de croissance annuel de seulement 0,8%, hormis des pics de taux de croissance

d'environ 14% en 2011 et 3% en 2021. La production d'électricité est ainsi passée de 210 TWH en 2000 à 280 TWh en 2021.

En Afrique centrale, les faibles performances du secteur électrique dont est caractérisée la région se traduisent par un niveau de production d'électricité également minime. La quantité d'électricité produite, environ 11 TWh en 2000, n'est passée qu'à presque 17 TWh sur une période de dix ans. Mais à partir de 2012, l'augmentation de la production d'électricité dans la région, avec une moyenne du taux de croissance annuel de 6,3%, a fait passer le niveau de production d'électricité à pratiquement 31 TWh en 2021.

Toutefois, le rythme d'augmentation de la capacité de production de l'électricité en Afrique subsaharienne reste insuffisant pour couvrir la demande des consommateurs, qu'il s'agisse des ménages, des commerciaux, de l'administration ou des industriels.

En plus de la faible quantité d'électricité produite en Afrique subsaharienne, due à l'absence de capacités de production suffisante, le vieillissement du parc de production et la vétusté des infrastructures, en l'occurrence celles des transmissions et de distribution, ne permettent pas un approvisionnement fiable de l'électricité. En outre, le vieillissement des câbles à haute tension et des transformateurs entraîne souvent l'impossibilité d'acheminer l'électricité de son point de production (par exemple, une centrale au charbon ou au gaz, ou un parc éolien) jusqu'à une sous-station électrique. De là, le manque de poteaux et de câbles entrave la capacité à transporter l'électricité de la sous-station jusqu'aux utilisateurs finaux (Arlet et al., 2019).

2.4. Des coûts élevés de l'électricité, conséquences de coûts de production exorbitants et d'infrastructures médiocres

Le secteur énergétique de l'Afrique subsaharienne est caractérisé par une capacité de production insuffisante, un réseau limité et des services peu fiables, qui influent sur les tarifs de l'électricité. Le coût de production de l'électricité en Afrique subsaharienne est exceptionnellement élevé. Il existe plusieurs facteurs de variation de ces coûts de l'électricité d'un pays à un autre. En effet, quarante-six pour cent des centrales fonctionnent avec du fioul industriel, contre seulement 6% dans le reste du monde. La plupart des Etats importent leur combustible, faute de raffineries, y compris certains Etats producteurs de pétrole. A cela, s'ajoute l'utilisation intensive de groupes électrogènes par les sociétés d'électricité, avec un coût de production de 50% à 100% plus élevé que le kilowattheure produit à partir d'hydrocarbures, et trois fois le coût du kilowattheure produit par unité hydroélectrique de 500 MW (Observatoire Europe Afrique 2030 ; 2015). En outre, l'obsolescence des infrastructures et le manque d'usage de nouvelles technologies dans la production entrainent des coûts élevés de la production électrique ; sans compter la vétusté des lignes de transport et de distribution qui engendrent des pertes d'électricité et de revenus considérables pour les compagnies électriques. Aussi, la faible densité du tissu industriel et la faible proportion de ménages consommateurs d'électricité dans la majorité des pays subsahariens ne permet-elle pas aux sociétés d'électricité de réaliser des économies d'échelle et de disposer de revenus suffisants pour financer le développement de leurs réseaux. Dans un tel contexte, le raccordement d'un ménage supplémentaire n'est pas rentable ; ce qui diminue la motivation des compagnies électriques à rationaliser le processus de raccordement et à éliminer les obstacles à l'accès. L'ajout d'un consommateur supplémentaire au tarif minimal entraine plutôt des pertes pour les compagnies (Blimpo et Cosgrove, 2020).

Au-delà de ces facteurs, l'Afrique subsaharienne est caractéristique d'une géographie et d'une structure économique particulières et, contraignantes au développement des infrastructures énergétiques (Yepes, Pierce et Foster, 2008). En effet, la région se caractérise par une densité globale de la population relativement faible (49 personnes au kilomètre carré en 2021, contre 60 dans le monde), un faible taux d'urbanisation (42% contre 75% dans le monde), mais une croissance urbaine relativement élevée (4,5% par an – OCDE, 2020), un nombre relativement élevé de pays enclavés (15) et de nombreuses petites économies.

La fragmentation des réseaux d'infrastructures africains est le reflet de celle des Etats. L'Afrique subsaharienne compte 48 pays, dont la majorité sont de petites tailles. La majeure partie des pays ont une population de moins de 20 millions d'habitants et des économies inférieures à 10 milliards de dollars américain. La connectivité inter-régionale est très faible en termes d'infrastructures, notamment d'interconnexions électriques. Il existe peu d'interconnexions transfrontalières favorables à un commerce régional de l'énergie, en dépit du fait que beaucoup de pays sont trop petits pour produire eux-mêmes une électricité économiquement rentable (Foster et Briceno, 2010).

Autant la répartition dans l'espace que les caractéristiques économiques, constituent des problèmes majeurs pour la réalisation des objectifs de développement de l'Afrique subsaharienne, en l'occurrence l'accès universel à l'énergie.

Conséquences de ces particularités, des réseaux électriques et des marchés trop étroits, une faible concentration des consommateurs, des économies trop fragiles pour porter les investissements nécessaires, dédiés au financement des infrastructures énergétiques qui sont généralement très coûteuses. De plus, les capacités de consommation d'électricité, très modestes dans les pays, ne permettent pas des retours sur investissements rapides et attractifs (Heuraux, 2011).

Le manque d'investissement dans les infrastructures est l'un des principaux facteurs qui explique le retard dans le secteur énergétique de l'Afrique subsaharienne. Dans la majorité des cas, la faiblesse économique des Etats ne leur permet pas d'assurer les investissements nécessaires pour la modernisation et l'extension des infrastructures énergétiques. En outre, la sous exploitation des infrastructures existantes, compte tenu de leur vétusté limite encore les capacités de production d'électricité. Le réseau de transport électrique du continent est désuet. Les lignes de transport, datant parfois des époques coloniales sont vétustes, causant d'énormes pertes dans le transport de l'électricité. On estime à 23,3% la moyenne des pertes en lignes sur le continent ; une moyenne doublement supérieure à la norme de 10% (Blimpo et Cosgrove, 2020). L'insuffisance du développement des réseaux de distribution de l'électricité pour raccorder les foyers et répondre aux besoins des industries demeure une problématique.

Par ailleurs, la sous-facturation de l'électricité, du fait de la réglementation des tarifs dans la majorité des pays ne permet pas le recouvrement des coûts d'exploitation. S'ajoute à cela, l'inefficacité notable dans la perception des recettes. Selon la Banque Mondiale (2020), bien que le secteur résidentiel représente 95% des clients des services publics d'électricité sur le continent, il contribue seulement à 50% des recettes. La tarification de l'électricité destinée aux clients commerciaux et industriels est donc aussi importante pour le recouvrement des coûts. Pourtant, ni les clients commerciaux, ni les clients industriels ne sont prêts à payer des tarifs permettant un recouvrement complet des coûts, essentiellement pour les raisons de compétitivité. Les recettes moyennes perçues par unité électrique vendue sont ainsi

sensiblement inférieures au tarif moyen réel facturé. Les raisons également invoquées pour expliquer les pertes financières des compagnies électriques sont entre autres le manque de viabilité financière des projets, la faute de solvabilité des compagnies électriques (qui pratiquent des tarifs trop bas que l'Etat ne peut pas compenser), la mauvaise gouvernance des compagnies qui se trouvent pénalisées par des résultats insuffisants (70% des compagnies africaines d'électricité déclarent 20% de perte de système et la plupart ne dépassent pas 90% de recouvrement des recettes), (Heuraux, 2011).

Le manque de ressources conduit ainsi à consacrer l'essentiel des dépenses dans le secteur énergétique à l'exploitation des systèmes électriques, au détriment des investissements nécessaires pour la modernisation du réseau et la maintenance des systèmes de production et de distribution d'électricité pour répondre convenablement à la demande. Il en résulte un service énergétique médiocre.

La déficience des infrastructures et la faible qualité des services énergétiques dans les pays de l'Afrique subsaharienne engendrent des coûts considérables. La Banque mondiale (2020) estime à 3,3 milliards de dollars par an, les coûts liés aux inefficacités opérationnelles des services énergétiques dans la région, tandis que la sous-tarification de l'électricité se traduit par des pertes annuelles d'au moins 2,2 milliards de dollars. Si des tarifs permettant un recouvrement complet des coûts sont abordables dans les pays dotés de systèmes de production hydroélectrique ou à charbon, efficaces et de grandes tailles, cela n'est pas le cas dans la majeure partie des pays de l'Afrique subsaharienne qui dépendent de petites centrales au pétrole. La dépendance de la production de l'électricité basée sur le pétrole entraine des coûts d'électricité relativement plus élevés que la production non basée sur le pétrole (hydroélectricité, charbon, gaz). Pourtant dans la majorité des pays, les centrales fonctionnent avec du fioul ou du diesel, même dans les pays qui disposent de ressources hydroélectriques ou de gaz.

En tout état de cause, les inefficacités opérationnelles, d'une part, ralentissent le rythme de l'électrification et empêchent les services publics d'équilibrer l'offre et la demande. D'autre part, elles conduisent à des prix de l'électricité très élevés, excluant du marché, une partie des ménages dont les revenus ne permettent pas de payer le service.

Les conséquences d'un tel modèle de production d'électricité techniquement inefficace apparaissent clairement lorsque l'on compare les coûts d'exploitation des systèmes électriques. Le coût d'exploitation moyen des systèmes électriques essentiellement basés sur le diesel atteint 0,20 dollar par kilowattheure, soit un coût supérieur à celui des systèmes hydroélectriques (0,10 dollar par kilowattheure). De même, les pays dotés de petits systèmes électriques nationaux (d'une capacité installée inférieure à 200 MW) sont pénalisés par des coûts d'exploitation pouvant atteindre 0,15 dollar par kWh par rapport à en moyenne 0,10 dollar par kWh dans les pays dotés de grands systèmes électriques nationaux (d'une capacité installée supérieure à 500 MW). Les pays enclavés et les États insulaires subissent une pénalité supplémentaire liée au coût élevé du transport des combustibles fossiles qui peut atteindre 0,20 dollar par kWh contre 0,10 dollar par kWh dans les pays côtiers (Eberhard et al., 2008).

Les tarifs de l'électricité peuvent ainsi varier entre 0,02 et 0,46 dollars par kilowattheure en Afrique subsaharienne alors qu'ils se situent entre 0,05 et 0,10 dollars par kilowattheure dans les autres régions en développement. Par exemple, le tarif moyen de l'électricité en Afrique subsaharienne est de 0,14 dollar par kilowattheure, comparé à 0,04 dollars par kilowattheure en

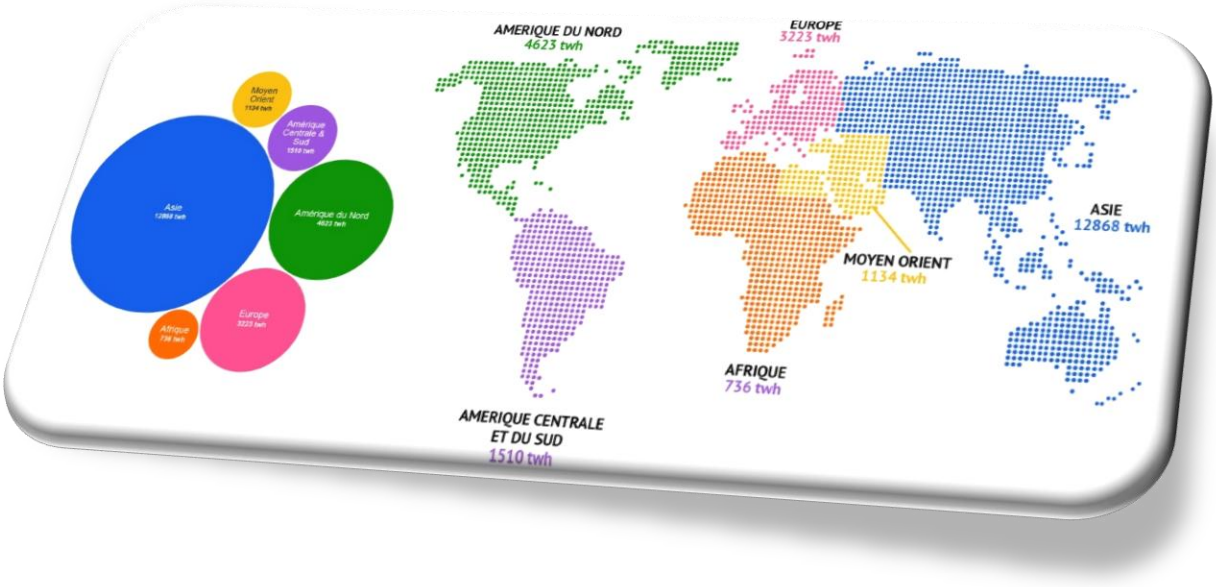
Asie du sud et de 0,07 dollar en Asie de l'est (Foster et Briceno, 2010). Le prix moyen de l'électricité en Afrique subsaharienne est deux fois plus élevé que dans les autres régions en développement, mais l'approvisionnement en électricité n'est pas fiable sur l'ensemble du continent (Eberhard et al., 2011).

2.5. Le faible niveau d'accès à l'électricité et l'application de tarifs élevés traduisent un niveau de consommation minime

L'incapacité à produire suffisamment d'électricité à partir du potentiel installé, qui en soi est faible pour une population d'environ 1,2 milliard d'habitants[26], contribue en partie au faible accès à l'électricité en Afrique subsaharienne et à sa faible consommation.

Il n'est donc pas surprenant que l'Afrique subsaharienne participe très faiblement à la consommation d'énergie mondiale. La consommation en électricité de la région subsaharienne se situe à 467 TWh ; l'Afrique du sud concentre à elle seule une consommation d'électricité de 210 TWh. En comparaison à d'autres régions du monde, le niveau de consommation de l'électricité s'élève à 1 510 TWh en Amérique centrale et du sud ; il se situe à 3 223 TWh en Europe, à 4 623 TWh en Amérique du nord et à 12 868 TWh en Asie. Cet écart important entre la consommation d'électricité en Afrique subsaharienne et celle des pays développés s'explique en grande partie par une plus forte concentration de l'industrie, un taux de motorisation plus élevé et une utilisation plus importante des appareils électriques dans les pays développés (*The Economist*, 2022).

Graphique 14 - Consommation d'électricité par région dans le monde (TWh), 2023

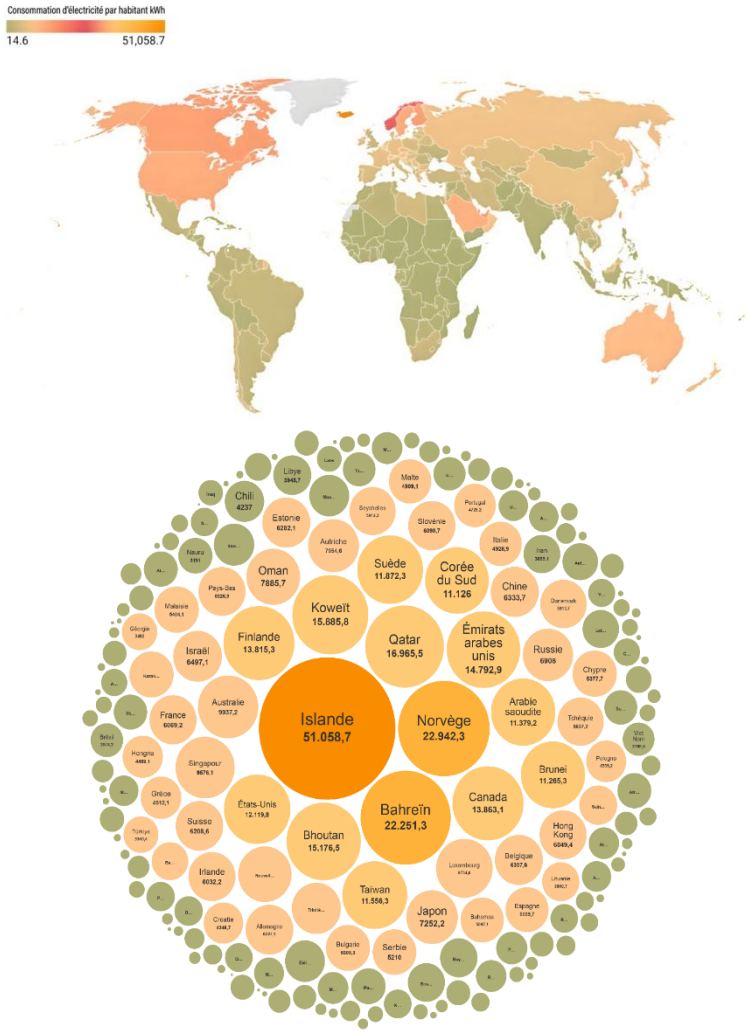


Source : Auteur, à partir des données de Statista, 2025

[26] Indicateurs du développement dans le monde, Banque Mondiale, 2023, disponible sur https://donnees.banquemondiale.org

La consommation moyenne d'électricité par habitant en Afrique subsaharienne (hors Afrique du sud) est de 185 kWh[27] ; ce qui est bien inférieure aux niveaux de consommation à l'échelle d'un pays comme le Brésil de 2 874 kWh, ou de la Chine, où un habitant consomme en moyenne 6 333 kWh, ou encore d'un pays comme la France, avec une consommation par habitant d'environ 6 070 kWh[28]. La consommation moyenne en Afrique subsaharienne est également inférieure au seuil minimum fixé par l'Agence Internationale de l'Energie, à savoir 250 kWh pour les ménages ruraux et 500 kWh pour les ménages urbains (CNUCED, 2023).

Graphique 15 - Consommation d'électricité par habitant dans le monde (kWh), 2023



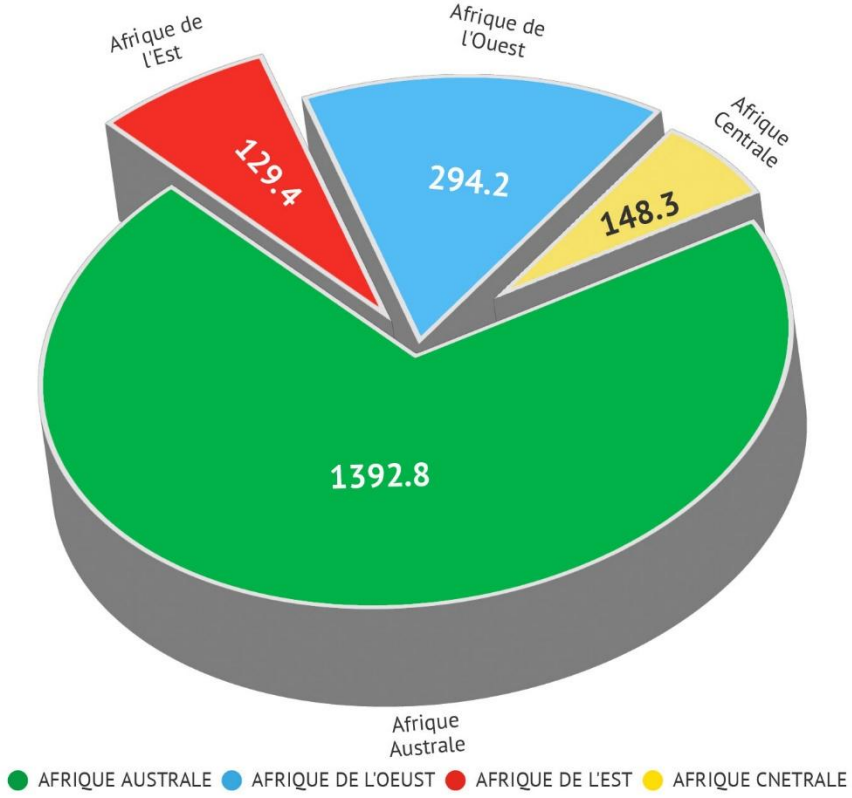
Source : Auteur, à partir de Countryeconomy, 2025

Néanmoins, le faible niveau de consommation de l'énergie électrique observé sur le continent subsaharien masque des disparités importantes d'une région à une autre. L'Afrique australe concentre le niveau de consommation d'électricité par habitant le plus élevé, soit 1 392,8 kWh. Un niveau de consommation qui contraste avec celui de l'Afrique de l'est (le plus faible) qui se

[27] *The Economist, 2022*
[28] *Countryeconomy, https://fr.countryeconomy.com/energie-et-environnement/electricite-consommation, 2025*

situe à 129,2 kWh par habitant. Les consommations d'électricité en Afrique centrale et en Afrique de l'ouest se situent respectivement à 148,3 kWh et 294,2 kWh par habitant[29].

Graphique 16 - Consommation d'électricité par habitant par région économique en Afrique subsaharienne (kWh), 2021

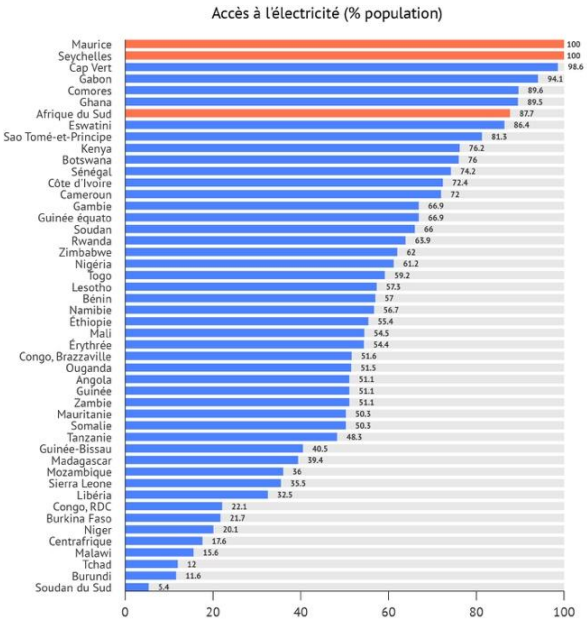


Source : Auteur, à partir des données de Africa Energy Portal, 2025

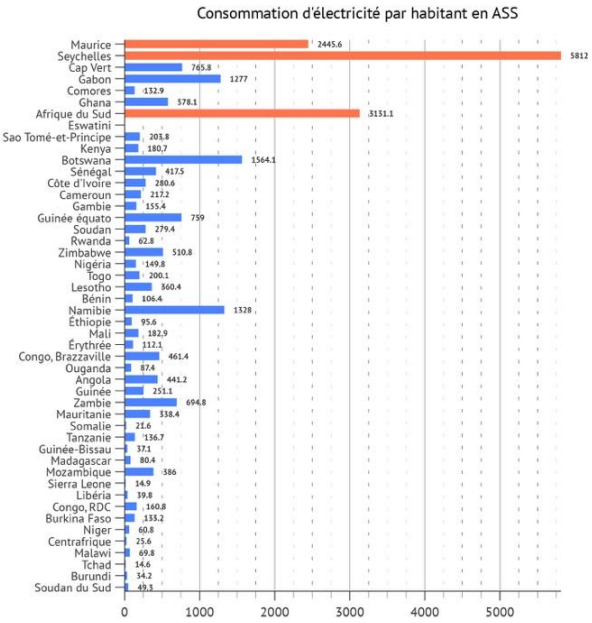
Également, lorsqu'on considère les pays individuellement, on observe une disparité importante de la consommation d'électricité par habitant dans les pays subsahariens. Sans surprise, dans la majorité des cas, le niveau de taux d'accès à l'électricité est corrélé au niveau de consommation d'électricité par habitant. Les deux pays qui ont atteint une couverture électrique quasi universelle, c'est-à-dire les Seychelles et l'Ile Maurice atteignent des niveaux de consommation d'électricité par habitant respectivement de 6 887 kWh et 2 174 kWh. En Afrique du sud, un habitant consomme 3 535 kWh. Les pays comme la Namibie, le Botswana et le Gabon ont une consommation d'électricité par habitant qui s'élève en moyenne à 1 460 KWh. En dehors de ces pays, aucun autre n'atteint une consommation électrique par habitant supérieur à 1 000 kWh.

[29] *Africa Energy Portal, AFREC Database, 2023*

Graphique 17 - Taux d'accès à l'électricité en Afrique subsaharienne (% de la population) et consommation d'électricité par habitant (KWh), en 2023



Source : Auteur, à partir des données de Banque mondiale, 2023



Source : Auteur, à partir de Africa Energy Portal, 2023

Contrairement à la majorité des pays subsahariens, les pays comme les Seychelles, l'Afrique du sud ou encore l'ile Maurice, concentrent des niveaux de consommation d'électricité par habitant proches, voire même supérieurs à certains pays développés ou émergents tels que l'Allemagne, la Chine ou le Brésil. A titre d'exemple, un habitant consomme en moyenne 6 887 kWh au Seychelles, contre environ 6 147 kWh par habitant en Allemagne ou 5 526 kWh par habitant en Chine. La consommation d'électricité par habitant en Afrique du sud est également supérieure à celle du Brésil qui s'élève à environ 2 694 kWh. En revanche, la consommation d'électricité par habitant dans les pays à fort déficit d'électricité comme le Tchad, ou le Burundi, se situe respectivement à 15,3 kWh, 33,3 kWh.

Synthèse

La situation du secteur énergétique et électrique des pays de l'Afrique subsaharienne présente un tableau sombre et paradoxal. La possession abondante et diversifiée des gisements de ressources énergétiques renouvelables et non renouvelables de la région contraste avec son niveau d'électrification, qui est le plus faible du monde. Pratiquement la moitié des 1,2 milliards d'habitants n'a toujours pas accès aux services électriques, en particulier les résidents des milieux ruraux. Si le taux d'électrification a sensiblement évolué à partir de 2010, le nombre de personnes n'ayant pas accès à l'électricité augmente également, en raison de la croissance démographique, inhibant les efforts d'extension des réseaux électriques.

Quant aux capacités de production d'électricité, qui devraient alimenter ces réseaux, les chiffres démontrent à suffisance le retard du secteur. La capacité installée de toute la région subsaharienne s'établit à 135 GW, l'Afrique du sud à elle seule concentrant 63 GW de capacité, suivie par le Nigéria, avec 13 GW. Cependant, étant donné qu'environ un quart des installations électriques est hors d'état de fonctionnement, les centrales électriques de l'Afrique subsaharienne ne produisent que 579 TWh d'électricité, soit 2,1% du total mondial.

Un autre constat réside dans la vétusté des infrastructures, notamment les lignes de transport d'électricité qui font perdre des quantités non négligeables de l'électricité dans sa distribution, limitant encore la disponibilité de l'énergie électrique. Par conséquent, le niveau de consommation de l'électricité en Afrique subsaharienne se situe à 257 TWh (hors Afrique du sud), soit une consommation par habitant de 185 kWh, loin du seuil minimum fixé par l'Agence Internationale de l'Energie, à savoir 250 kWh pour les ménages ruraux et 500 kWh pour les ménages urbains.

La photographie peu reluisante du secteur énergétique de l'Afrique subsaharienne pose sous un angle, la question des conditions de l'offre et de la demande de l'énergie électrique.

3. L'analyse du secteur électrique de l'Afrique subsaharienne du point de vue de l'offre et de la demande d'électricité

Qu'on les mesure en termes de capacité de production, de consommation électrique ou de sécurité de la distribution, les infrastructures énergétiques subsahariennes ne fournissent qu'une partie des services. Les faibles taux de couvertures peuvent refléter des facteurs liés à la fois à l'offre et à la demande. D'une part, un ménage peut être géographiquement éloigné d'un réseau électrique et donc être confronté à un manque d'offre. Mais, d'autre part, un ménage peut choisir de ne pas se connecter à un réseau lorsqu'il est proche, exprimant ainsi un manque de demande (Foster et Briceno-Garmendia, 2010).

3.1. Les problèmes liés à l'offre de l'électricité

3.1.1. De multiples facteurs influencent l'approvisionnement d'électricité en Afrique subsaharienne

La possibilité pour les populations d'obtenir de l'électricité et, le cas échéant, la quantité d'électricité qu'ils peuvent consommer sont les deux mesures les plus importantes qui peuvent indiquer la mesure dans laquelle le secteur de l'électricité soutient le développement (McKinsey, 2015). Cependant, en Afrique subsaharienne les populations sont confrontées à un accès limité aux services énergétiques, et lorsqu'elles ont accès, il se peut que l'offre ne soit pas suffisante pour répondre à l'ensemble des besoins, en raison de graves problèmes de qualité dans l'approvisionnement d'une électricité fiable.

Le manque de fiabilité des services d'électricité est considéré en Afrique subsaharienne comme un problème aussi grave que les faibles taux d'accès et de consommation par habitant[30]. Selon Foster et Briceno-Garmendia (2010), les pays de l'Afrique subsaharienne pourraient accroitre leurs recettes fiscales de plus de 4% par an rien qu'en réglant les problèmes liés à la fiabilité de l'électricité. Ceci témoigne de la situation délétère du secteur électrique.

Bien qu'il y ait de nombreuses raisons au délitement du secteur énergétique en Afrique subsaharienne, des facteurs tels que l'obsolescence des infrastructures et équipements existants, l'insuffisance d'investissement pour le maintien et l'extension du réseau, le manque de planification, le dysfonctionnement de management sont responsables de l'état du secteur

[30] Banque Internationale pour la Reconstruction et le Développement, « Tracking SDG 7 : The Energy Progress Report », (2025)

électrique en Afrique subsaharienne. De plus, les fondamentaux médiocres du secteur, en l'occurrence le cadre politique, réglementaire et contractuel répondant aux normes internationales, l'application des réglementations et des politiques en place, la discipline de paiement de toutes les parties et la viabilité financière de l'exploitation des services publics impactent tout autant les performances du secteur (Kojima, Arroyo et Mohammadzadeh, 2016).

3.1.1.1. L'insuffisance d'investissement pour le maintien et le développement des réseaux énergétiques

Le manque d'investissement dans les infrastructures est l'un des principaux facteurs qui explique le retard dans le secteur énergétique de l'Afrique subsaharienne. Dans la majorité des cas, la faiblesse économique des Etats ne leur permet pas d'assurer les investissements nécessaires pour la modernisation et l'extension des infrastructures énergétiques. De plus, la sous exploitation des infrastructures existantes, compte tenu de leur vétusté limite encore les capacités de production d'électricité. Le réseau de transport électrique du continent est désuet. Les lignes de transport, datant parfois des époques coloniales sont vétustes, causant d'énormes pertes dans le transport de l'électricité. On estime à 23,3% la moyenne des pertes en lignes sur le continent ; une moyenne doublement supérieure à la norme de 10% (Blimpo et Cosgrove, 2020). L'insuffisance du développement des réseaux de distribution de l'électricité pour raccorder les foyers et répondre aux besoins des industries demeure une problématique.

L'insuffisance de l'électricité est principalement le résultat d'investissements inadéquats dans de nouvelles capacités de production d'électricité, mais peut également résulter de la détérioration des performances des centrales existantes. L'une des victimes de l'insuffisance des recettes est la maintenance. Les responsables des compagnies électriques doivent souvent choisir entre le paiement des salaires, l'achat de carburant ou l'achat des pièces de rechange (Kojima, Arroyo et Mohammadzadeh, 2016). Les dépenses dans le secteur sont ainsi essentiellement consacrées à l'exploitation des systèmes électriques coûteux, au détriment des investissements nécessaires pour des solutions à long terme (Blimpo et Cosgrove-Davies, 2020).

Les principaux obstacles à l'extension de l'électrification et de l'accès au réseau sont entre autres, l'insuffisance des capacités de production et la médiocrité des infrastructures de transmission et de distribution[31].

Le financement par le secteur privé n'est disponible que si les investissements peuvent être remboursés[32]. Or, les inefficacités opérationnelles de services publics d'électricité coûtent 3,3 milliards de dollars par an ; ce qui décourage l'investissement dans l'électrification et la création de nouvelles capacités de production, tandis que la sous-tarification de l'électricité se traduit par des pertes annuelles d'au moins 2,2 milliards de dollars (Foster et Briceno-Garmendia, 2010).

En outre, l'endettement élevé des gouvernements africains a un impact négatif sur la capacité des services publics et des entreprises de distribution d'énergie à financer les investissements

[31] International Bank for Reconstruction and Development, « State of Electricity Access Report », (2017)

[32] The Infrastructure Consortium for Africa, « Tendance du financement des Infrastructures en Afrique 2019-2020 », (2022)

nécessaires (Kincer et Moss, 2019). Il est donc très difficile d'entretenir et d'étendre de manière adéquate, les infrastructures énergétiques afin de fournir un service fiable (CNUCED, 2023).

D'autres problèmes se posent, notamment le financement des services publics pour entretenir les infrastructures et fournir un service fiable, le coût élevé de l'approvisionnement des zones reculées, la dépendance à l'égard des importations d'énergie (primaire et secondaire) et la vulnérabilité aux fluctuations des prix, ainsi que le coût de l'exploitation des ressources énergétiques disponibles (par exemple, les ressources en énergies renouvelables). Ces facteurs, seuls ou combinés, contribuent à un approvisionnement peu fiable et à un faible accès à l'énergie pour les entreprises, les particuliers et les ménages.

Les inefficacités opérationnelles ralentissent ainsi le rythme de l'électrification et empêchent les services publics d'équilibrer l'offre et la demande. Elles épuisent les fonds publics et nuisent à la performance des services publics. L'entretien est l'une des victimes de l'insuffisance des recettes. Le programme d'investissement est la seconde victime (Foster et Briceno-Garmendia, 2010).

3.1.1.2. La sous-facturation de l'électricité ne permet pas le recouvrement des coûts d'exploitation

En Afrique subsaharienne, de nombreuses compagnies d'électricité appartiennent à l'État et exploitent des monopoles sur les infrastructures de transmission et de distribution (Kincer et Moss, 2019). Par conséquent, pour des raisons d'économie politique et sociale, les tarifs de l'électricité et les autres frais sont parfois fixés sans refléter pleinement les coûts réels. La sous-tarification de l'électricité est courante et coûte au secteur au moins 2,2 milliards de dollars par an en recettes perdues (0,9% du PIB en moyenne). Les pays ne parviennent pas ainsi à recouvrir leurs frais d'exploitation. Les inefficacités de la perception des recettes, ainsi que les inefficacités majeures de la technologie de production grèvent davantage les coûts d'exploitation (Foster et Briceno-Garmendia, 2010).

Par conséquent, il perdure un manque de ressources financières pour financer les activités de maintenance et d'investissement.

L'inefficacité majeure de la perception des recettes se traduit par une collecte de recette moyenne perçue par unité électrique vendue, sensiblement inférieure au tarif moyen réellement facturé.

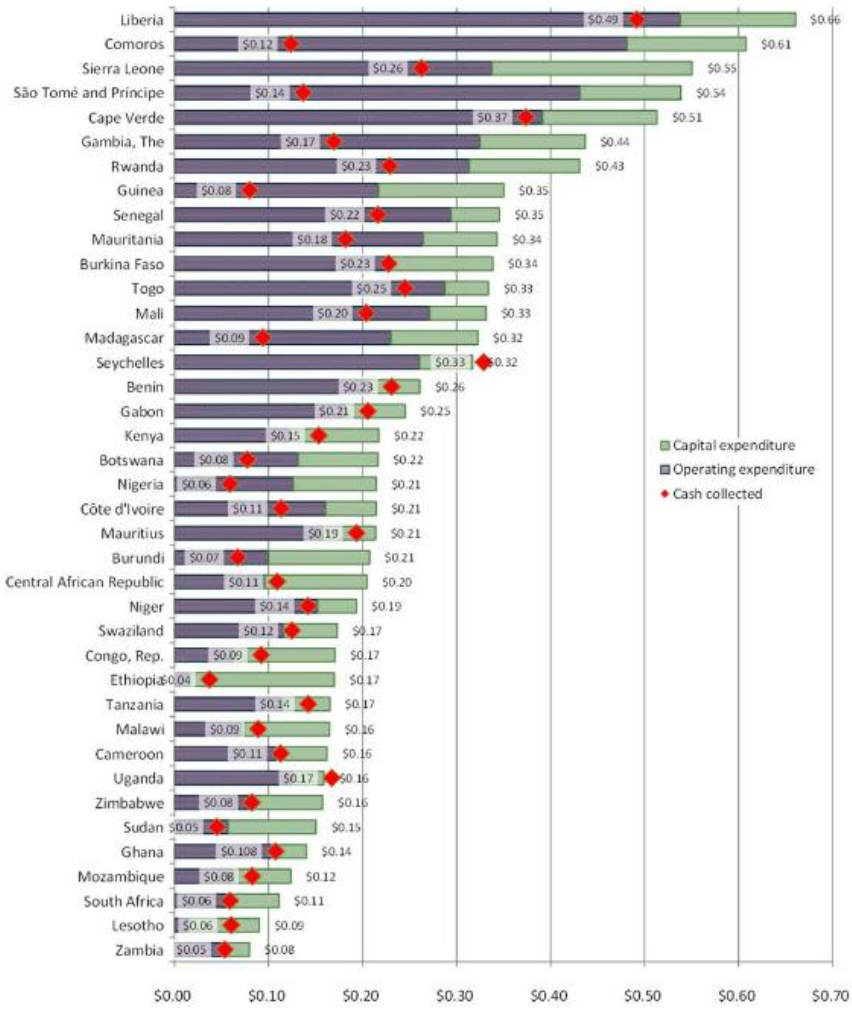
Les faits suggèrent que sans une augmentation des tarifs, les services publics de distribution de nombreux pays ne peuvent équilibrer leurs comptes avec les frais de raccordement. Dans ces conditions, les coûts de raccordement élevés et le faible accès sont le résultat de tarifs réglementés de l'électricité insuffisamment élevés et la faible consommation (Blimpo et Cosgrove-Davies, 2020).

En outre, lorsque l'accès est obtenu, les niveaux de consommation sont faibles, si bien que les utilisateurs n'obtiennent que des avantages limités et que les services publics ne parviennent pas à recouvrer leurs coûts (Blimpo et Cosgrove-Davies, 2020).

Il s'observe qu'en Afrique subsaharienne, le coût de l'électricité est le plus élevé du monde, mais les tarifs réglementés sont souvent inférieurs aux niveaux de recouvrement des coûts, contribuant ainsi aux problèmes de fiabilité. Par conséquent, l'entretien et les investissements

nécessaires pour fournir des services fiables sont limités. En comparant les coûts de services (dépenses d'investissement et d'exploitation) et les recettes perçues, Kojima et al. (2016) indiquent que seuls deux pays (Seychelles et Ouganda) parvenaient à couvrir le coût total de service d'électricité.

Figure 3 - Coût du service de l'électricité en Afrique subsaharienne (USD par kWh facturé)



Source : Kojima, Arroyo et Mohammadzadeh (2016)

Le sous-recouvrement des coûts entame la santé financière des services publics et ralentit le rythme de l'extension des services. La plupart des services publics africains ne récoltent que deux tiers des recettes dont ils ont besoin pour fonctionner de façon durable. Ce déficit des revenus se traduit par des activés d'entretien et d'investissement réduites, privant ainsi les services publics de fonds nécessaires à l'extension de la couverture des services et, nuisant à la qualité des services offerts aux clients existants (Foster et Briceno-Garmendia, 2010).

3.1.1.3. Le déficit quasi budgétaire

Le déficit quasi budgétaire, qui correspond à la différence entre le chiffre d'affaires net d'un secteur de l'électricité efficace capable de couvrir les coûts d'exploitation et les coûts de capital et les recettes nettes encaissées par les opérateurs, est un indicateur de la santé financière du secteur électrique. Un opérateur dont les coûts ne sont pas couverts est en mauvaise posture pour fournir une électricité fiable en quantité suffisante (Kojima et Trimble, 2016).

L'expérience internationale montre que le degré de couverture des coûts par les paiements des clients dépend en grande partie du niveau de développement du secteur de l'électricité. Celui de l'Afrique subsaharienne est loin d'être mature. La principale cause de la lenteur des progrès en matière d'extension de l'accès à l'électricité dans la région est la faible viabilité financière des compagnies d'électricité (Dobozi et al., 2017 ; Blimpo et Cosgrove-Davies, 2020).

Même si des réussites récentes sont notables en termes d'accès aux services d'électricité, il est de plus en plus évident que la faible viabilité financière freine l'expansion de cet accès aux populations africaines. Des mesures doivent être prises pour améliorer les services tout en facturant aux consommateurs des tarifs reflétant les coûts. Or, l'une des principales caractéristiques des secteurs de l'électricité dans les pays africains est leur manque de viabilité financière, en ce sens que leurs revenus ne couvrent pas le coût total des opérations, y compris celui des investissements. Les tarifs moyens sont trop bas, la facturation et le recouvrement sont insuffisants et l'efficacité opérationnelle des services d'électricité est inadéquate. Cela se traduit par une contrainte importante sur le financement de l'extension du service dans les zones non desservies[33].

Le manque de viabilité financière est une caractéristique constante du secteur de l'électricité dans les pays africains. De nombreuses compagnies publiques d'électricité sont techniquement en faillite dans la mesure où leurs revenus ne couvrent pas le coût total d'exploitation de leurs actifs, y compris l'amortissement de l'investissement initial. La mauvaise performance financière des services publics africains n'est pas un phénomène récent. Elle a tourmenté le secteur pendant des décennies et a constitué une contrainte importante sur le financement disponible pour les nouveaux actifs, exacerbant le montant inadéquat de financement accordé au secteur tant pour les nouveaux investissements que pour l'entretien des investissements existants.

Il s'agit en réalité d'un problème de défaillance réglementaire. Les régimes réglementaires indépendants garantissant la viabilité financière ne sont pas toujours respectés par les décideurs, qui ne veillent pas non plus à préserver les services publics de l'ingérence des gouvernements. Cette question d'ingérence est omniprésente et à l'origine de la plupart des problèmes du secteur de l'électricité. L'absence d'opérateur public financièrement viable limite également la capacité des investisseurs privés à participer à de nouveaux projets de production d'électricité et, retarde le développement d'accords commerciaux interrégionaux et de pools énergétiques (Consortium pour les Infrastructures en Afrique, 2022).

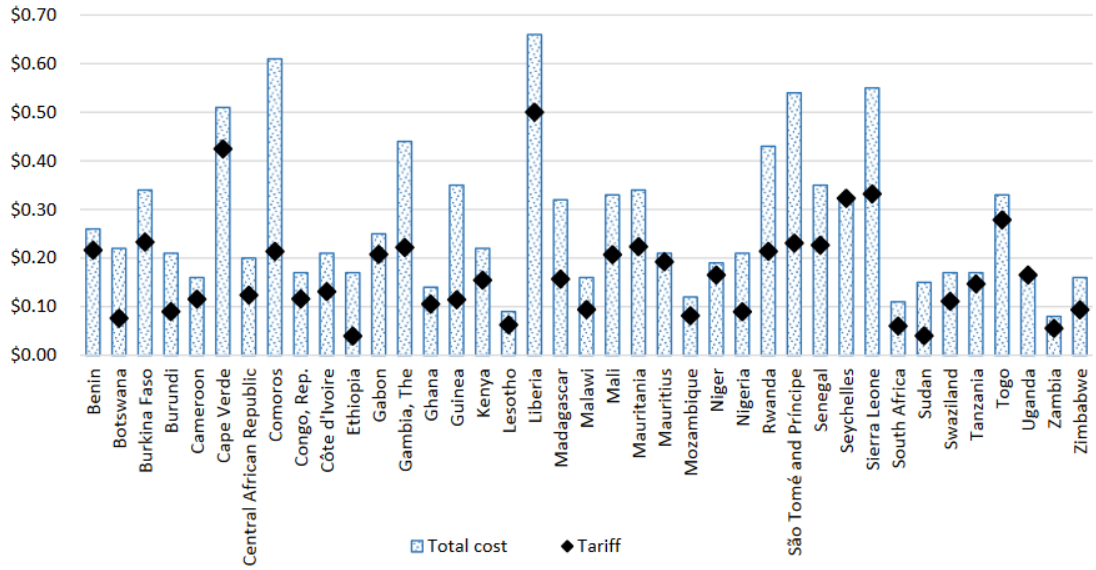
Les raisons invoquées pour expliquer les pertes financières des compagnies électriques en Afrique subsaharienne sont ainsi entre autres le manque de viabilité financière des projets, la faute de solvabilité des compagnies électriques (qui pratiquent des tarifs trop bas que l'Etat ne peut pas compenser) et la mauvaise gouvernance des compagnies qui se trouvent pénalisées par des résultats insuffisants (Heuraux, 2011).

La pratique des tarifs inférieurs aux tarifs règlementaires est un sérieux problème en Afrique subsaharienne. Kojima et *al.* (2016) montrent qu'en dehors de l'ile Maurice et Seychelles, les

[33] The Infrastructure Consortium for Africa, « Tendance du financement des Infrastructures en Afrique 2019-2020 », (2022)

tarifs appliqués dans tous les pays de l'Afrique subsaharienne sont inférieurs au coût de production de l'électricité.

Figure 4 - Coût total et recettes tarifaires par kWh facturé en Afrique subsaharienne (USD)



Source : Kojima, Arroyo et Mohammadzadeh (2016)

Les auteurs nuancent tout de même en précisant qu'en général, le déficit quasi budgétaire est divisé en quatre coûts cachés que sont i) la sous-tarification, ii) les pertes de transport et de distribution, iii) les faibles recouvrements et iv) les sureffectifs. La sous-tarification et les pertes de transmission et de distribution évitables tendent à être les coûts cachés les plus importants en Afrique subsaharienne, avec des valeurs médianes de 0,4 et 0,3% du PIB respectivement.

L'élimination des pertes de transport et de distribution permettrait de fournir plus d'électricité aux utilisateurs finaux et réduirait l'expansion de la capacité nécessaire pour répondre à la même demande, tandis que la réduction du personnel pourrait réduire le coût de service.

L'on estime à 21 milliards de dollars US, le déficit quasi-budgétaire du secteur de l'électricité sur l'ensemble du continent, soit 1,5% du PIB (Kojima, 2016). Dans trois pays (Gambie, Sao Tomé et Principe et Zimbabwe), le déficit quasi-budgétaire dépasse les 5% du PIB, en raison de la faiblesse des tarifs, de l'importance de pertes des recettes collectées et des pertes de transport et de distribution de l'électricité. Les pertes moyennes de transmission et de distribution d'électricité sont estimées dans la région subsaharienne à 15% et, à 23% si l'Afrique du sud est exclue. Seuls quatre pays (Botswana, Lesotho, l'île Maurice et l'Afrique du sud) présentent des pertes de transmission et de distribution de moins de 10%. Dans les autres pays, ces pertes varient de 11% au Eswatini à plus de 40% aux Comores, à Sao Tome et principe, en République Démocratique du Congo et en république Centrafricaine. Quant aux pertes de recouvrement, l'inefficacité du recouvrement des factures en Afrique subsaharienne conduit à une perte totale de revenus des compagnies d'électricité qui s'élève à 0,2% du PIB. En revanche, dans certains pays, le taux de recouvrement s'est nettement amélioré du fait de l'intervention de concessionnaires privés ou de l'utilisation de compteurs à prépaiement, qui garantissent les revenus aux services publics avant la consommation.

La décomposition des coûts cachés indique que la sous-tarification représente 40% des coûts cachés. Les pertes de transmission et de distribution représentent 30% des coûts cachés, tandis que les inefficacités dans le recouvrement des factures et les sureffectifs représentent respectivement 20% et 10%.

3.1.1.4. Le dysfonctionnement de management

Les coûts du personnel des services publics, qui comprennent les salaires et les coûts associés tels que les prestations de santé et les pensions peuvent représenter une part importante de leurs coûts d'exploitation. Ceux-ci représentent en moyenne 27 000 dollars USD par employé et par an en Afrique subsaharienne (soit 14% des coûts d'exploitation), avec un pic de 61 000 dollars USD en Afrique du sud (20% des coûts d'exploitation). C'est en Tanzanie que les frais du personnel représentent la part la plus faible des coûts d'exploitation, soit 5% (Kojima, 2016).

Le manque de viabilité financière augmente les coûts. Les capitaux privés sont en effet nécessaires dans le secteur de l'électricité. Cependant, attirer des investisseurs privés devient coûteux, car moins d'entreprises seront disposées à investir dans le secteur ; ce qui réduira la concurrence, y compris la concurrence par les prix. Face aux incertitudes, les financiers exigeront des taux de rendement plus élevés et des garanties de la part des gouvernements et des donateurs pour compenser les risques plus élevés.

En raison des déficits financiers, les compagnies d'électricité se sont endettées davantage ; ce qui incite les gouvernements à leur accorder des subventions, qui sont de moins en moins viables. La justification des subventions va de la réduction du coût de l'électricité pour la croissance économique et la compétitivité à la lutte contre l'inflation et l'accessibilité de l'électricité pour les ménages. En Afrique subsaharienne, la moitié de la population a accès à l'électricité, mais les ménages à faible revenu sont les plus nombreux à ne pas y avoir accès. Il existe des arguments convaincants en faveur d'une assistance ciblée pour augmenter le taux d'accès et répondre aux besoins énergétiques de base des pauvres. Cependant, les subventions qui couvrent les coûts des inefficacités opérationnelles n'incitent pas les compagnies à améliorer leurs performances. Les subventions non ciblées prennent une ampleur disproportionnée par rapport aux ressources publiques disponibles, ce qui les place en concurrence avec des ressources limitées qui pourraient être utilisées pour fournir d'autres services essentiels.

Le manque de viabilité financière des compagnies électriques en Afrique subsaharienne indique que celles-ci ne pourraient pas être en mesure de maintenir les actifs existants sans subventions gouvernementales, et encore moins, d'envisager une expansion de leur capacité.

3.1.1.5. Les problèmes de planification

Un autre problème du secteur de l'électricité concerne le manque de planification globale dans le secteur énergétique (Yepes Pierce et Foster, 2008 ; Heuraux 2011). La plupart des marchés africains présentent dans les faits, un aspect institutionnel « hybride », avec des acteurs publics et privés opérant en parallèle. C'est une réalité dans laquelle les services publics restent intacts et occupent une position dominante sur le marché. Pourtant, puisque ces derniers et les Etats ne disposent pas de ressources suffisantes pour investir, le secteur privé participe généralement en

tant que producteur d'énergie indépendant. Ceci pose des défis en matière de planification et de politique sur le long terme. Toute l'économie électrique en pâtît qu'il s'agisse des équipements vieillissants, mal entretenus, inefficients et coûteux, de sous-investissements chroniques, de l'inadéquation entre prix et tarifs, de pertes non techniques (fraudes et branchements illégaux), de déficits de formation professionnelle ou encore, d'absence de normalisation, de standardisation et de coordination.

L'expérience acquise ailleurs montre que la pierre angulaire d'une électrification réussie est l'élaboration et la mise en œuvre efficace dans chaque pays d'une stratégie nationale menée par l'État, abordant de manière systématique et coordonnée les aspects institutionnels, techniques et financiers de l'électrification. Toutefois, selon le rapport RISE (Indicateurs réglementaires pour l'énergie durable, 2022), en 2016, dix-sept pays africains sur trente-cinq n'avaient aucun plan d'électrification officiellement adopté. Pourtant, un cadre réglementaire approprié est nécessaire pour attirer l'investissement dans tous les domaines du secteur (production, transport, infrastructure, distribution, et gestion opérationnelle) afin de combler le déficit lorsque le financement public est insuffisant (Blimpo et Cosgrove-Davies, 2020).

Par ailleurs, les prévisions indiquent que d'ici 2040, la moitié de la population africaine vivra dans les zones urbaines (Département des affaires économiques et sociales des Nations Unies, 2014). Sans une planification anticipée et proactive pour garantir que les réseaux de transport et de distribution soient disponibles avant que ne se produise la migration depuis les zones rurales, les infrastructures existantes ne pourraient couvrir l'étendue des habitations et satisfaire les besoins électriques des populations, rendant par la même occasion des coûts de raccordement plus élevés.

L'ensemble de ces lourdeurs et complexités du secteur réduisent l'attraction d'investisseurs potentiels dans les infrastructures ou dans le marché électrique et limitent la mobilisation des ressources financières en faveur du développement du secteur énergétique.

En somme, les facteurs qui influent sur l'offre de l'électricité en Afrique subsaharienne et qui expliquent son bas niveau sont divers et relatifs principalement i) au déficit d'investissement, ii) au manque de capacité de production, iii) à la médiocrité ou à l'absence de systèmes de transport et de distribution de l'électricité et iv) à l'insuffisance de capacités techniques.

3.1.1.6. Les problèmes institutionnels

Les rigidités institutionnelles et les considérations politiques pèsent sur les décisions opérationnelles, entraînant des inefficacités chroniques et une faible productivité dans l'exploitation du système électrique.

Les difficultés liées à l'infrastructure immatérielle qui entravent le fonctionnement efficace et la performance financière du secteur de l'énergie en Afrique subsaharienne sont relatives i) au cadre juridique et réglementaire qui régit le secteur énergétique, ii) à la performance des services énergétiques d'utilité publique, iii) aux systèmes des opérations et de distribution, iv)

à un environnement propice à l'attrait des investissements et v) aux compétences dans le secteur de l'énergie[34].

Le développement des infrastructures de production, de transport et de distribution de l'électricité constituant toutefois une priorité pour les pays de l'Afrique subsaharienne, diverses mesures et réformes ont été entreprises pour améliorer les performances du secteur et en assurer sa pérennité. Elles comprennent notamment le démantèlement et la libéralisation de l'ancienne structure du secteur, afin d'ouvrir la voie à la participation et aux investissements privés, l'élaboration de projets énergétiques multinationaux, le développement des échanges d'électricité entre pays voisins, la mise à profit des économies d'échelle par le biais de pools énergétiques régionaux et de la coopération interrégionale (Banque africaine de développement, 2013). Selon l'Institution financière, l'introduction des réformes quoique bonne, risquerait de fragiliser le secteur car, dans la majorité des cas, les ressources humaines nécessaires à la gestion des nouveaux mécanismes du marché ne sont pas rapidement formées et déployées pour accompagner le changement.

Les mesures de réformes institutionnelles sont pourtant la clé de l'amélioration de la performance des services publics, avec des cadres réglementaires plus développés et une meilleure gouvernance de leurs services publics de l'électricité. Les mesures qui semblent avoir de l'effet sur la réduction des coûts sont la participation du secteur privé dans le secteur de la distribution et les contrats de performance (Lemma et al., 2016).

En termes d'architecture, la plupart des marchés africains présentent un aspect institutionnel « hybride », avec des acteurs publics et privés opérant en parallèle. Les réformes des années 1990 qui prescrivaient la séparation des activités et la privatisation et qui ont entrainé une concurrence dans le domaine de la vente en gros et au détail, se sont avérées peu adaptées au contexte africain, principalement parce que la plupart des systèmes de production d'énergie de la région sont simplement trop petits pour permettre une compétition digne de ce nom. La nouvelle réalité africaine est celle des « marchés hybrides », dans lesquels les services publics restent toujours intacts et occupent une position dominante sur le marché. Parallèlement, comme de nombreux Etats et services publics ne disposent pas de ressources suffisantes pour investir, le secteur privé participe généralement en tant que Producteur d'énergie indépendant (PEI). Les marchés hybrides africains de l'électricité posent ainsi de nouveaux défis en matière de politiques, réglementation, planification et passation des marchés (Kojima et *al.*, 2016).

Dans les faits, la majeure partie des services africains de l'électricité restent détenus et exploités par l'Etat. Les rigidités institutionnelles et les considérations politiques pèsent ainsi sur les décisions opérationnelles, entraînant des inefficacités chroniques et une faible productivité dans l'exploitation du système.

3.1.2. Des raisons plus profondes de la crise de l'industrie électrique en Afrique subsaharienne

3.1.2.1. Les tendances historiques

- ***La structure infrastructurelle durant la période coloniale***

[34] Banque Africaine de Développement, « Etude relative au diagnostic et à l'évaluation des besoins de renforcement des capacités du secteur de l'électricité », (2013)

Comme l'indique Brunel (2002), la période coloniale a eu un effet durable sur l'utilisation de l'espace dans la région, résultant en une structure productive qui consiste, dans la plupart des cas, en des villes côtières reliées à l'intérieur des terres par des chemins de fer destinés à transporter les matières premières vers les principaux ports. Ce facteur, ainsi que d'autres qui modifient progressivement la structure productive du continent, tels que l'urbanisation continue, le déplacement de l'activité économique du secteur agricole vers le secteur manufacturier et les services, et l'ouverture croissante des économie africaines, a entraîné une inadéquation quantitative et qualitative entre l'offre actuelle d'infrastructures et la demande en constante augmentation.

- ***La différence de dotations initiales en infrastructures énergétiques des pays de l'Afrique subsaharienne***

Le secteur de l'électricité est celui dans lequel la dotation initiale est de loin la plus faible. Les taux d'accès à l'électricité dans les pays à revenu intermédiaire d'Afrique subsaharienne sont une fraction de ceux que l'on retrouve dans les pays à revenu intermédiaire d'autres régions (Yépès et al., 2009).

D'une manière générale, l'infrastructure actuelle de l'Afrique est fortement influencée par la dotation dont les pays ont hérité à l'indépendance. La construction d'infrastructures étant coûteuse, les stocks évoluent généralement lentement au fil du temps. Par conséquent, les différences entre les régions en développement reflètent les différences historiques.

Il est généralement admis que pour qu'il y ait convergence des niveaux d'infrastructures, il faut que les régions dont le point de départ est faible se développent plus rapidement que les régions ayant un point de départ plus élevé. Dans le cas de l'Afrique subsaharienne, il est constaté une convergence en cours sur la fourniture des infrastructures ; toutefois, la convergence la plus faible concerne la capacité de production d'électricité (-0,28 de coefficient de corrélation, contre 0,7 pour les routes et 0,7 pour l'eau et l'assainissement) (Yépès et al., 2009).

Tableau 1 - Dotation de capacité de production d'électricité (MW par 1 million de personnes)

	1980	1990	2000
Afrique Centrale	49	57	48
Afrique de l'est	21	20	23
Afrique de l'ouest	38	34	31
Afrique australe	177	204	185

Source : Yépes et al., 2009 et calculs de l'auteur

En Afrique subsaharienne, les pays de l'Afrique australe ont commencé avec une dotation en infrastructures plus importantes, notamment énergétique. En 1980 par exemple, les pays de cette région avaient plus de trois fois la capacité de production électrique des autres régions (Yépès et al., 2009)

3.1.2.2. L'impact des Politiques d'ajustement structurel des années 1980-1990

Aux sorties des indépendances dans les années 1960, la plupart des compagnies électriques en Afrique subsaharienne étaient détenues et généralement exploitées par les Etats. Cependant, les séries de chocs[35] externes qui ont touchés la majorité des pays à la fin de la décennie 1970, déjà fragilisés par une montée de leur endettement international, vont conduire à une intervention des institutions de Breton Wood (Fonds monétaire international et Banque mondiale) à travers des propositions issues du Consensus de Washington qui conditionnent leur aide à la mise en œuvre de politiques de stabilisation et de respect des objectifs macroéconomiques. La politique de stabilisation visait à rétablir les grands déséquilibres macroéconomiques à savoir équilibre des comptes publics, de la balance des paiements courants, des biens et services, maitrise de l'inflation etc. Elle s'est traduite principalement par des mesures de libération des prix et des échanges, d'abaissement du taux de change réel et de restriction monétaire et budgétaire (Trotignon, 1993). La politique de stabilisation s'est doublée d'une politique où les pays s'engageaient de plus en plus à mettre en œuvre des réformes structurelles, c'est-à-dire restructuration du secteur public (réformes budgétaires, fiscales, etc.), privatisations, ouverture des économies, codes des investissements favorables au capital étranger, etc.

Malheureusement, les résultats des programmes d'ajustement menés dans les années quatre-vingt n'ont pas été favorables aux pays de l'Afrique subsaharienne. Les structures productives et les niveaux de développement existants avant la mise en place de ces programmes semblent constituer deux facteurs explicatifs de cet état de fait (Trotignon, 1993). Les conditions préalables à la mise en œuvre des politiques d'ajustement n'étaient pas au rendez-vous. La rigidité des économies africaines, peu diversifiées, les coûts de production élevés, la prédominance des monopoles et la quasi inexistence de la concurrence, l'absence de cadre réglementaire et institutionnel, le faible niveau du capital humain n'ont pas permis d'obtenir les résultats escomptés des politiques d'ajustement structurel. Bien au contraire, la rigueur budgétaire imposée aux pays africains a provoqué entre autres, la diminution des travaux d'infrastructures, l'aggravation des déséquilibres budgétaires et extérieurs et la dépression de la croissance et de l'investissement.

En matière d'investissement, le faible niveau d'intégration régionale et l'inexistence d'économie dominante pour stimuler l'investissement et le commerce régional, mais aussi, l'instabilité politique, l'opacité des codes d'investissement et des réglementations administratives, ainsi que l'absence des droits des affaires et d'instance arbitrale fiable n'ont pas favorisé l'attraction des Investissements directs étrangers et la promotion du secteur privé (Trotignon, 1993).

[35] Second choc pétrolier, détérioration des termes de l'échange, contraction des échanges mondiaux, hausse des taux d'intérêt internationaux et du dollar, et quasi-disparition du crédit spontané des banques privées pour les pays qui en bénéficiaient (Trotignon, 1993).

La mise en œuvre des politiques d'ajustement structurel a entrainé le démantèlement des subventions aux services publics notamment dans le secteur de l'énergie électrique (Bonn, 1988) conduisant à la vétusté de leurs infrastructures. Estache (2006) explique qu'en dépit des intérêts politiques des infrastructures, les bailleurs de fonds avaient tendance dans les années 1990, à ignorer leur importance, concentrant leur attention sur le capital humain. L'importance de l'électricité, des télécommunications ou du transport du point de vue de la croissance a ainsi été négligée dans les décisions concernant la répartition des ressources publiques. De plus, les réactions des autorités gouvernementales aux crises budgétaires successives, qui se sont souvent traduites par des ajustements des dépenses publiques visant à répondre aux préoccupations budgétaires à court terme, plutôt que d'assurer des conditions nécessaires pour l'efficacité des décisions d'investissement dans les infrastructures ont conduit à des coupes massives de dépenses d'entretien de ces ouvrages et à un niveau d'investissement nettement insuffisant. L'inefficacité de beaucoup d'entreprises publiques responsables de la prestation des services d'infrastructures n'a pas été de nature à améliorer la situation budgétaire. Elle a plutôt contribué à accroître les coûts ; ce qui n'a fait qu'aggraver les contraintes budgétaires et, en dernier ressort, les carences d'infrastructure (Estache, 2006).

Dans le secteur de l'électricité, en plus de la réduction des budgets d'entretien des infrastructures, suite aux propositions issues du Consensus de Washington dans les années 1990 qui conditionnaient leur aide à la libéralisation des marchés des pays demandeurs, un nombre important de pays ont ouvert leur secteur électrique aux financements privés. Cependant, les réformes qui prescrivaient la séparation des activités et la privatisation et, qui ont entrainé une concurrence dans le domaine de la vente en gros et au détail, se sont avérées peu adaptées au contexte africain, principalement parce que la plupart des systèmes de production d'énergie de la région sont simplement trop petits pour permettre une compétition digne de ce nom (Yepes Pierce et Foster, 2008).

Principalement, il a été imposé aux gouvernements, des réformes en vue d'adopter le « modèle standard » pour faire face aux échecs des sociétés (Banque africaine de développement, 2013). Les éléments de réforme du « modèle standard » promu par les Institutions de financement de développement recommandaient i) la commercialisation des sociétés d'électricité et la privatisation de leur gestion, ii) la restructuration des sociétés de monopole nationales de manière à dissocier les services de production, de transport et de distribution, iii) la création d'un système de régulation indépendant et l'adoption de tarifs de l'électricité reflétant les coûts, iv) l'ouverture du secteur à la participation du secteur privé et v) l'introduction de la concurrence sur le marché par le truchement des acquisitions à grande échelle.

Cependant, la forme prescriptive des ajustements structurels proposés n'a pas systématiquement pu prendre en compte les préoccupations, visions, et besoins locaux. La compréhension partielle de la logique et des résultats attendus des réformes par la plupart des parties prenantes du secteur s'est traduite par de faibles niveaux d'appropriation et de soutien aux mesures au plan local. Parallèlement, la suspicion des prêteurs, des investisseurs étrangers et des institutions de développement, conjuguée à l'importance stratégique des réseaux et actifs dans le secteur de l'électricité a exacerbé les craintes que les réformes n'avaient vocation à favoriser les parties du secteur privé, au détriment des entités locales, menaçant ainsi la sécurité énergétique (Banque africaine de développement, 2013).

Par ailleurs, les réformes telles que définies, n'accordaient la priorité ni aux objectifs sociaux et politiques d'amélioration de l'accès à l'électrification et à des ressources d'énergie propres, ni à l'amélioration de l'équité ou de l'abordabilité.

Des décennies plus tard, le bilan reste insatisfaisant. Une part des contrats d'affermage ou de management par des opérateurs privés pour exploiter ou redresser le système électrique subsaharien n'a pas connu de dénouements heureux (Banque mondiale, 2008 ; Heuraux 2011). Les raisons structurelles sous-jacentes à cette réalité sont relatives à l'absence de cadre réglementaire et institutionnel, l'absence d'un régulateur compétent, expérimenté et indépendant, l'absence de processus d'appels d'offres rigoureux et transparents, l'absence d'acheteurs financièrement viables et de contrats d'achat d'électricité solides (Heuraux 2011 ; Foster et Trimble, 2016).

L'examen du secteur de l'électricité montre que les caractéristiques de l'Afrique subsaharienne, qu'elles soient géographiques, économiques, sociales ou financières ne permettent ni le soutien du secteur de l'électricité, ni l'attraction des investissements pour son développement.

En sus de ces facteurs, d'autres facteurs externes ont tendance à exacerber la situation énergétique déjà précaire de l'Afrique subsaharienne, en l'occurrence les aspects climatiques. La sécheresse réduit considérablement l'énergie disponible, notamment pour les pays dépendants de l'hydroélectricité. Les pays se tournent ainsi davantage vers l'énergie diesel, très coûteuse. Les prix élevés de pétrole au niveau international exercent à leur tour une pression énorme sur les pays importateurs de pétrole, en particulier ceux qui dépendent du diesel et du fioul lourd pour leur besoin de production d'électricité. Dans d'autres pays comme l'Afrique du sud, le sous-investissement prolongé dans de nouvelles capacités de production conduit à une crise de l'électricité.

Les facteurs sous-jacents à l'état des lieux délétère du secteur énergétique constituent une réelle limite à la production et à l'offre de l'électricité. Le résultat de ce constat est une faible expansion de l'électrification dans un environnement économique, démographique, social en plein essor et, un faible accès aux services électriques aussi bien dans les milieux ruraux de l'Afrique subsaharienne que dans les milieux urbains.

3.1.3. D'énormes difficultés à étendre l'électrification dans les zones rurales, voire même dans les zones urbaines

3.1.3.1. La faible rentabilité du secteur électrique n'encourage pas l'expansion de l'électrification en milieu rural

Le taux d'accès à l'électricité en Afrique subsaharienne est non seulement inférieur aux niveaux mondiaux, mais encore, plus déplorable dans les zones rurales[36]. Si le taux d'accès moyen de l'Afrique subsaharienne est d'environ 50%, il est principalement le fait des régions urbaines où l'accès à l'électricité atteint 80%. Les régions rurales affichent quant à elles, un taux de 30% ; indiquant que les deux tiers de la population en zone rurale n'ont qu'un accès limité ou inexistant à l'électricité.

[36] Blimpo et Cosgrove-Davies, 2020 ; African Energy Chambers, 2023

Tout comme le constat erratique du taux d'accès à l'électricité à l'échelle nationale dans les pays subsahariens, l'accès à l'électricité en milieu rural est tout autant épars. Parmi les dix pays de l'Afrique subsaharienne où le taux d'électrification est supérieur à 80%, la plupart affiche un écart plus ou moins significatif du taux d'accès à l'électricité entre les zones d'habitation. Si aux Comores 100% des populations urbaines ont accès à l'électricité et 85,6% en milieux ruraux, au Gabon, seulement 30% des populations rurales ont un accès à l'électricité contre environ 99% en milieu urbain[37]. L'Afrique du sud est le seul pays dont la particularité est de disposer d'un taux d'accès au service électrique dans les zones rurales (93,4%) supérieur à celui des zones urbaines (87,7%).

Dans d'autres pays subsahariens, le très faible taux d'accès à l'électricité en milieu rural est la cause du faible niveau d'électrification à l'échelle nationale. La Guinée Equatoriale est un exemple où 90,4% de la population urbaine à accès à l'électricité contre à peine 1,4% de la population rurale, d'où un taux d'accès de 67% à l'échelle nationale. Au Mozambique, c'est un niveau d'accès à l'électricité de 79% en milieu urbain et 5% en milieu rural, faisant ressortir un taux d'accès national de 36%. Par contre, dans les pays les plus sous électrifiés tels que le Soudan du sud, il n'existe pas de grand écart entre le taux d'accès à l'électricité en milieux urbain et rural. Dans le cas d'espèce, 15,6% de la population urbaine à accès à l'électricité contre 1,7% de la population rurale, avec une moyenne nationale de 5,4%.

L'extension de l'accès à l'électricité représente en effet un réel défi en milieu rural dans la région subsaharienne où, seuls 15% de la population vivent dans un rayon de dix kilomètres d'une sous-station (ou cinq kilomètres d'une ligne à moyenne tension) et, pourraient être reliés au réseau électrique. Pas moins de 41% de la population rurale vivent ainsi dans des zones considérées comme isolées ou éloignées du réseau électrique (Blimpo et Cosgrove-Davies, 2020). Dans un tel contexte, l'électrification des localités isolées représente un investissement important, pour un faible nombre de clients, disposant généralement d'une capacité à payer très limitée. De surcroit, ces localités ne présentent souvent pas de perspectives de création de richesse. Se posent alors les questions de rentabilité financière et de pérennisation (Agence Française de Développement, 2012). Les opérateurs, notamment privés, ont généralement peu d'intérêt pour l'électrification des milieux ruraux et semi-urbains, en raison de la faible rentabilité financière et de la complexité de la gestion d'électrification.

L'Agence Française de Développement (2012) explique que la rentabilité potentielle d'un programme d'accès aux services oblige à distinguer d'une part un programme d'accès visant à équiper un territoire donné d'une infrastructure essentielle au développement économique de la zone et d'autre part, la fourniture d'un service généralisé à l'ensemble des habitants d'une zone, en particulier aux plus pauvres, ou aux populations vivant dans des petits villages ou habitations très isolées. Ces deux approches se basent sur deux motivations distinctes, à savoir : une volonté de développement économique et d'aménagement du territoire pour la première ; un objectif social, d'équité et d'équilibre géographique pour la seconde (qui représente un coût élevé). Se focaliser sur les « pôles de développement » en vue d'aménager le territoire et de doter les populations d'une infrastructure de base permet une certaine rentabilité du service électrique grâce à la fois à la présence d'activités économiques ainsi qu'à un certain niveau de densité de population. Or, dans les zones rurales, les faibles densités des populations dans les milieux reculés, avec une capacité financière limitée à payer le service, le faible niveau de

[37] African Energy Portal, https://africa-energy-portal.org/database, consulté le 07 juillet 2025

consommation électrique (il n'existe pas autant de matériel électro-ménager et/ou des nouvelles technologies de communication et d'information, consommateurs d'énergie), induisent des coûts de connexion et de fourniture plus élevés pour les compagnies électriques et, une rentabilité très faible que ces dernières ne sont pas prêtes à supporter. Par ailleurs, la construction des habitations dans les milieux reculés ne sont pas adéquates pour le raccordement des infrastructures, en l'occurrence électriques.

Ces zones rurales et parfois semi-urbaines sont ainsi exclues des priorités des compagnies électriques. Les populations de ces localités se retrouvent alors sans accès aux services électriques pour cause d'absence d'infrastructures énergétiques. Les compagnies électriques, notamment privées, si elles ne sont pas détenues par les Etats, n'ont généralement pas de raisons de s'intéresser à l'électrification en milieu rural ; ce créneau étant peu rentable et parfois complexe à gérer ; à moins d'un fort cofinancement par les Etats qui permettrait une certaine rentabilité.

Par ailleurs, Il existe d'autres options que le raccordement par les infrastructures énergétiques pour l'électrification, surtout dans les localités isolées. Il s'agit de l'électrification *off grid* et/ou panneaux solaires qui se développent pour combler le gap.

3.1.3.2. Un manque d'accès à l'électricité persistant dans les zones urbaines, malgré la proximité des populations aux réseaux électriques

Si en zone rurale, la distance des populations par rapport aux quelques infrastructures énergétiques existantes est la principale cause du faible accès à l'électricité, en milieu urbain, 93% des populations sont physiquement proches des infrastructures électriques, mais seuls 75% de ceux qui ont accès utilisent efficacement le service (Foster et Briceno-Garmendia, 2010). Cela signifie qu'une bonne partie de la population non desservie vit à proximité des infrastructures électriques ; un phénomène principalement observé en Afrique subsaharienne.

Malgré des volumes d'investissement considérables, la qualité et l'adéquation des services d'infrastructure varient considérablement d'un pays à l'autre. L'expérience dans le monde montre que le simple fait d'être connecté à des réseaux d'infrastructures ne garantit pas des services fiables. Ce sont surtout les villes à croissance rapide des pays en développement qui sont confrontées aux conséquences difficiles d'une infrastructure inférieure aux normes, souvent à un coût important. Des équipements vieillissants, un financement insuffisant, une maintenance médiocre et une expansion rapide sont quelques-uns des facteurs clés qui entraînent un manque de fiabilité des réseaux électriques (Rentschler et *al*., 2019).

En zone urbaine subsaharienne, les taux de croissance démographique moyens (2,5% par an, Banque mondiale, 2023) imposent une pression considérable sur les fournisseurs de services d'infrastructures énergétiques, rendant la couverture des services urbains de plus en plus faible. De plus, la faible densité des populations urbaines ne permet pas de bénéficier de fortes économies d'échelle dans la fourniture des services d'infrastructures énergétiques (Blimpo et Cosgrove-Davies, 2020).

Le taux relativement faible de raccordement aux réseaux d'infrastructures existants conduit à des niveaux plus bas de rentabilité financière, économique et sociale des investissements correspondants, dans la mesure où les équipements fonctionnent en deçà de leur potentiel (Foster et Briceno-Garmendia, 2010).

Outre les faibles niveaux d'accès à l'électricité et de rentabilité, la qualité du service pour les personnes connectées est un facteur critique. Dans le contexte de difficultés financières, les dépenses d'exploitation et de maintenance sont souvent les premiers postes de dépenses à être réduits ; ce qui diminue la qualité du service (Kojima et al., 2016).

En somme, les principaux obstacles à l'extension de l'électrification et de l'accès au réseau sont l'insuffisance des capacités de production, la médiocrité des infrastructures de transmission et de distribution, les coûts élevés de l'approvisionnement des zones rurales et isolées, l'incapacité des ménages à faibles revenus à payer des frais de raccordement et la mauvaise situation financière des services publics d'électricité (Banque mondiale, 2017).

L'analyse des contraintes liées à l'offre de l'électricité ne peut se faire sans une compréhension des problèmes liés à la demande. Si les services d'électricité sont disponibles, mais que l'adoption et la consommation sont faibles, le secteur sera dans l'incapacité de recouvrer ces coûts et d'être financièrement viable. Ce qui dissuadera également l'investissement dans le secteur (Blimpo et Cosgrove-Davies, 2020).

3.2. Des problèmes liés à la demande d'énergie électrique en Afrique subsaharienne : des facteurs endogènes et sous-jacents à l'offre

La faiblesse des niveaux de production et d'accès de la région subsaharienne explique pourquoi la consommation d'électricité par habitant est relativement faible (Eberhard et al., 2008). Mais, cela n'explique pas à eux seuls, le niveau de consommation de l'électricité, en particulier dans les zones urbaines.

Les infrastructures électriques sont physiquement proches de 93% de la population urbaine, mais seuls 75% de ceux qui y ont accès utilisent efficacement le service en Afrique subsaharienne (Foster et Briceno-Garmendia, 2010). Cela signifie que la moitié de la population non desservie vit à proximité des infrastructures électriques. Les taux d'adoption de l'électricité en milieu urbain dans ces pays, très erratiques, varient de 35% au Malawi, 58% au Burkina Faso, 75% au Togo, 88% en Côte d'Ivoire à 98% en Afrique du sud (Blimpo et Cosgrove-Davies, 2020).

Plusieurs facteurs sont à la base de cet état de fait.

3.2.1. La faible capacité financière des consommateurs limite l'adoption de l'électricité

Les facteurs qui expliquent le faible taux d'adoption de l'électricité en Afrique subsaharienne, notamment dans les milieux urbains sont sous-jacents au faible accès à l'énergie sur le continent, car le problème endogène n'est pas l'électricité, mais plutôt la pauvreté (Wodon *et* al., 2009 ; Blimpo et Cosgrove-Davies, 2020).

En effet, les faibles niveaux de revenu de l'Afrique subsaharienne limitent considérablement l'accessibilité financière de l'accès d'une large majorité de la population, réduisant ainsi la volonté de payer pour l'électricité (Blimpo et Cosgrove-Davies, 2020). Du côté de la demande, une partie de la population étant pauvre ou quasi-pauvre, certains ménages n'ont tout simplement pas les moyens de payer les services d'électricité, même lorsque le raccordement au réseau est possible parce que les ménages vivent à proximité d'une ligne électrique (Wodon *et* al., 2009).

L’Afrique subsaharienne abrite effectivement, un nombre important de personnes pauvres. 38,3% de la population dispose de moins de 1,90 dollars USD par jour (2011 PPA ; Banque mondiale, 2019) et se caractérise *de facto*, par une capacité financière assez faible. Cette situation explique la faible volonté de payer pour l’accès à l’électricité sur le continent, malgré un désir élevé d’en disposer.

Le caractère inabordable du service, ou plus généralement de la demande de service, peut-être dû à différentes raisons.

L’une des raisons résiderait dans les coûts élevés de raccordement et les tarifs élevés pour les ménages. Des frais de raccordement, qui sont le montant initial payé par les nouveaux clients pour être raccordés au réseau de distribution, sont facturés à des prix trop élevés par rapport au niveau de revenu d’une catégorie de consommateurs, pour leur permettre de se connecter à un réseau de distribution établi. Également, les flux de revenus imprévisibles empêchent les ménages de se connecter aux services d'électricité (Blimpo et Cosgrove-Davies, 2020) ; ce qui dissuade les populations à faible revenu à en faire la demande. Les frais de raccordement en Afrique subsaharienne peuvent aller de 78 USD au Rwanda et 504 USD au Niger, à 824 USD au Zimbabwe et 1 303 USD au Gabon pour un ménage habitant dans un rayon de trente mètres du poteau le plus proche (Blimpo et Postepska, 2018). Pour les ménages situés en dehors de ce rayon, le coût est encore plus élevé puisqu’ils doivent acheter des poteaux électriques supplémentaires avant que le réseau ne puisse être étendu à leur domicile, avec des coûts allant de 92 USD au Togo à 656 USD au Gabon. Les coûts de raccordement pour ces ménages peuvent ainsi atteindre 189 USD au Rwanda, 774 USD au Niger, 1 006 USD au Zimbabwe ou encore 1 959 USD au Gabon (Blimpo et Cosgrove-Davies, 2020). Pour Golumbeanu et Barnes (2013), les frais de raccordement à l'électricité élevés peuvent constituer l'obstacle le plus important à l'amélioration de l'accès à l'électricité dans la région de l'Afrique subsaharienne.

En outre, les tarifs élevés de l'électricité rendent l'électricité inabordable pour certains segments de la population, tels que les communautés pauvres dans les zones urbaines, les ménages ruraux et les petites entreprises. Les tarifs et les frais de connexion aux réseaux dans certains pays d'Afrique subsaharienne sont parmi les plus élevés au monde. Par exemple, la population ayant accès à l'électricité paie en moyenne près du double de ce que paient les consommateurs d'autres régions du monde (Schwerhoff et Sy, 2020). L'accès à l'électricité est d'autant plus difficile que les niveaux de revenus en Afrique subsaharienne sont beaucoup plus faibles (CNUCED, 2023).

Bien que le secteur résidentiel représente 95% des clients des services publics d’électricité en Afrique subsaharienne, il contribue seulement à 50% des recettes. La tarification de l’électricité destinée aux clients commerciaux et industriels est donc aussi importante pour le recouvrement des coûts. Pourtant, ni les clients commerciaux, ni les clients résidentiels ne sont prêts à payer des tarifs permettant un recouvrement complet des coûts ; pour des raisons de compétitivité pour les uns et pour les raisons de pouvoir d’achat pour les autres. Par conséquent, pour de nombreux distributeurs d’électricité, l’ajout de clients résidentiels n’est pas rentable, dans la mesure où le gros de l’électricité est élevé, alors que les tarifs de détails réglementés sont bas et que la consommation de l’utilisateur résidentiel est généralement faible (Blimpo et Cosgrove-Davies, 2020).

3.2.2. Une qualité des services électriques encore médiocre

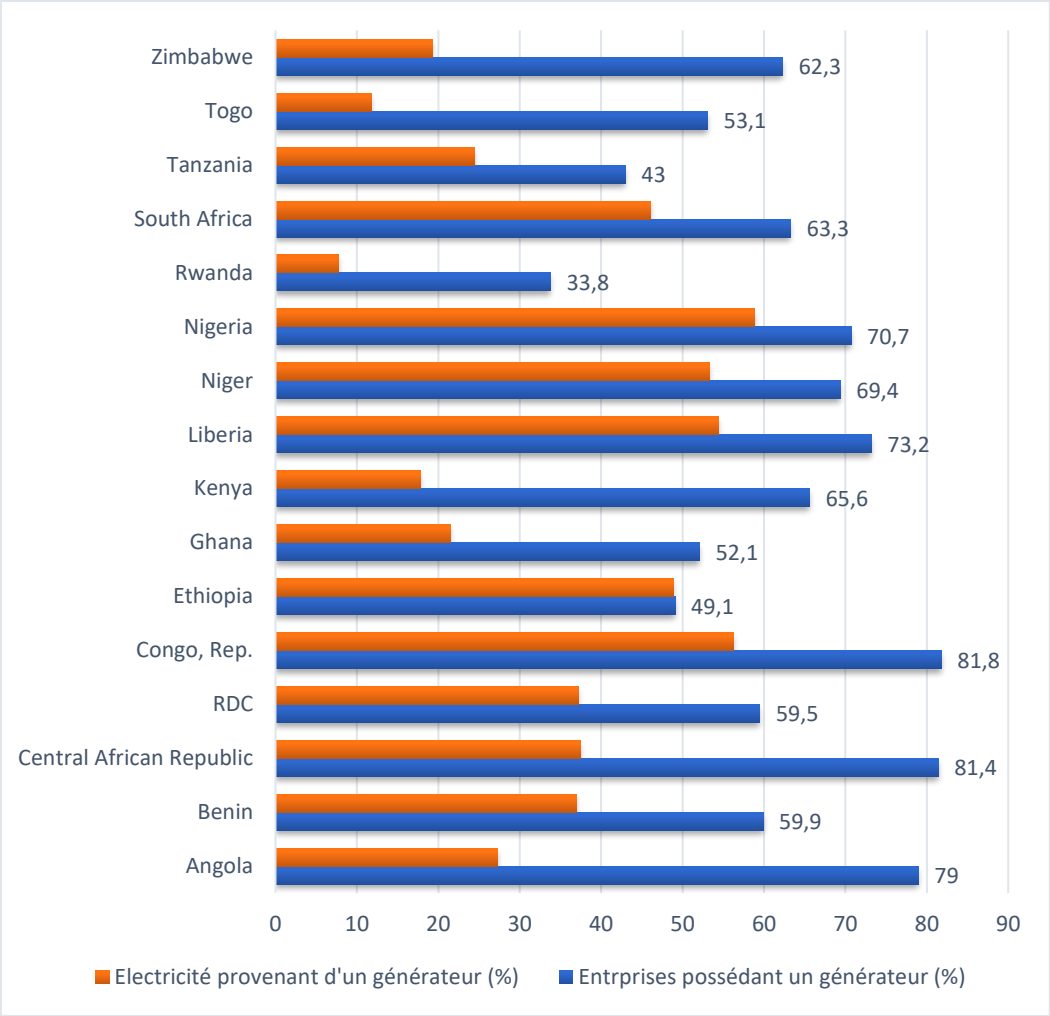
Un autre problème lié à la demande du point de vue des utilisateurs peut être relatif à la mauvaise qualité du service. En effet, dans de nombreux pays subsahariens, les coupures d'électricité sont fréquentes, car la capacité de production des services publics est limitée et insuffisante pour répondre à la demande existante (Wodon *et al*., 2009). Des études (Blimpo et Cosgrove-Davies, 2020) ont montré dans quelles mesures l'irrégularité de la distribution des services publics tels que l'électricité, affecte le taux de raccordement. D'une part, la qualité médiocre du service électrique (coupures fréquentes et baisses de tension) décourage les ménages de se raccorder, car ils craignent de ne pouvoir récupérer leurs coûts d'investissement, faute d'un approvisionnement fiable leur permettant de générer des revenus. D'autre part, la médiocrité de la prestation offerte suscite la méfiance des citoyens à l'égard de la capacité et de la volonté du fournisseur de service public à fournir un rapport qualité-prix suffisant. En conséquence, les ménages non raccordés peuvent recourir à des raccordements illégaux plutôt qu'officiels, faisant ainsi stagner le taux de raccordement formel.

Un facteur non négligeable concerne également le vol d'électricité qui aggrave le manque de fiabilité de l'électricité fournie, affecte ainsi les revenus des prestataires publics et, déstabilise la tension, intensifiant les coupures de courant. En 2015 par exemple, la compagnie d'électricité sud-africaine, Eskom South Africa a déclaré une perte d'environ 350 millions USD en électricité dérobée (Blimpo et Cosgrove-Davies, 2020).

Pour les consommateurs, les interruptions de services et la faible puissance de l'électricité fournie entrainent une diminution des avantages du service de l'électricité et, entravent leur volonté à se raccorder (Blimpo et Cosgrove-Davies, 2020) ou le cas échéant, à payer le service. Face à l'approvisionnement peu fiable de l'électricité, certains ménages et/ou entreprises se détournent de l'énergie produite par les infrastructures électriques raccordées, au profit d'autres moyens pour satisfaire leurs besoins en électricité lorsque des alternatives sont disponibles telles que l'usage de la biomasse pour les uns ou des générateurs pour les autres.

La majorité des entreprises en Afrique subsaharienne se voient ainsi obligées de disposer d'un générateur pour parer aux coupures de courant et aux faibles approvisionnements de l'électricité. En Angola, en République Démocratique du Congo, ou encore en Centrafrique, environ 80% des entreprises possèdent un générateur. Ces derniers peuvent fournir plus de 50% d'électricité. C'est le cas au Nigéria où pratiquement 59% de l'électricité des entreprises proviennent des générateurs, contre 49% en Ethiopie, 46% en Afrique du sud, 21% au Ghana ou 8% au Rwanda.

Graphique 18 - Entreprises possédant un générateur (%) et proportion d'électricité provenant d'un générateur (%) en Afrique subsaharienne, 2017



Source : Auteur, à parti des données de Entreprise Survey, Banque mondiale, 2017

Lorsque l'électricité est accessible, mais que la fiabilité de l'énergie est douteuse et que le prix à payer est relativement cher, cela n'incite pas la population à son adoption.

Les problèmes de fiabilité rendent l'électricité non désirable par les ménages qui vivent dans les zones couvertes par les infrastructures électriques.

3.2.3. Des habitations non conventionnelles et inadaptées aux raccordements d'infrastructures électriques

D'autres entraves à l'extension de la clientèle sur le continent sont liées aux habitats des populations, notamment dans les zones périphériques des villes ou dans les milieux ruraux. En raison des faibles revenus et des coûts élevés des logements formels, la majorité de la population de l'Afrique subsaharienne vit dans des logements informels, qui ne sont généralement pas conformes aux normes de construction et, sont mal desservis par les réseaux d'infrastructures et de services publics. Le raccordement conventionnel requiert en fait des normes minimales de construction que beaucoup de logements existants ne satisfont pas. On estime que les logements informels constituent environ trois quarts du parc immobilier total sur le continent (Banque mondiale, 2015). Trente-cinq pour cent du déficit d'électricité dans les zones urbaines de

l'Afrique subsaharienne serait attribué à la mauvaise qualité du logement et, environ 98% des ménages affectés par la contrainte de la qualité du toit sont également affectés par la contrainte d'accessibilité financière (Blimpo et Postepska, 2018).

Par ailleurs, en l'absence de titres fonciers dans certains pays ou face à des occupations illégales dans d'autres, il est parfois difficile pour les sociétés de services publics, en l'occurrence électriques, d'accepter le ménage comme client (Wodon *et al*., 2009).

3.2.4. En somme, un déficit de couverture d'électricité en Afrique subsaharienne, lié autant à la demande qu'à l'offre

Les données suggèrent que l'accès à l'électricité est assez répandu (93% des ménages y ont accès) dans les villes africaines. En revanche, les taux d'utilisation sont plus faibles, à 75%. Cela signifie que le taux de couverture réel d'électricité est de 71%. Inversement, la part des ménages non desservis est de 29%. La part du déficit de couverture d'électricité imputable à des facteurs liés à la demande est de 52%. En revanche, la part du déficit de couverture imputable aux seuls facteurs liés à l'offre est de 37% à 39% pour l'électricité. Les problèmes combinés de la demande et de l'offre de l'électricité représentent 11 à 21 % en moyenne pour les pays de l'Afrique subsaharienne (Wodon *et al*., 2009). Les problèmes liés à l'offre de l'électricité sont aussi importants que ceux liés à la demande en Afrique subsaharienne.

L'analyse régionale met néanmoins en évidence, des divergences quant à l'ampleur des facteurs liés à la demande qui expliquent les déficits d'accès à l'électricité. L'Afrique centrale est la plus touchée par les contraintes liées à la demande, qui représentent 80% du déficit d'accès. Elle est suivie, dans l'ordre, par l'Afrique australe (52%), l'Afrique de l'Ouest (36%) et l'Afrique de l'Est (32%) Blimpo et Cosgrove-Davies (2020).

Toutefois, pour Blimpo et Cosgrove-Davies (2020), fiabilité et accessibilité financière vont de pair dans la mesure où une électricité fiable convaincrait les consommateurs que l'électricité est un service pour lequel il vaut la peine de payer, et un grand nombre de consommateurs réduirait les coûts de production de l'électricité et, conduirait à un prix d'électricité plus abordable. Cependant, ils soulignent que, même si les pays africains raccordaient tous les ménages à l'électricité, le niveau moyen de consommation resterait faible, parce que la plupart n'ont pas les moyens d'acquérir des appareils électriques tels que des climatiseurs, réfrigérateurs et chauffe-eau.

Nombreux sont ainsi les facteurs qui influencent la demande de l'électricité en Afrique subsaharienne ; qu'il s'agisse du faible revenu des populations et parfois irrégulier, qui pèsent dans la volonté de payer ; des processus fastidieux et des coûts élevés du raccordement ; de la fiabilité du service d'électricité ou de la médiocre qualité des logements ne facilitant pas la connexion aux infrastructures énergétiques. La raison du non raccordement de certains ménages vivant dans les zones couvertes par une infrastructure électrique n'est donc pas toujours un obstacle lié à l'offre. Les contraintes liées à la demande peuvent expliquer jusqu'à 52% du déficit d'accès à l'électricité en Afrique subsaharienne (Wodon *et al*., 2009).

Les coûts d'opportunité liés à l'accès à l'électricité n'encouragent donc pas à son adoption et donnent un frein à une partie de la demande de l'énergie électrique. Le taux relativement faible de raccordement aux réseaux d'infrastructures existants conduit à des niveaux plus bas de rentabilité financière, économique et sociale des investissements correspondants, dans la

mesure où les équipements fonctionnent en deçà de leur potentiel (Foster et Briceno-Garmendia, 2010).

Synthèse

L'analyse du secteur de l'électricité de l'Afrique subsaharienne, qu'elle soit du côté de l'offre ou de la demande met en exergue l'insuffisance de ressources financières comme la cause fondamentale de la situation délétère du secteur. La sous-facturation, le faible recouvrement des recettes, la mauvaise gouvernance, les pertes de transport et de distribution de l'électricité, limitent les capacités financières des compagnies et entravent l'investissement dans le secteur. La détérioration des infrastructures énergétiques dont il en découle réduit davantage la capacité de production et d'offre de l'électricité ; la faible rentabilité du secteur n'incitant pas de surcroit l'extension de l'électrification aussi bien dans les zones rurales qu'urbaines. En retour, l'approvisionnement d'une énergie électrique peu fiable décourage les abonnés déjà connectés ou proches des réseaux énergétiques à demander ou consommer l'électricité ; ce qui fragilise la rentabilité financière des compagnies, aggrave le déficit budgétaire et nourrit le cercle vicieux de la détérioration du secteur électrique.

Un facteur observé en Afrique subsaharienne et identifié comme déséquilibrant le secteur est la subvention que les Etats octroient aux compagnies électriques nationales. La règlementation des tarifs et les subventions à l'électricité se justifient dans la plupart des pays subsahariens par la réduction du coût de l'électricité pour la croissance économique et la compétitivité, mais aussi pour lutter contre l'inflation tout en favorisant l'accessibilité de l'électricité par les ménages. Cette mesure budgétivore et de moins en moins viable pour les Etats, essuie de considérables critiques.

Pour le Fonds monétaire international (FMI), les subventions[38] à l'énergie, notamment l'électricité qui représentent en moyenne 0,4% du PIB[39] des Etats subsahariens exacerbent les déséquilibres budgétaires, évincent les dépenses publiques prioritaires et déprime les investissements privés.

Selon l'Institution de Breton Wood, les subventions à l'électricité plombent la croissance économique des pays car, au-delà de leur impact négatif sur les soldes budgétaires, les prix peu élevés et subventionnés de l'énergie électrique peuvent se traduire par des bénéfices moindres ou des pertes pour les producteurs ; ce qui rend l'expansion de la production énergétique difficile pour les entreprises d'Etat mais pire, rend le secteur très peu attractif pour le secteur privé, causant de graves pénuries d'énergie qui entravent l'activité économique. En effet, ce sont les coûts de production élevée qui sont à l'origine des prix élevés de l'électricité et donc

[38] Le FMI définit les subventions à l'énergie comme un appui financier à la fois à la consommation et à la production. La consommation est subventionnée lorsque le prix versé par les consommateurs, y compris les entreprises (consommation intermédiaire) et les ménages (consommation finale) est inférieur au prix de référence, tandis que la production est subventionnée lorsque le prix versé aux fournisseurs est supérieur à cette référence (Fonds monétaire international, « Réformes des subventions à l'énergie : Enseignement et conséquences », 2013)

[39] Fonds monétaire international, « Réformes des subventions énergétiques en Afrique subsaharienne : Expériences et Enseignements », 2013

des subventions importantes. Ces coûts sont imputables aux inefficacités opérationnelles, au recours à la production d'électricité secours et aux faibles économies d'échelle. Par conséquent, pour réduire les subventions, il conviendrait d'améliorer l'efficacité opérationnelle et de moderniser les opérations relatives à l'électricité. Les ressources des subventions pourraient servir à investir dans de nouvelles capacités de production et dans de nouvelles technologies afin de disposer d'une électricité fiable, disponible et abordable.

Sur un plan social, les subventions à l'électricité seraient extrêmement inéquitables dans la mesure où elles profitent principalement aux groupes à revenu plus élevé, qui sont les plus grands consommateurs de cette énergie car les plus connectés aux réseaux électriques par rapport aux ménages vulnérables qui n'ont pas accès aux services électriques. Les subventions à l'électricité sont ainsi pointées comme mal ciblées puisque seulement 20% des ménages les plus pauvres reçoivent 9% de ces subventions (Fonds monétaire international, 2013). En Afrique subsaharienne, pratiquement 4% des recettes publiques sont destinées à la subvention à l'électricité. Pour le Fonds monétaire international, ces ressources publiques pourraient être réaffectées vers les programmes mieux ciblés sur la santé, l'éducation et la protection sociale par exemple pour améliorer l'équité.

Sur un plan environnemental, les subventions à l'électricité pourraient causer une surconsommation des ressources énergétiques, un sous-investissement dans l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables et par conséquent aggraver le réchauffement climatique et la pollution. L'élimination des subventions serait ainsi positive à l'environnement et à la santé.

L'élimination des subventions à l'électricité pour les Institutions telles que le Fonds monétaire international semble être la voie pour réorienter les ressources publiques vers les programmes ciblant directement les populations les plus démunies. Toutefois, l'Afrique subsaharienne est caractérisée par des réalités qui peuvent dans les faits, conduire à l'aggravation des conditions socioéconomiques des populations. Dans la plupart des pays subsahariens, les services de collecte et d'enregistrement des données sociodémographiques ne sont pas encore à la pointe, pour des raisons d'insuffisance de ressources financières et technologiques afin de disposer de base de données fiables pour le ciblage des personnes vulnérables et démunies pour des subventions ciblées. Également, dans un contexte où la protection sociale est encore embryonnaire, les subventions constituent une espèce de filet de sécurité pour cette population. Une suppression brutale des subventions à l'électricité pourrait engendrer une inflation généralisée, une baisse de la compétitivité, réduire les recettes des Etats et par conséquent, annuler les économies réalisées sur les subventions.

Néanmoins, afin d'obtenir des résultats optimaux, le Fonds monétaire international met en lumière l'approche graduelle pour éliminer les subventions à l'électricité tout en maintenant les équilibres macroéconomiques des pays. Il s'agit d'améliorer l'efficacité des entreprises publiques, qui inclut le renforcement de la gouvernance, la réduction des pertes de transport et de distribution et l'augmentation des capacités de production. Par ailleurs, l'application de mesures d'atténuation ou de compensation devrait soulager les populations vulnérables.

4. Les conséquences économiques d'un accès à l'électricité encore insuffisant et d'un approvisionnement peu fiable en Afrique subsaharienne

L'électricité est un élément important de pratiquement tout processus de production. En tant que tel, une offre limitée a pour conséquence susceptible d'affecter, directement et/ou indirectement, les activités économiques des entreprises (Cissokho et Seck, 2013). En effet, une infrastructure, notamment énergétique solide renforce la compétitivité d'une économie et crée un environnement commercial propice à la croissance et au développement des entreprises. A l'inverse, des déficiences de ces infrastructures créent des obstacles aux opportunités de production et augmentent les coûts pour toutes les entreprises, des plus petites aux plus grandes (Banque mondiale, 2021).

Or, comme cela a été démontré, le secteur de l'électricité en Afrique subsaharienne affiche un retard considérable par rapport à toutes les régions du monde et se caractérise par i) une vétusté des infrastructures et un réseau limité, ii) une capacité de production insuffisante, iii) des approvisionnements et des services peu fiables, iv) des prix de l'électricité élevés et une consommation faible et v) un faible taux d'accès de la population au réseau.

Le taux d'accès aux services électriques dépasse à peine 50% sur le sous-continent. La capacité installée des infrastructures énergétiques se limite à 130 GW (juste supérieure à celle d'un pays comme l'Espagne - 120 GW) et produisent 579 TWh[40] pour l'ensemble des quarante-huit pays. En conséquence, la consommation moyenne par habitant (Afrique du sud exclue), est seulement de 185 kWh (*The Economist*, 2022). Il en résulte des faiblesses du secteur électrique, des baisses de tension, des délestages fréquents, des locations coûteuses des générateurs, avec une forte dépendance au diesel coûteux (Kojima et *al*., 2016).

L'insuffisance et le manque de fiabilité de l'approvisionnement en électricité affectent ainsi de nombreux pays de l'Afrique subsaharienne. L'une des conséquences est la baisse de la productivité, de la compétitivité et de l'emploi des entreprises, ainsi qu'un frein important à l'activité économique et à la croissance (Banque mondiale, 2009) car, l'utilisation productive de l'électricité nécessite une énergie électrique fiable, avec une puissance élevée. La mauvaise qualité de l'électricité a un impact considérable sur le secteur privé, en particulier.

Cissokho et Seck (2013) expliquent en effet les différents canaux par lesquels les pannes de courant sont susceptibles d'affecter les activités des entreprises, avec des conséquences néfastes sur la productivité. Premièrement, le canal de *l'efficacité*, par lequel la fourniture discontinue d'énergie électrique est synonyme de perturbation du processus de production, entraîne l'inactivité des ressources productives. Ce qui conduit à un niveau de production inférieur. Deuxièmement, il existe des *coûts associés* au remplacement ou à la réparation des machines et équipements endommagés, d'une part, et les coûts liés à la détérioration des produits finis ou des stocks, d'autre part. En outre, les pénuries d'électricité entraînent des coûts supplémentaires pour les entreprises, car elles doivent souvent recourir à des sources d'énergie alternatives, comme des générateurs. Troisièmement, il existe le canal de la *qualité*, qui est lié à la précipitation pour respecter les délais en raison de pannes de courant anticipées, de stocks endommagés ou de machines défectueuses. Ces phénomènes pourraient tous affecter la qualité d'un bien ou d'un service produit par une entreprise. Cela signifie que les entreprises doivent produire davantage de biens pour remplacer les unités de mauvaise qualité ou les unités mises

[40] *Africa Energy Portal*, 2023

au rebut. Par conséquent, le coût de production augmente encore. Quatrièmement, il existe le canal de *l'incertitude*, qui survient parce que les entreprises ne peuvent pas prédire avec précision, l'apparition d'un manque d'électricité. Cette situation se traduit par une incertitude quant au respect des délais, à l'obtention à temps des matériaux auprès des fournisseurs ou à la possibilité de profiter de nouvelles opportunités de marché. En fin de compte, cela pourrait conduire les entreprises à renoncer à investir ou exploiter davantage de capitaux et, par conséquent, à embaucher moins de travailleurs.

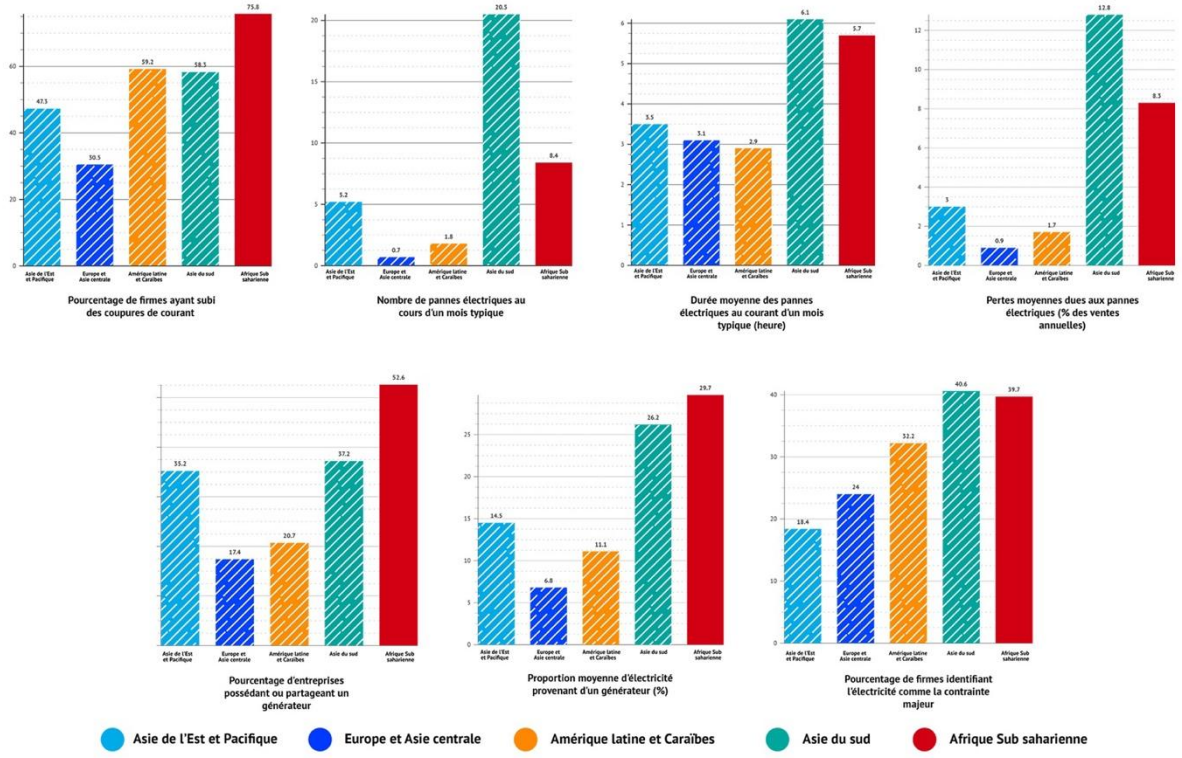
Les perturbations des infrastructures électriques peuvent ainsi causer des ralentissements d'une économie à travers des coûts d'exploitation plus élevés, une baisse de l'innovation et de la compétitivité, des coûts opérationnels plus élevés répercutés sur les consommateurs finaux et, une baisse de la rentabilité (*African Energy Chamber*, 2022).

Le manque d'accès à l'électricité, la qualité médiocre de ces infrastructures et de ces services, ou encore les pannes électriques constituent souvent un frein substantiel pour les économies des pays en développement. Une étude (Rentschler et *al*., 2019) sur 143 000 entreprises de 137 pays à revenu faible ou intermédiaire, estime les coûts monétaires des pannes d'électricité à 38 milliards de dollars par an. Ces dysfonctionnements engendrent de plus, des pertes de ventes équivalentes à 82 milliards de dollars par an. Les entreprises supportent également des coûts d'électricité produite par des générateurs estimés à 64 milliards de dollars par an.

En Afrique subsaharienne, 75,8% des firmes implantées subissent des coupures de courant, contre 59% en Amérique latine et Caraïbes[41]. Face à ces interruptions, une stratégie de réponse courante des entreprises consiste à utiliser ou à partager des générateurs de secours, généralement alimentés par du diesel. Ainsi, 52% des firmes installées sur le continent disposent ou partagent un générateur, dont proviennent pratiquement 30% d'énergie électrique. Toutefois, si ces générateurs permettent aux entreprises de pallier les coupures de courant, ils les obligent également à acheter, à installer, à entretenir et à faire fonctionner des machines coûteuses (Rentschler et *al*., 2019).

[41] *Entreprise Survey*, Banque mondiale, 2017

Graphique 19 - Les entreprises face à la pénurie d'électricité en Afrique subsaharienne

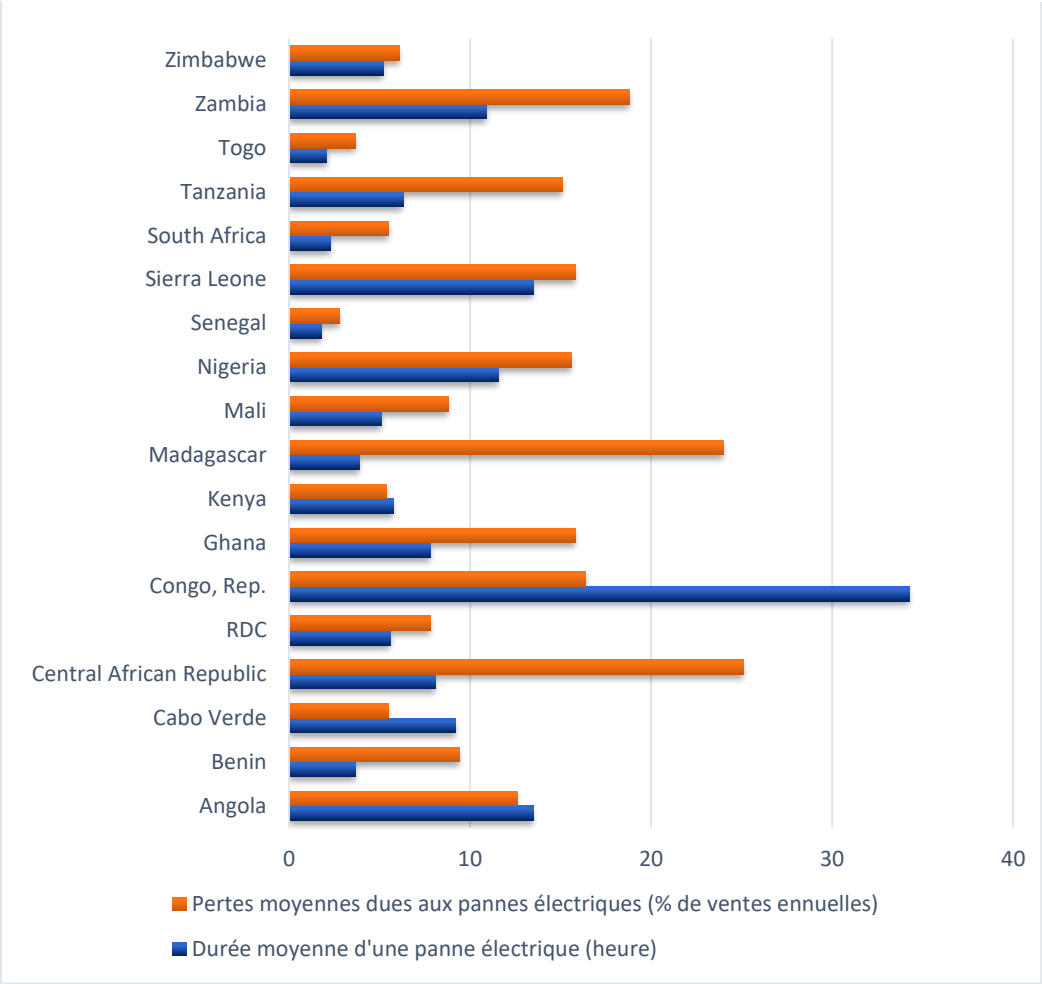


Source : Auteur, à partir des données de Entreprise Survey, Banque mondiale, 2017

Les interruptions d'électricité, mais également, dans la mesure où cela est le cas, l'utilisation des générateurs de secours engendrent des coûts de production supplémentaires pour les firmes. Le recours au générateur pour l'autoproduction de l'électricité affecte négativement la productivité des entreprises à long terme, du fait du coût marginal associé à cette méthode (Mensah, 2016). Dans ce contexte, il n'est pas étonnant que le manque d'électricité soit identifié comme la contrainte majeure à leurs activités économiques pour 40% des entreprises installées en Afrique subsaharienne. Les coûts indirects liés à la qualité des infrastructures, notamment énergétiques et des services représentent une part relativement élevée des coûts des entreprises dans les pays africains et, constituent un fardeau concurrentiel (Eifert et *al.*, 2008). Ceci se traduit par des pertes en termes de ventes perdues.

Les pannes électriques typiques que subissent les entreprises en Afrique subsaharienne peuvent durer en moyenne de trois heures au Sénégal à 19 heures en Zambie, voire même à 35 heures en République démocratique du Congo. Ces interruptions causent d'énormes pertes pour les entreprises. Plus de 15% de pertes des ventes annuelles sont ainsi dues aux pannes électriques en Tanzanie, au Nigéria ou au Ghana. Cette proportion atteint 25% à Madagascar et en Centrafrique.

Graphique 20 - Durée moyenne d'une panne électrique (heure) et pertes moyennes dues aux pannes (% de ventes annuelles) en Afrique subsaharienne



Auteur, à partir des données de Entreprise Survey, Banque mondiale, 2017

Les études menées sur les activités des entreprises africaines mettent en exergue les conséquences liées aux perturbations des infrastructures électriques. On estime que l'augmentation de la fréquence des coupures de courant de 1% réduit la production des entreprises de 3,3% à court terme et réduit le PIB par habitant de 2,9% à long terme (Andersen et Dalgaard, 2013). La baisse de la productivité totale des facteurs de production se réduirait entre 0,6 et 1,1% et 3,5% (Mensah, 2016 ; 2018). En termes de compétitivité commerciale, les coûts élevés de production, dus aux interruptions d'électricité réduiraient de 6 à 12% les exportations des entreprises africaines (Mensah, 2018). Même quand les entreprises utilisent les générateurs pour l'autoproduction de l'électricité, ceci n'améliore pas leur performance, bien au contraire, il s'observe également une perte de leur productivité (Mensah, 2016). Les pannes d'électricité coûtent ainsi aux pays africains, environ 1 à 2% de leur PIB par an (Lemma *et al*., 2016).

Les entreprises confrontées aux défaillances dans la fourniture de l'électricité subissent ainsi des coûts monétaires élevés pour y faire face.

Également, dans les pays ayant le moins accès à l'électricité à l'échelle nationale, ou dans les zones géographiques qui ont un accès limité à l'électricité ou un approvisionnement peu fiable, des limites à l'emploi productif et à la génération de revenus sont susceptibles d'être présentes

(*African Energy Chamber,* 2022). L'accès à l'électricité peut en effet, favoriser la création de nouveaux emplois car les potentiels entrepreneurs profitent des conditions favorables qu'offre cette énergie. A l'inverse, la pénurie d'électricité peut affecter l'emploi par des canaux tels que la hausse des facteurs de production, la baisse de la productivité et la baisse de la compétitivité des exportations et du commerce qui contraignent les entreprises à réduire la demande de la main d'œuvre et l'emploi (Menash, 2018).

Les pannes électriques que subissent les entreprises subsahariennes ont non seulement un impact négatif sur leur performance en termes de contrainte sur le processus de production et par conséquent, sur la productivité des facteurs de production (Abotsi, 2016 ; Mensah, 2018), mais il s'observe également un effet négatif sur la taille des entreprises et sur l'emploi, avec une ampleur plus importante sur l'emploi des travailleurs temporaires par rapport aux travailleurs permanents (Mensah, 2016). Les résultats des travaux de Mensah (2018) révèlent qu'en Afrique, une augmentation de 1% de la fréquence des coupures de courant réduit le nombre d'employés des entreprises de 1,1%. Également, le fait de vivre dans une communauté où l'approvisionnement en électricité n'est pas fiable réduit la probabilité d'être employé de 35 points de pourcentage et la probabilité d'occuper un emploi qualifié de 27 points de pourcentage. La pénurie d'électricité réduirait également la probabilité d'exercer une activité indépendante de 32 à 47 points de pourcentage.

En outre, le retard dans l'électrification a un coût d'opportunité élevé, car le manque d'électricité entrave l'adoption de technologies modernes et diminue la qualité de la prestation des services tels que les soins de santé, l'éducation et autres services publics. Cela peut également avoir des répercussions négatives sur le processus d'urbanisation (Blimpo et Cosgrove-Davies, 2020).

Les investissements dans les infrastructures énergétiques sont ainsi indispensables pour éviter les effets néfastes des perturbations électriques sur le revenu des entreprises et la croissance économique.

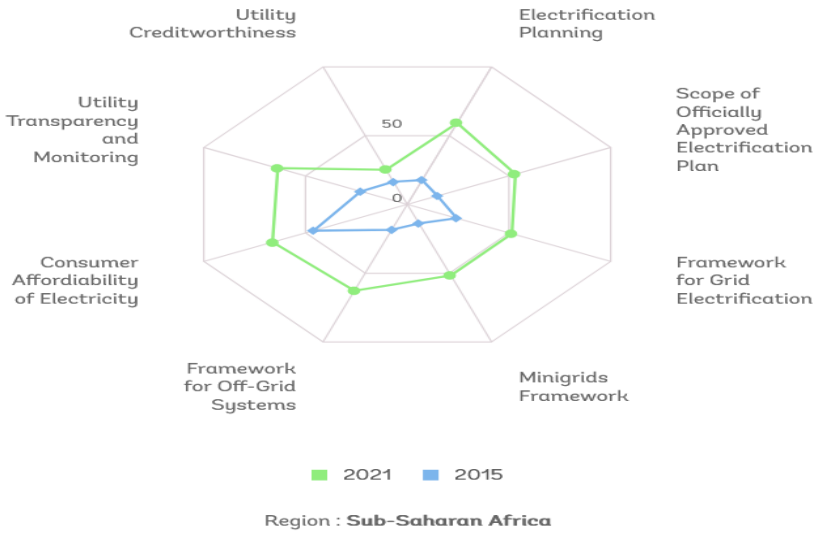
5. Les réformes entreprises dans le secteur de l'électricité en Afrique subsaharienne

La pierre angulaire d'une électrification réussie est l'élaboration et la mise en œuvre efficace dans chaque pays d'une stratégie nationale menée par l'Etat, abordant de manière systématique et coordonnée, les aspects institutionnels, techniques et financiers de l'électrification Blimpo et Cosgrove-Davies (2020).

Le rapport RISE (2022), qui dresse le bilan des progrès accomplis vers l'adoption de politiques d'énergie durable, révèle que l'Afrique subsaharienne a connu le plus grand progrès en matière d'accès à l'électricité en 2019-2021, obtenant le score le plus élevé (54/100), dépassant ainsi de peu, la moyenne mondiale (53/100). Les indicateurs qui ont montré l'amélioration la plus positive dans la région subsaharienne sont les cadres pour les mini-réseaux, les systèmes d'électrification hors réseau et la transparence et le suivi des services publics.

Le rapport RISE indique qu'en 2015, dix-sept (17) pays africains sur trente-cinq n'avaient aucun plan d'électrification officiellement adopté. En 2021, ce nombre est passé de trente (30) à trente-cinq (35), indiquant un effort des pays à améliorer le cadre institutionnel du secteur (RISE, 2016 et 2022).

Figure 5 - Indicateurs réglementaires pour l'accès à l'électricité en Afrique subsaharienne (2015,2021)



Source : RISE – Regulatory Indicators for Sustainable Energy, 2022

Les mesures de réformes institutionnelles sont la clé de l'amélioration de la performance des services publics d'électricité, tout comme les pays dont les cadres réglementaires sont les plus développés, font preuve d'une meilleure gouvernance de leurs services publics de l'électricité (Foster et Briceno-Garmendia, 2010). De plus, un cadre réglementaire approprié est nécessaire pour attirer l'investissement dans tous les domaines du secteur : production, transport, infrastructure, distribution et gestion opérationnelle (Blimpo et Cosgrove-Davies, 2020). Toutefois, le rapport RISE (2024) souligne toujours un paradoxe majeur pour l'Afrique subsaharienne dans la mesure où alors que les cadres réglementaires s'améliorent et deviennent de plus en plus robustes, l'accès réel sur le terrain demeure un défi. En effet, les pays comme le Nigéria, l'Ethiopie, la Tanzanie et l'Ouganda sont parvenus à mettre en place des cadres réglementaires classées "Zones vertes », avec des scores supérieurs à 67/100 ; ce qui signifie qu'ils disposent de lois et institutions nécessaires pour attirer des investissements dans le secteur énergétique. Pourtant l'exécution reste un défi, avec pour conséquence, un nombre encore élevé de personnes qui n'ont pas accès aux services électriques. Le rapport insiste dans le cas des pays subsahariens sur la nécessité de passer de la réforme législative relative robuste, à l'exécution opérationnelle pour combler le fossé énergétique.

6. Des initiatives pour financer l'électrification en Afrique subsaharienne

6.1. Le lancinant problème de financement des infrastructures énergétiques en Afrique subsaharienne

L'Afrique subsaharienne est confrontée à des problèmes d'alimentation électrique chroniques, notamment une capacité de production insuffisante, une faible connectivité, une fiabilité médiocre et des coûts élevés, qui entravent le développement.

Des études ont permis d'évaluer l'investissement nécessaire pour atteindre la capacité de production qui permettrait d'assurer le développement économique et d'élargir l'accès à l'électricité. En utilisant l'année 2005 comme référence, la Banque mondiale a estimé que la capacité de production d'électricité de l'Afrique subsaharienne devrait augmenter de près de 8 GW par an jusqu'en 2015 pour répondre à la demande insatisfaite, atteindre et maintenir le rythme de croissance économique prévu et soutenir la création de nouveaux réseaux électriques, conformément aux objectifs de réduction de la pauvreté, au lieu des 1 à 2 GW par an ajoutés en moyenne au cours des dix dernières années (Eberhard et *al*., 2011).

Par ailleurs, on estime qu'il faudrait environ 40,8 milliards de dollars US par an pour répondre aux besoins du secteur électrique en Afrique subsaharienne, soit 6,35 % du produit intérieur brut du continent. L'investissement en capital doit représenter environ deux tiers du total des dépenses (27,9 milliards de dollars US par an), le montant restant correspondant au fonctionnement et à l'entretien. Parmi les dépenses en capital, environ 14,4 milliards de dollars US doivent être consacrés à l'ajout de nouvelles capacités de production chaque année, le montant restant étant alloué aux rénovations et aux réseaux (Eberhard et *al*., 2011).

À ce jour, les fonds sont insuffisants pour répondre aux besoins. Les finances publiques des pays africains ne permettent pas de combler l'important déficit de financement en faveur de nouveaux projets énergétiques. Heureusement, l'investissement privé en faveur de la production d'électricité en Afrique augmente. Le paysage financier a considérablement évolué ces dernières années et de nouveaux donateurs et partenaires tels que la Chine joue un rôle de premier plan. Une meilleure compréhension de ces tendances émergentes pourrait aider les pays africains à prendre des décisions plus éclairées et à tirer efficacement parti des investissements et de l'assistance financière provenant d'un éventail de partenaires plus large et plus diversifié.

Les dépenses d'investissement représenteraient les trois quarts des 23 milliards de dollars EU de financement du secteur de l'électricité par an ; le quart restant serait l'insuffisance des dépenses destinées à l'exploitation et à l'entretien (Foster et Briceno-Garmendia, 2010). Or, la région ne dépense qu'environ 11 milliards de dollars par an, soit un quart de ce qui est nécessaire, laissant ainsi un déficit annuel d'environ 30 milliards de dollars (Banque mondiale, 2009).

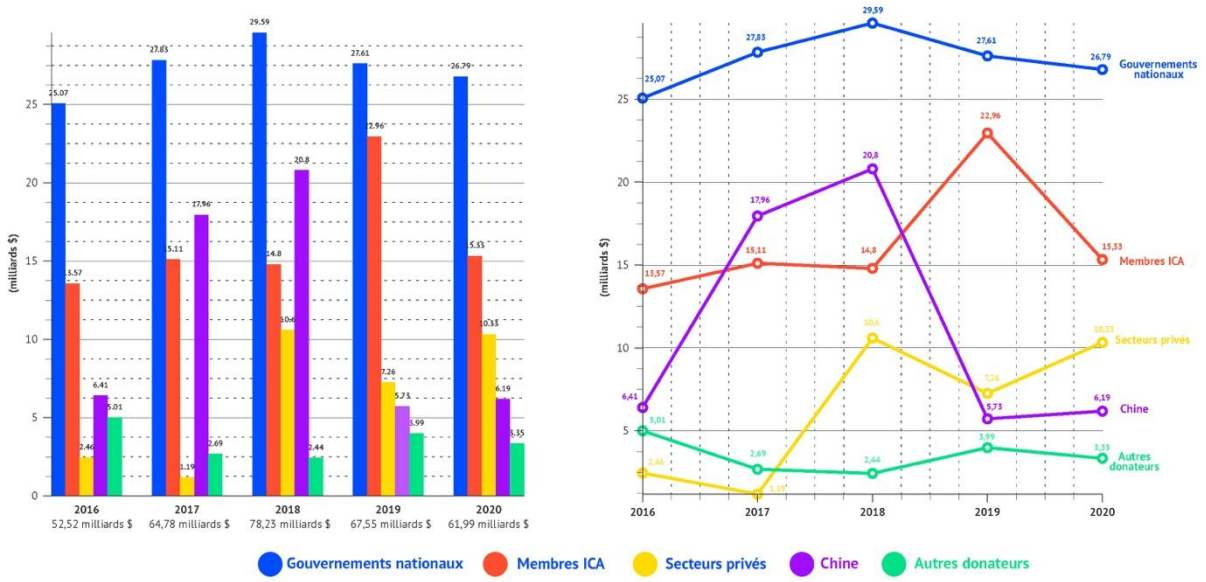
Une estimation en 2015 indiquait que si chaque pays construisait ce dont il a besoin, la région subsaharienne aurait besoin d'environ 490 milliards de dollar de capitaux pour de nouvelles capacités de production, auxquels s'ajoutent 345 milliards de dollars pour la transmission et la distribution (McKinsey, 2015).

6.2. Les acteurs et le financement des infrastructures énergétiques en Afrique subsaharienne

6.2.1. Les Sources de financement des infrastructures énergétiques en Afrique subsaharienne

Les engagements envers les opérations d'infrastructures[42] en Afrique subsaharienne entre 2016 et 2020 s'élèvent en moyenne à 65 milliards de dollar américain[43], avec un pic atteint en 2018 à 78,2 milliards de dollar américain. En 2020, ce sont 62 milliards de dollar américain qui ont été engagés en faveur des infrastructures dans la région. Les transports sont le premier secteur qui attirent le plus de financement, avec une moyenne annuelle d'environ 25 milliards de dollars sur la période 2016-2020. L'énergie vient derrière, avec en moyenne, un financement annuel de pratiquement 22 milliards de dollars et, un pic de 33,5 milliards de dollars atteint en 2018, contre 27 milliards dans le transport. Le secteur de l'énergie concentre ainsi, pratiquement 34% des investissements dans les opérations d'infrastructures en Afrique subsaharienne.

Graphique 21 - Financement des infrastructures en Afrique subsaharienne par source (milliards $), 2016-2020



Source : Auteur, à partir des données des rapports du Consortium pour les Infrastructures en Afrique, 2017-2022

Il existe un certain nombre d'acteurs qui financent le développement des infrastructures en Afrique subsaharienne, qu'il s'agisse des gouvernements nationaux, des institutions multilatérales ou du secteur privé.

Les gouvernements africains sont les premiers investisseurs dans les infrastructures subsahariennes. Entre 2016 et 2020, ils ont injecté en moyenne, 27,4 milliards de dollar américain par an dans les infrastructures et représentent plus de 40% des financements en faveur des programmes et projets infrastructurels. L'Afrique australe est la région où les dotations budgétaires nationales pour le développement des infrastructures est la plus élevée, avec

[42] Les infrastructures prises en compte concernent le transport, l'énergie, les nouvelles technologies de la communication, l'eau et l'Assainissement et le multisectoriel.
[43] Consortium pour les Infrastructures en Afrique, Rapport 2020.

pratiquement 58 milliards de dollar américain mobilisés sur la période. L'Afrique du sud à elle seule, concentre 32 milliards de dollars. Les Gouvernements de l'Afrique de l'est et de l'ouest ont engagés respectivement 37 milliards et 29,3 milliards de dollars entre 2016 et 2020 dans les infrastructures, contre 13 milliards en Afrique centrale.

Les membres du Consortium pour les Infrastructures en Afrique, constitués essentiellement d'institutions financières, de banques de développement et de pays développés et émergents sont le second acteur de financement desdits ouvrages en Afrique subsaharienne, avec une moyenne annuelle de 16,4 milliards de dollar américain mobilisés entre 2016 et 2020 en faveur des infrastructures. Un pic de 23 milliards de dollars a été atteint en 2019. Ils représentent 25% des investissements dans les infrastructures en Afrique subsaharienne. Les ressources des membres du Consortium sont majoritairement investies en Afrique de l'ouest et de l'est, avec respectivement un total de 32,4 milliards et 20,3 milliards de dollar américain entre 2016 et 2020. La région centrale n'a attiré que 9,6 milliards de dollars sur la même période.

En matière de financement, la Chine constitue un acteur majeur sur le continent subsaharien. Ce sont en moyenne,11,4 milliards de dollar américain qui ont été injectés par an par le pays dans les infrastructures subsahariennes sur la période 2016-2020, avec un pic de 20,8 milliards atteint en 2018. Toutefois, les investissements de la Chine se sont considérablement amenuisés pour se fixer à 6,2 milliards de dollars en 2020. L'Afrique de l'ouest et australe sont celles où les réductions d'investissements de la Chine sont les plus remarquables, passant respectivement de 10,5 à 2,5 milliards de dollars et de 6,6 à 2 milliards de dollars entre 2018 et 2020.

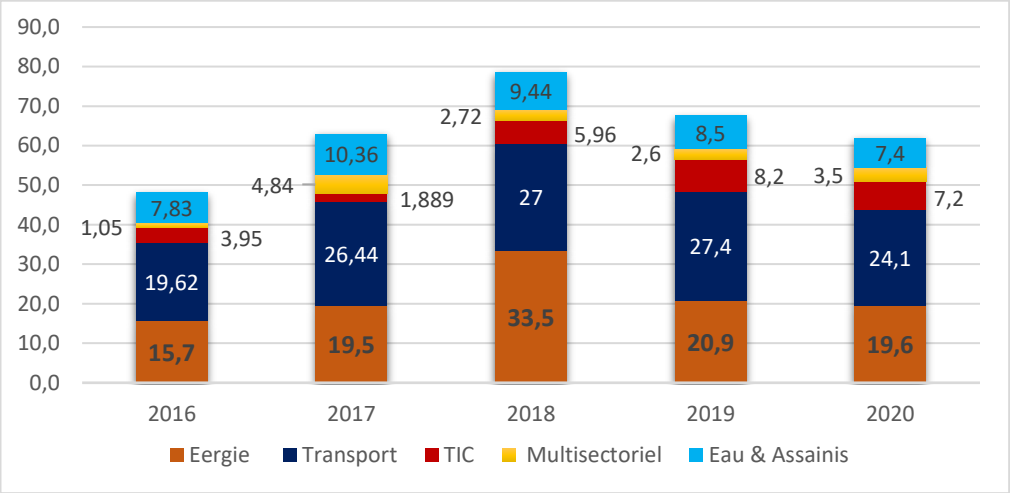
Le secteur privé est potentiellement une source de financement importante pour l'infrastructure africaine, même s'il est freiné par des préoccupations de solvabilité du secteur, des perceptions de risque politique, ainsi que par la bureaucratie et les formalités administratives (Consortium pour l'Infrastructure en Afrique, 2020). La participation du secteur privé, très timide en 2016 (6,4 milliards de dollar) a connu une progressive amélioration pour atteindre 10,3 milliards de dollar en 2020.

L'accumulation de la dette des Etats de l'Afrique subsaharienne et la problématique de leur soutenabilité constituent une limite aux financements des infrastructures par les recettes nationales desdits Etats. Mais, étant donné les besoins d'investissements dans les infrastructures, le financement privé devient davantage une nécessité pour la mobilisation des ressources. Il convient ainsi d'identifier et de développer les mécanismes qui devraient faciliter la participation du secteur privé au développement des infrastructures. La participation du privé pourrait se faire dans le cadre de structures de financement qui exigent le soutien des gouvernements, comme par exemple les Partenariats public-privés, ou *via* un financement direct, sans appui gouvernemental (Consortium pour l'Infrastructure en Afrique, 2020).

6.2.2. Le Financement des infrastructures énergétiques en Afrique subsaharienne

L'énergie est un des secteurs prioritaires (après le transport) qui attire la plus grande partie des nouveaux capitaux en Afrique subsaharienne. Le secteur de l'énergie a mobilisé en moyenne, 21,8 milliards de dollars sur la période 2016 – 2020, contre une moyenne de financement de pratiquement 25 milliards de dollars en direction du secteur du transport.

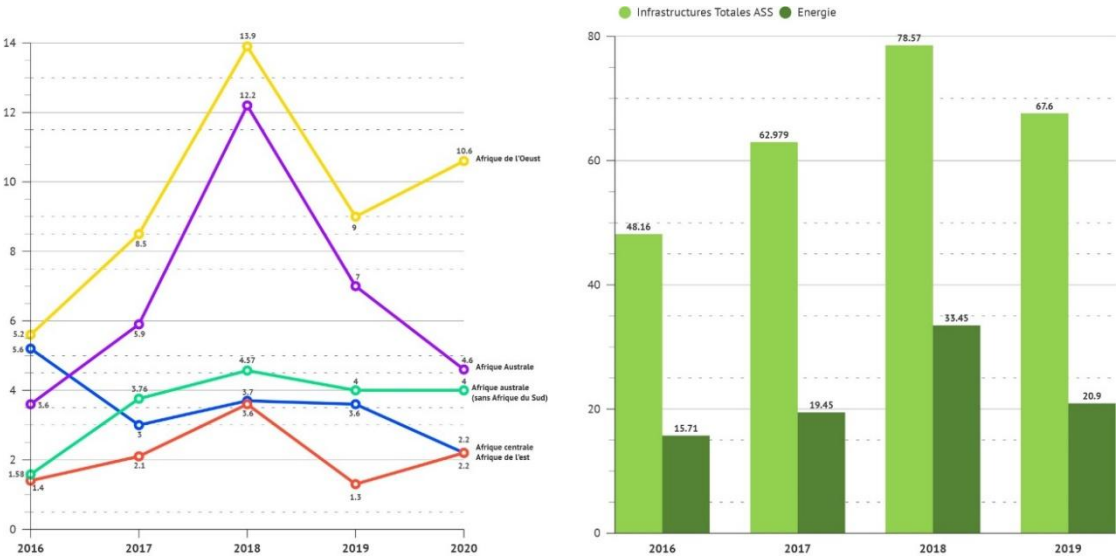
Graphique 22 - Financement des infrastructures par secteur en Afrique subsaharienne (milliards $), 2016-2020



Source : Auteur, à partir des données des rapports Consortium pour les Infrastructures en Afrique, 2017-2022

Le financement du secteur de l'énergie est passé de 15,7 milliards de dollars en 2016, à 19,6 milliards en 2020, avec un pic de 33,5 milliards de dollar en 2018. Sur la période 2016-2020, le secteur de l'énergie a attiré en moyenne, 34% du financement total des infrastructures en Afrique subsaharienne.

Graphique 23 - Financement du secteur de l'énergie en Afrique subsaharienne par région et la part de l'électricité dans les infrastructures totales (milliards $), 2016-2020



Source : Auteur, à partir des données des rapports Consortium pour les Infrastructures en Afrique, 2017-2022

L'examen du financement du secteur de l'énergie par région, indique que l'Afrique de l'ouest a été la destination la plus prisée, avec des engagements moyens de 9,5 milliards de dollars par an entre 2016 et 2020, représentant 43,5% du financement énergétique. Ce montant est nettement plus élevé que les engagements souscrits pour les autres régions. Par exemple, l'Afrique australe a reçu en moyenne 6,6 milliards de dollars (30,2%), l'Afrique de l'est, 3,5 milliards (16,0%) et l'Afrique centrale 2,1 milliards (9,6%).

D'importants projets énergétiques ont ainsi été financés pour accroitre les capacités de production, de transport et de distribution de l'électricité en Afrique subsaharienne. En 2016 par exemple, 1,5 milliards USD ont été consacrés pour la construction de la centrale de 1000 MW d'Amu Power Company à Lamu, au Kenya et la centrale d'Ekumi Abono au Ghana. En 2017, 4,9 milliards USD ont été consentis pour le projet de centrale hydraulique de 3GW de Mambilla au Nigéria. En 2018, le projet géothermique Menengai au Kenya a mobilisé 49,5 millions USD pour la construction et l'exploitation d'une centrale géothermique de 53 mégawatts.

6.2.3. Les financements innovants des infrastructures de développement en Afrique

Les infrastructures en Afrique ont depuis des décennies été financées par les recettes nationales, les ressources financières du secteur bancaire ou encore par le marché des capitaux.

Première source de financement des infrastructures sur le continent, les ressources nationales, constituées pour la majorité par les recettes fiscales ont été investies dans les infrastructures à hauteur de 26,8 milliards de dollars en 2020 par les gouvernements africains, représentant 43,2% de l'ensemble des financements sur l'année. Quoi qu'en légère hausse, l'allocation des ressources nationales au développement des infrastructures africaines est limitée par les contraintes budgétaires des Etats, dues à une faiblesse des recettes intérieures.

Les secteurs bancaires et les marchés des capitaux jouent également un rôle important dans le financement des infrastructures en Afrique subsaharienne. Toutefois, le niveau élevé de la dette et le remboursement du service constituent un frein au développement des infrastructures par ce moyen.

La limite des financements traditionnels a conduit à de nouveaux modèles de financement des infrastructures, notamment la participation du secteur privé. Les réformes règlementaires sectorielles entreprises dans de nombreux pays africains ont ouvert des opportunités d'investissement au secteur privé à travers les partenariats public-privés. Ces réformes ont amélioré l'environnement des affaires et accru l'efficacité de la mise en œuvre et de la gestion des investissements dans les infrastructures (Kararach, 2014).

Il existe plusieurs types de partenariats public-privés tels que i) la combinaison-construction, ii) la propriété-exploitation, iii) la propriété-transfert, iv) la combinaison-réhabilitation, v) l'exploitation-transfert et vi) la combinaison construction-location-propriété. Selon l'Organisation de Coopération et de Développement Economique (2014), la justification de la participation du secteur privé dans les infrastructures couvre quatre dimensions que sont :

- ✓ l'amélioration de l'optimisation des ressources dans la prestation des services publics, par la fourniture d'une qualité des services publics, mais à un coût moindre,
- ✓ le partage des risques afin de garantir que les secteurs public et privé prennent en charge les risques pour lesquels ils sont mieux adaptés,
- ✓ l'introduction de pressions concurrentielles par le biais d'un processus d'appel d'offres et
- ✓ l'apport de fonds supplémentaires grâce à l'accès aux marchés des actions.

En dehors des partenariats public-privés, de nouveaux modèles d'investissement ont été développés pour le financement des infrastructures, en l'occurrence :

- **le Co-investissement public-privé**, avec l'épargne privée et publique de long terme.
- **les infrastructures financées par les ressources naturelles (IFR)**

Encore appelées transaction « à la mode de l'Angola » - en référence au premier pays qui en a fait usage – ou « opération d'échange », ou encore « troc de ressources naturelles pour des infrastructures », les Infrastructures financées par les ressources naturelles sont une nouvelle forme de financement de l'infrastructure créés pour les pays richement dotés en ressources naturelles (généralement les hydrocarbures ou les minerais métalliques), mais pauvres en infrastructures essentielles à l'expansion de leur économie. Ce type de financement est né dans le contexte de contraintes financières des pays. En effet, de nombreux pays en développement qui n'ont pas d'accès ou un accès limité aux marchés des capitaux, mais qui sont abondamment dotés en ressources naturelles utilisent ces ressources en tant que garantie pour obtenir des financements pour des investissements dans les infrastructures. Ceci pour contourner les obstacles aux financements bancaires traditionnels et à l'accès aux marchés financiers.

Les formes revêtues par ces transactions donnent lieu à des montages dans le cadre desquels : i) l'Etat accorde un permis de mise en valeur et de production d'une ressource naturelle à une entité privée, ii) l'Etat acquiert l'infrastructure souhaitée grâce à un mécanisme de financement associé à l'activité concernant la ressource naturelle. L'Etat s'engage ainsi à verser des revenus qui seront générés à une période future pour rembourser le prêt contracté afin de financer la construction de l'infrastructure.

Les infrastructures financées dans le cadre des IFR sont généralement des routes, des centrales électriques, des chemins de fer, des projets de télécommunication, mais aussi des ouvrages hydrauliques, des hôpitaux, etc.

- **les investisseurs institutionnels** notamment i) les compagnies d'investissement, les assurances et pensions privées, les fondations ; les fonds souverains, le capital investissement, etc.).

Selon le rapport de McKinsey (2016), les investisseurs institutionnels et les banques détiennent 120 000 milliards $ dans le monde qu'il faudrait savoir attirer pour les investissements dans les infrastructures (soit, Banques : 40 000 milliards de dollars d'actifs ; Sociétés d'investissement, y compris les banques d'investissement, les gestionnaires d'actifs, les gestionnaires de patrimoine, les bureaux familiaux, les fonds de placement et les sociétés d'investissement : 29 000 milliards$; Compagnies d'assurance et pensions privées : 26 000 milliards $; Pensions et régimes de retraite publics : 11 000 milliards $; Fonds souverains : 6 000 milliards $;

Opérateurs et promoteurs d'infrastructures : 3 000 milliards $; Infrastructures et fonds de capital-investissement : 3 000 milliards $; Dotations et fondations : 1 000 milliards $).

Également, le rôle des banques de développement est le plus souvent mis en avant dans le financement des infrastructures. Arezki et Sy (2016), expliquent qu'en raison de leur flexibilité et leur expertise, les banques de développement devraient jouer un rôle plus accru dans la structuration et le financement des premières étapes des projets d'infrastructures qui sont les plus risqués, et ainsi, ouvrir la voie aux investisseurs institutionnels tels que les fonds souverains. Le Fonds monétaire international (2016) met également en exergue le rôle des banques de développement pour lever les obstacles au déploiement de l'épargne privée à long terme vers les actifs d'infrastructures. L'Institution suggère aussi, la nécessité de développer de nouvelles innovations institutionnelles pour canaliser les réserves d'épargne à long terme vers les actifs d'infrastructures, plus rentables.

D'autres canaux d'investissement dans les infrastructures pour les investisseurs institutionnels sont aussi mis en lumière, en l'occurrence :

- les sociétés d'infrastructures cotées en bourse ;
- les fonds d'infrastructures ;
- les investissements directs ou co-investissement.

En guise d'exemples, l'Afrique du sud a mis en place des obligations municipales et des fonds d'infrastructures de propriétés communes pour la construction des infrastructures. Le Kenya, le Sénégal et le Ghana ont opté pour les obligations d'Etat réservées pour le financement des infrastructures. Le Cap vert, l'Ouganda et la Mozambique font usage d'obligations d'entreprises pour la construction des infrastructures. Le Nigéria fait usage d'obligation d'Etat et de fonds d'infrastructures (Arezki et Sy, 2016). Les auteurs proposent également une disposition par l'Afrique d'un marché obligataire des infrastructures à l'échelle du continent pour le développement des projets d'infrastructures.

Particulièrement, dans le secteur de l'énergie, où il existe des actifs en infrastructure sujets à des flux de revenus fiables, le recyclage financier commence à se mettre en place grâce à des mécanismes de rehaussement du crédit tels que la titrisation des flux de revenus. *Infracredit,* filiale de la *Nigeria Sovereign Investment Authority*, en est un exemple. Il s'agit d'une agence de garantie monoligne, créée pour couvrir les obligations d'infrastructure avec des garanties de crédit nationales. *InfraCredit* propose un rehaussement de crédit innovant qui peut attirer les investisseurs institutionnels nationaux vers cette nouvelle classe d'actifs (Consortium pour les Infrastructures en Afrique, 2020).

Conclusion

Ce chapitre a fait un état des lieux de la situation du secteur énergétique et électrique des pays de l'Afrique subsaharienne. Il a mis en évidence un paradoxe du secteur de l'énergie dans la région : la possession abondante et diversifiée des gisements de ressources énergétiques contraste avec la précarité énergétique et le faible niveau d'accès à l'électricité en Afrique subsaharienne (pratiquement la moitié de la population africaine au sud du Sahara n'a toujours pas accès aux services électriques, surtout en milieu rural). L'on note en outre un retard considérable de la région en termes de capacités de production d'électricité (les centrales électriques de l'Afrique subsaharienne ne produisent qu'à peine 2,1% du total mondial) et une vétusté des installations électriques (environ le quart des installations sont hors d'état de fonctionnement). Par conséquent, le niveau de consommation d'électricité en Afrique subsaharienne est l'un des plus faibles au monde. Il se situe à peine à 185 kWh par habitant en moyenne, loin du seuil minimum de 250 kWh en milieu rural et 500 kWh en milieu urbain fixé par l'Agence Internationale de l'Energie.

Parmi les principaux facteurs explicatifs de ce déficit de performance du secteur de l'électricité en Afrique subsaharienne, on note l'insuffisance des capacités de production, la médiocrité des infrastructures de transmission et de distribution, les coûts élevés de l'approvisionnement des zones rurales et isolées, l'incapacité des ménages à faibles revenus à payer des frais de raccordement et la mauvaise situation financière des services publics d'électricité. L'insuffisance de ressources financières apparait comme l'une des causes fondamentales de la situation délétère du secteur. Par ailleurs, la sous-facturation, le faible recouvrement des recettes, la mauvaise gouvernance et les pertes de transport et de distribution, entravent la rentabilité des investissements dans le secteur, tandis que les délestages récurrents et le manque de fiabilité des services électriques découragent les consommateurs.

Les règlementations tarifaires et les subventions accordées aux compagnies électriques nationales (qui représentent en moyenne 0,4% du PIB des pays d'Afrique subsaharienne selon le FMI), bien que motivées par le souci de rendre les prix accessibles aux ménages, ne ciblent généralement pas les ménages nécessiteux (seuls 20% des ménages les plus pauvres bénéficient d'à peine 9% de l'ensembles des subventions au secteur), ce qui les rend assez budgétivores. Ces subventions réduisent l'efficacité des services électriques et créent un environnement non propice au développement de la concurrence dans le secteur.

Recommandations

A l'endroit des Etats :

i. Encourager la construction de centrales régionales interconnectées pour mutualiser les coûts et renforcer la sécurité d'approvisionnement,
ii. Soutenir la recherche et l'innovation technologique dans les énergies renouvelables adaptées au contexte africain telles que les mini-barrages, le biogaz, etc.,
iii. Mettre en place des incitations fiscales et tarifaires pour les opérateurs privés et qui investissent dans les solutions hors réseau,
iv. Réformer les cadres institutionnels et réglementaires pour plus de transparence, de stabilité et de cohérence dans le secteur de l'électricité,
v. Mettre en place des mécanismes de reddition de comptes dans la gestion des entreprises publiques du secteur de l'électricité,

vi. Développer les partenariats public-privé dans la construction, la gestion et la maintenance des infrastructures électriques,
vii. Réhabiliter et moderniser les réseaux de transport et de distribution pour réduire les pertes techniques,
viii. Améliorer l'efficacité opérationnelle dans le secteur de l'électricité et investir dans de nouvelles technologies et capacités de production afin de disposer d'une électricité fiable, disponible et abordable,
ix. Réaffecter les ressources destinées à la subvention du secteur de l'électricité vers des programmes ciblant les plus nécessiteux et mettre en place des tarifs sociaux progressifs au bénéfice des ménages à faibles revenus.

CHAPITRE 2 : ENERGIE ELECTRIQUE ET CROISSANCE ECONOMIQUE : QUELLE DYNAMIQUE DANS LES PAYS DE L'AFRIQUE SUB-SAHARIENNE ?

CHAPITRE 2 : ENERGIE ELECTRIQUE ET CROISSANCE ECONOMIQUE : QUELLE DYNAMIQUE DANS LES PAYS DE L'AFRIQUE SUB-SAHARIENNE ?

LISTE DES ACRONYMES 110

LISTE DES ILLUSTRATIONS *112*

CHAPITRE 2 : ENERGIE ELECTRIQUE ET CROISSANCE ECONOMIQUE : QUELLE DYNAMIQUE DANS LES PAYS DE L'AFRIQUE SUB-SAHARIENNE *113*

Introduction *113*

1. Les éléments fondateurs de la relation entre l'accès à l'énergie électrique et la croissance économique : une revue de la littérature *118*

1.1. La théorie sur la contribution des infrastructures au développement économique 118
1.1.1. Les études empiriques sur le lien entre la consommation d'énergie et la croissance économique 119
1.1.1.1. Les études empiriques dans le monde 121
1.1.1.2. Les études empiriques en Afrique Sub-saharienne 124
1.1.1.3. Les études empiriques sur les déterminants de la consommation d'énergie électrique 125

2. Les analyses empiriques de la dynamique entre la consommation d'électricité et la croissance économique en Afrique subsaharienne *126*

2.1. L'analyse des déterminants de la consommation d'électricité en Afrique Sub-saharienne 126
2.1.1. La Spécification du modèle 126
2.1.2. L'analyse graphique des corrélations 128
2.1.3. Les techniques d'estimation 129
2.1.4. Les résultats des estimations 130
2.1.5. La discussion des résultats 132

Synthèse *137*

3. L'analyse de l'effet de la consommation d'électricité sur la croissance économique dans les pays de l'Afrique subsaharienne *138*

3.1. Le cadre théorique du modèle économétrique 138

3.2. La spécification du modèle et variables explicatives 140

3.3. La méthode d'estimation 146
3.3.1. Les tests de stationnarité des variables 146
3.3.2. Le choix de l'estimateur 147

3.4. Les résultats des estimations 149
3.4.1. La présentation et l'interprétation des résultats des estimations 150
3.4.2. La discussion des résultats des estimations 152

Synthèse *155*

4. L'analyse des hétérogénéités selon le niveau de revenu des pays de l'Afrique subsaharienne *155*

4.1. La méthode d'estimation de l'hétérogénéité dans les sous-échantillons 157

4.2. Les résultats des estimations 158
4.2.1. L'interprétation des résultats des estimations 158
4.2.2. La discussion des résultats des estimations 159

Conclusion *162*

LISTE DES ACRONYMES

ASS	:	Afrique Subsaharienne
BAD	:	Banque Africaine de Développement
BRICS	:	Brésil, Russie, Inde, Chine et Afrique du Sud
CEDEAO	:	Communauté Economique des Etats de l'Afrique de l'Ouest
CES	:	Fonction de production à élasticité de substitution constante (*Constant Elasticity of Substitution*)
CO2	:	Dioxyde de Carbone
E7	:	Groupe des 7 plus grands pays émergents du monde : Brésil, Chine, Inde, Indonésie, Mexique, Russie et Turquie
FBCF	:	Formation Brut de Capital Fixe
FE	:	Méthode des effets fixes (*Fixed Effects*)
GMM	:	Méthode des moments généralisé (*Generalized Method of Moments*)
G7	:	Groupe des sept plus grandes puissances économiques du monde : États-Unis, Royaume-Uni, France, Allemagne, Italie, Japon et Canada
G20	:	Groupe des vingt principales économies développées et émergentes du monde
ICA	:	Consortium des Infrastructures pour l'Afrique (*Infrastructure Consortium for Africa*)
IDE	:	Investissement Direct Etranger
IDIA	:	Indice du Développement des Infrastructures en Afrique
KWh	:	Kilowattheure
LLC	:	Test de stationnarité de Levin-Lin-Chu
LED	:	Diode électroluminescente (*Light Emitting Diode*)
MCO	:	Moindres Carrés Ordinaires
OCDE	:	Organisation de Coopération et de Développement Economique
OMS	:	Organisation Mondiale de la Santé
OPEP	:	Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole
PIB	:	Produit Intérieur Brut
RCA	:	République Centrafricaine
RDC	:	République Démocratique du Congo
R&D	:	Recherche et Développement
TIC	:	Technologies de l'Information et de la Communication
UEMOA	:	Union Economique et Monétaire Ouest Africaine

UNESCO : Organisation des Nations Unies pour l'éducation, la science et la culture

USD : Dollar américain

LISTE DES ILLUSTRATIONS

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 - Dotation de capacité de production d'électricité (MW par 1 million de personnes)..... 80
Tableau 2 - Déterminants de la consommation d'électricité en Afrique subsaharienne 131
Tableau 3 - Résultats des tests de stationnarité 147
Tableau 4 - Résultats d'estimation de l'effet de la consommation d'électricité sur la croissance économique dans l'échantillon global 150
Tableau 5 - Effets de l'électricité sur la croissance économique selon le niveau de revenu du pays.. 158

LISTE DES GRAPHIQUES

Graphique 24 - Corrélation entre la consommation d'électricité par habitant et le PIB par habitant au niveau mondial pour l'année 2022 128
Graphique 25 - Corrélation entre la consommation d'électricité par habitant et le PIB par habitant en Afrique Subsaharienne en 2023 129

CHAPITRE 2 : ENERGIE ELECTRIQUE ET CROISSANCE ECONOMIQUE : QUELLE DYNAMIQUE DANS LES PAYS DE L'AFRIQUE SUB-SAHARIENNE

Introduction

L'infrastructure publique est généralement reconnue comme un ingrédient crucial au développement économique et à la croissance (Snieska et Simkunaite, 2009). Elle englobe typiquement, le transport, l'énergie, les technologies de l'information et de la communication, l'approvisionnement en eau et l'assainissement. Les infrastructures, non seulement améliorent la croissance socioéconomique, mais aussi sont un important moteur de développement soutenable (Ncube et Lufumpa, 2017). Les macroéconomistes identifient généralement, trois canaux conventionnels par lesquels l'infrastructure publique affecte la croissance (Agénor et Moreno-Dodson, 2006). Il s'agit de i) l'effet de production directe où l'infrastructure augmente la productivité des facteurs de production privés en réduisant les coûts unitaires de production, ii) l'effet de complémentarité sur l'investissement privé où l'infrastructure augmente la productivité marginale des intrants privés et par conséquent, le taux de rendement du capital et iii) l'effet d'éviction où au contraire, l'augmentation du stock du capital nuit à l'activité économique si elle déplace l'investissement privé (financement de l'infrastructure par des impôts distorsifs ou par emprunt sur les marchés financiers domestiques). Toutefois, au-delà des canaux traditionnels, la recherche met en exergue de nouveaux canaux, particulièrement des externalités, par lesquels l'infrastructure a un effet sur la croissance. Selon (Agénor et Moreno-Dodson, 2006), ces canaux sont liés à i) un effet indirect sur la productivité du travail dans la mesure où un meilleur accès aux routes ou à l'électricité permet d'accéder plus facilement au lieu de travail et d'effectuer plus rapidement les tâches, augmentant ainsi la productivité, ii) une durabilité du capital privé puisqu'un réseau électrique plus fiable prolonge la durée de vie des équipements. L'infrastructure publique a également un impact non négligeable sur la santé et l'éducation quand l'électricité par exemple, est essentielle au fonctionnement des hôpitaux, au rallongement du temps d'apprentissage des enfants à l'école et de l'utilisation des équipements électroniques et, quand l'accès à l'eau potable et l'assainissement réduisent la mortalité infantile et augmentent la fréquentation scolaire des enfants. Le canal de l'effet multiplicateur consiste à l'amplification de l'impact de l'infrastructure entre la santé et l'éducation.

Reconnaissant l'importance de l'infrastructure dans la croissance, notamment pour sortir les économies de la trappe à pauvreté et réussir le processus de décollage économique, la recherche nuance tout de même certaines conditionnalités. Dans les économies en phase de décollage, l'infrastructure joue comme un moteur essentiel au développement. Snieska et Simkunaite (2009) expliquent que l'infrastructure publique alimente la productivité des deux types de technologies présentes dans les économies naissantes à savoir la technologie traditionnelle

(basée uniquement sur le travail comme l'agriculture) et la technologie moderne (utilisant le capital et le travail, comme le secteur manufacturier). Le succès du décollage dépend de la « course à la productivité » entre les secteurs traditionnels et modernes en ce sens que si l'élasticité du capital public sur la productivité de la technologie moderne est supérieure à celle de la technologie traditionnelle, l'infrastructure facilite le décollage économique. En revanche, si l'augmentation du capital public améliore davantage le secteur traditionnel, l'économie risque de rester bloquée dans la trappe à pauvreté. Le succès nécessite donc une transition de l'économie traditionnelle vers le secteur manufacturier.

La littérature sur le lien entre le développement des infrastructures et la croissance économique voit ainsi se dégager des résultats ambigus. D'une part, plusieurs travaux mettent en évidence des effets positifs des infrastructures sur l'ensemble de l'économie, notamment en termes de réductions de coûts, d'augmentation de la production et de facilitation des échanges (Eberts, 1990 ; Mera, 1973 ; Aschauer, 1989, 1990 ; Nadiri et Mamuneas, 1996 ; Véganzonès-Varoudakis, 2001 ; Aschauer, 1989). D'autre part, certains travaux montrent que le développement des infrastructures freine la croissance économique, surtout lorsque l'économie ne dispose pas d'un grand potentiel en matière de production ou quand il existe une forte corruption dans l'exécution des projets d'infrastructures (Tanzi et Davoodi, 1997 ; Calderón et Servén, 2004 ; Yepes et al., 2009).

Dans le cas particulier des infrastructures énergétiques, l'énergie propre électrique est reconnue comme un élément important pour l'essor des pays en développement (Lee, 2005). L'accès à des formes modernes d'énergie telle que l'électricité constitue un prérequis essentiel pour éradiquer la pauvreté, promouvoir la croissance économique, élargir les possibilités d'emploi, soutenir la fourniture des services sociaux de base et, d'une manière générale, promouvoir le développement humain (karekezi et al., 2012). Dans le cas des pays en développement, l'accès accru aux énergies propres contribue à la transformation des économies qui passent de l'agriculture (où une grande partie de l'énergie animale est consommée) à l'industrie (où l'énergie plus propre joue un rôle clé dans la production des produits de base). Les économies dont l'utilisation d'énergies plus propres est relativement élevée (en raison de niveau d'accès élevé) ont une contribution plus faible de l'agriculture au Produit Intérieur Brut ; ce qui implique que la dépendance à l'égard de l'agriculture est inversement proportionnelle à l'utilisation d'énergies propres, car davantage d'industries non agricoles sont créées et contribuent au développement économique. Inversement, les économies qui utilisent très peu d'énergie propre présentent des niveaux relativement élevés de contribution de l'agriculture au PIB, car leur secteur industriel n'est pas développé, en partie à cause d'une offre inadéquate d'options d'énergie propre (Karekezi et al., 2012).

Outre la contribution à la transition sectorielle, l'énergie peut favoriser la création de nouveaux emplois car les potentiels entrepreneurs profitent des conditions favorables qu'offre cette énergie. A l'inverse, la pénurie d'électricité peut affecter l'emploi par des canaux tels que la

hausse des facteurs de production, la baisse de la productivité et la baisse de la compétitivité des exportations et du commerce qui contraignent les entreprises à réduire la demande de la main d'œuvre et l'emploi (Mensah, 2018).

Dans le même ordre d'idée, certains auteurs soulignent que le manque d'accès aux formes modernes d'énergie constitue une contrainte au progrès économique et social pour une grande partie de la population pauvre. Si la demande croissante d'énergie n'est pas satisfaite par des technologies énergétiques plus propres plus sûres et plus efficaces, les impacts négatifs sur la santé et l'environnement ne seront pas négligeables (Dayo et al., 2012). Du point de vue du développement humain durable, le principal défi consiste donc à mettre à disposition des formes d'énergie modernes et plus propres, susceptibles de soutenir la croissance économique et le bien-être humain sans provoquer de conséquences structurelles et environnementales négatives à long terme. Pour les pays industrialisés, ce défi se traduit en grande partie par une focalisation sur des systèmes énergétiques plus propres, l'efficacité énergétique et la volonté de diversifier les sources d'approvisionnement incluant davantage de sources renouvelables afin de répondre aux préoccupations liées au changement climatique mondial. Par contre, pour les pays les moins avancés, qui ont moins d'infrastructures énergétiques installées et où, dans de nombreux cas, la grande majorité de la population n'a accès ni à des formes modernes et plus propres d'énergie ni à l'électricité, la question clé à court terme est de savoir comment promouvoir le développement de systèmes énergétiques capables de fournir des services accessibles et abordables en utilisant de nouveaux modèles de production et de distribution, ainsi que l'introduction de technologies capables d'éviter les limites de la croissance auxquelles les systèmes énergétiques traditionnels finiront par se heurter (karekezi et al., 2012).

L'accès à l'électricité apparait en effet comme une condition nécessaire, même si elle n'est pas en soi suffisante, pour le bon fonctionnement d'une économie et d'une société moderne. Identifiée comme une des clés essentielles qui permet la croissance de la productivité et la réalisation des progrès économiques et environnementaux (Dayo et al., 2012), l'énergie électrique constitue un moyen d'éradiquer la pauvreté, d'améliorer le bien-être humain et d'élever le niveau de vie (Karekezi et al., 2012).

Les canaux de transmission des effets de l'électricité sur le développement économique et social d'un pays sont diversement abordés dans la littérature.

Les études empiriques ont permis de confirmer les assertions et de démontrer que l'accès à l'électricité favorise la croissance économique à travers l'amélioration de la productivité (Abotsi, 2016 ; Mensah, 2016, 2018). Elle est également susceptible de participer à la lutte contre la pauvreté de par son effet catalyseur sur la création d'emplois productifs (Dinkelman 2011 ; Mensah, 2018) et de services, en générant des revenus pour les entreprises et les ménages. L'utilisation de l'électricité permet d'améliorer les conditions de vie des populations, en particulier rurales en abandonnant l'utilisation des combustibles, néfastes à la santé (OMS,

2006). Elle contribue également à limiter la pollution et à préserver l'environnement par l'abandon de l'utilisation du bois de chauffe, entre autres. Aussi, l'accès à l'électricité est-t-il désigné comme un moyen d'amélioration de la qualité et de la disponibilité des services d'éducation (Karekezi et al., 2012 ; UNESCO, 2013).

En Afrique subsaharienne, l'accès à l'électricité constitue également une nécessité de plus en plus importante. Que ce soit sous la forme de facteur de production visant à répondre à une capacité productive des entreprises dont le nombre augmente, ou sous la forme de produit fini pour répondre aux besoins des ménages et des services commerciaux et publics, la demande en électricité ne demeure pas moins importante. La croissance économique, la forte croissance démographique, l'urbanisation rapide, l'adoption des Technologies de l'information et de la communication (TIC) ou encore le changement climatique sont des réalités du continent qui exercent une pression sur la demande d'énergie, en l'occurrence électrique.

Pourtant, une brève présentation du secteur de l'électricité des pays de l'Afrique subsaharienne met en lumière le faible niveau d'électrification de la région et les facteurs qui caractérisent le secteur. Selon la Banque Mondiale (2025), l'Afrique Subsaharienne demeure la région du monde la moins électrifiée, avec un taux d'accès à l'électricité d'à peine 53,3% en 2023, contre 92% au niveau mondial. Les sources de cet accès limité à l'électricité dans la région résident essentiellement dans la forte croissance démographique combinée à des investissements électriques insuffisants.

La question de l'investissement électrique en Afrique subsaharienne fait partie d'une problématique plus générale de l'investissement dans les infrastructures. Selon de nombreuses études dont Calderón et Servén (2010) et Barhoumi et al. (2018), les performances des infrastructures en Afrique subsaharienne restent parmi les plus mauvaises au monde par rapport à d'autres régions en développement. La Banque Africaine de Développement a estimé en 2013, qu'il aurait fallu à l'Afrique Subsaharienne, un montant d'investissement supplémentaire d'à peu près 93 milliards de dollar américain chaque année sur la période 2010-2020 pour combler le fossé lié aux infrastructures par rapport aux autres régions en développement (African Development Bank, 2013). Selon le Consortium des Infrastructures pour l'Afrique (ICA, 2016), ce retard dans le développement des infrastructures en Afrique impacte négativement la croissance économique sur le continent.

Dans le cas spécifique des infrastructures électriques, la problématique de leur développement en Afrique Subsaharienne reste un sujet préoccupant, en dépit d'une croissance économique plus ou moins soutenue (3,8% en moyenne sur les 20 dernière années). La construction des centrales et réseaux électriques demeure la condition clé pour renforcer l'accès et le niveau de consommation d'électricité. De nombreux travaux ont contribué d'une part, à analyser les facteurs qui déterminent la consommation d'énergie dont l'électricité, et d'autre part, à

consolider les fondements théoriques et empiriques de la relation entre cette dernière et la croissance économique.

L'analyse des déterminants de la consommation d'électricité, qui permet de comprendre les facteurs explicatifs de l'usage de l'énergie électrique en Afrique subsaharienne met en lumière plusieurs éléments comme ayant une incidence sur la demande électrique. Il s'agit en l'occurrence de, l'urbanisation, l'industrialisation, la croissance économique, l'accroissement de la population, l'ouverture commerciale, l'éducation, le développement financier, la digitalisation de l'économie, etc. (Xia et Hu, 2012 ; Ubani, 2013 ; Mensah et al. 2016 ; Keho, 2016 ; Kwakwa, 2017 ; Al-Bajjali et Shamayleh, 2018 ; Adjei Kwakwa et al., 2019 ; Wang et al., 2020 ; Dokas et al., 2022).

L'examen du lien entre la consommation d'énergie et la croissance économique a parallèlement, fait l'objet de plusieurs travaux dans la littérature (Wolde-Rufael, 2006, 2014 ; Ozturk, 2009 ; Adom, 2011 ; Sadorsky, 2012 ; Bildirici 2013 ; Akomolafe et al., 2014 ; Abdoli et al., 2015 ; Mahfoudh et Ben Amar, 2015 ; Osman et al., 2016 ; Salahuddin et Alam, 2016 ; Ameyaw et al., 2017 ; Zhang et al., 2017 ; Kirikkaleli et al., 2018 ; Khobai, 2018 ; Khobai et al., 2021 ; Majewski et al., 2022 ; Njoh et al., 2022). La plupart de ces travaux ont porté sur l'analyse de la relation de causalité entre ces deux variables et ont consisté à vérifier chacune des quatre hypothèses suivantes : l'hypothèse de neutralité qui présume l'inexistence de relation de cause à effet entre la consommation d'énergie et la croissance économique ; l'hypothèse de conservation qui suppose l'existence d'une causalité unidirectionnelle allant de la croissance économique à la consommation d'énergie ; l'hypothèse de croissance qui admet l'existence d'une causalité unidirectionnelle allant de la consommation d'énergie à la croissance économique et l'hypothèse de rétroaction qui considère l'existence d'une relation bidirectionnelle entre la consommation d'énergie et la croissance économique. Les résultats trouvés par ces différents travaux ont été divers et n'ont pas permis d'aboutir à un consensus strict.

Au regard de cette ambigüité dans les résultats des travaux sur le sens de la relation entre la consommation d'énergie, dont l'électricité et la croissance économique, il demeure impératif de lever l'équivoque dans le cas particulier de l'Afrique Subsaharienne ; une région caractérisée à la fois par un déficit en matière d'investissement dans les infrastructures électriques, d'accès à l'électricité et de développement économique.

Le présent chapitre s'articule donc autour de l'interrogation centrale qui est de savoir : *Dans quelle mesure l'électrification peut-elle soutenir la croissance économique en Afrique subsaharienne* ? Cependant, il explore en amont, la question des déterminants de la consommation d'électricité dans la région afin d'identifier les principaux leviers sur lesquels baser d'éventuelles recommandations visant à soutenir la croissance économique en agissant sur le secteur de l'électricité. Ainsi, la problématique de ce chapitre conduit à répondre aux

deux sous-questionnements suivants : i) Quels sont les déterminants structurels et institutionnels de la consommation d'électricité en Afrique subsaharienne ? ii) Existe-t-il un lien robuste entre la consommation d'électricité et la croissance économique dans la région ?

L'objectif général de ce chapitre est d'analyser la relation entre électrification et croissance économique en Afrique subsaharienne. Plus spécifiquement, ce chapitre vise à :

i) examiner les principaux facteurs qui déterminent la consommation d'électricité en Afrique Sub-saharienne et
ii) analyser l'effet de l'électricité sur la croissance économique de ces pays.

Afin d'atteindre ces objectifs, ce chapitre est subdivisé en quatre principales sections. La première section fait un survol de la revue de littérature sur les déterminants de la consommation d'électricité et sur le lien entre cette dernière et la croissance économique. La seconde section s'attelle à mettre en évidence les principaux déterminants de la consommation d'électricité en Afrique subsaharienne sur la base de l'estimation d'un modèle économétrique. La troisième section analyse l'effet de la consommation d'électricité sur la croissance économique dans un panel de pays de l'Afrique Subsaharienne, également sur la base de l'estimation d'un modèle économétrique. Enfin, la quatrième section analyse l'hétérogénéité de la relation électricité-croissance économique dans les sous-échantillons de pays regroupés selon leur niveau de revenu.

1. Les éléments fondateurs de la relation entre l'accès à l'énergie électrique et la croissance économique : une revue de la littérature

1.1. La théorie sur la contribution des infrastructures au développement économique

L'analyse économique des sources de la croissance a été profondément relancée dans les années 1980. Jusqu'alors, l'analyse était basée sur le modèle néoclassique standard de Solow (1956) fondé sur l'hypothèse de rendements décroissants du capital. La théorie de la croissance néoclassique affirme qu'à court terme, le taux de croissance économique est influencé par l'accumulation de capital, déterminée par les taux d'épargne et de dépréciation. La théorie suppose en outre qu'à long terme, la croissance économique est déterminée de manière exogène par le taux de croissance de la population et le taux de croissance du progrès technologique (la manne du ciel). Dans cette optique théorique, les politiques budgétaires et les infrastructures qui les sous-tendent, ne permettent de modifier le taux de croissance de l'économie que pendant sa phase de transition vers l'équilibre à long terme. La relance de l'activité par des politiques expansionnistes n'est alors que passagère, indépendante de l'équilibre à long terme de l'économie. Dès lors, la théorie de la croissance endogène est apparue en réaction aux omissions et aux lacunes du modèle de croissance néoclassique. Il s'agit d'une nouvelle théorie qui explique le taux de croissance à long terme d'une économie sur la base de facteurs endogènes.

Le modèle de croissance endogène développé par Romer (1986) et Lucas (1988), avec ses rendements croissants, fait ressortir l'importance des externalités positives et des retombées ainsi que des mesures politiques pour déterminer la croissance économique à long terme. En effet, les dépenses d'investissement dans les infrastructures sont susceptibles de faire évoluer de manière permanente la trajectoire de croissance d'une économie. Partant de ces avancées théoriques, les modèles de croissance ont rapidement tenu compte des dépenses publiques en tant que facteur auto-entretenu de gains de productivité et de croissance à long terme Barro (1990). En ce sens, l'investissement dans les infrastructures aurait un important impact macroéconomique sur la croissance économique.

À partir de ce moment, la littérature sur la liaison infrastructure-croissance économique a vu se dégager un consensus annonçant les effets bénéfiques des investissements en infrastructures sur la croissance économique, corollairement, plusieurs modèles théoriques ont mis en évidence les effets sur l'ensemble de l'économie en termes des réductions de coûts et des augmentations de la production qui découlent des infrastructures (Eberts, 1990 ; Mera, 1973 ; Aschauer, 1989, 1990 ; Nadiri et Mamuneas, 1996).

Dans cette lignée, l'infrastructure est considérée comme un bien intermédiaire qui sert à faciliter le commerce et à améliorer la productivité des autres facteurs de production. Toutefois, le rôle productif de l'infrastructure est également fonction des externalités qu'elle génère entre les entreprises, les régions ou les activités. Les externalités positives des infrastructures sont réparties dans l'ensemble de l'économie par le biais de divers mécanismes, qui concernent à la fois la dynamique de la demande (les dépenses d'infrastructures sont une composante de la demande d'investissement) et la dynamique de l'offre (Véganzonès-Varoudakis, 2001).

Aschauer (1989) a d'abord étudié la relation entre les infrastructures et la croissance économique et a constaté que la construction d'infrastructures avait un évident pouvoir explicatif de la croissance économique. Il soutient que la réduction de la productivité des services publics aux États-Unis pourrait être cruciale pour expliquer la baisse générale des taux de croissance de la productivité dans le pays, l'auteur a également proposé un lien entre les dépenses d'investissement public et la récession américaine de 1971 à 1985, en faisant valoir que la négligence des investissements en infrastructures aux États-Unis était l'une des principales causes du déclin de la croissance économique à long terme du pays.

1.1.1. Les études empiriques sur le lien entre la consommation d'énergie et la croissance économique

L'énergie est l'un des facteurs jugés indispensables pour le développement socioéconomique d'un pays. La consommation d'énergie affecte plusieurs aspects de l'activité économique, mais a également une influence déterminante sur les efforts d'un pays à atteindre une croissance économique de long terme et à améliorer la qualité de vie des populations (Rezitis et Ahammad 2015). Il a souvent été démontré dans la littérature, le lien entre la consommation d'énergie et

la croissance économique (Wolde-Rufael, 2006, 2014 ; Ozturk, 2009 ; Adom, 2011 ; Sadorsky, 2012 ; Bildirici 2013 ; Akomolafe et al., 2014 ; Abdoli et al., 2015 ; Mahfoudh et Ben Amar, 2015 ; Osman et al., 2016 ; Salahuddin et Alam, 2016 ; Ameyaw et al., 2017 ; Zhang et al., 2017 ; Kirikkaleli et al., 2018 ; Khobai, 2018 ; Khobai et al., 2021 ; Majewski et al., 2022 ; Njoh et al., 2022).

Toutefois, les orientations de la relation de cause à effet entre la consommation d'énergie et la croissance économique diffèrent d'une économie à une autre et, peuvent être catégorisées en quatre hypothèses (types) dont chacune a des implications importantes pour la politique énergétique (Stern, 1993). Il s'agit de :

- *Hypothèse de neutralité* : il n'existe aucune relation de causalité entre la consommation d'énergie et la croissance économique (PIB). En d'autres termes, la consommation d'énergie n'est pas corrélée à la croissance économique ; ce qui implique que ni la politique restrictive, ni la politique expansive de consommation d'énergie n'ont d'effet sur la croissance économique. L'hypothèse de neutralité suppose ainsi une absence de relation entre la consommation d'énergie et la croissance économique.
- *Hypothèse de conservation* : il existe une causalité unidirectionnelle allant de la croissance économique à la consommation d'énergie. Ceci suppose que la mise en œuvre d'une politique de réduction de consommation d'énergie a peu ou pas d'effet sur la croissance économique. L'hypothèse de la conservation est soutenue si une hausse de la croissance économique entraine une augmentation de la consommation d'énergie.
- *Hypothèse de croissance* : il existe une relation de cause à effet unidirectionnelle allant de la consommation d'énergie à la croissance économique. Ceci implique qu'une restriction de la consommation d'énergie peut affecter la croissance économique alors que la hausse de la consommation d'énergie peut contribuer à la croissance économique. L'hypothèse de la croissance suggère que la consommation d'énergie joue un rôle important dans la croissance économique à la fois directement et indirectement dans le processus de production comme un complément aux facteurs travail et capital. Un choc sur l'offre de l'énergie peut avoir un impact négatif sur la croissance économique.
- *Hypothèse de rétroaction* : il existe une relation de causalité bidirectionnelle entre la consommation d'énergie et la croissance économique. Ceci implique que la consommation d'énergie et la croissance économique sont conjointement déterminées et affectées simultanément.

Il importe ainsi de connaitre l'orientation de la relation entre la consommation d'énergie et la croissance économique afin d'élaborer une politique énergétique et environnementale efficace.

Du fait de ses implications sur le choix des politiques, le débat sur le rôle de la consommation d'énergie électrique dans la croissance économique suscite toujours de l'intérêt et incite de

nombreuses études empiriques dans la littérature, avec des conclusions controversées et diverses.

1.1.1.1. Les études empiriques dans le monde

Les travaux pionniers sur le sujet ont été réalisés par Kraft et Kraft (1978) qui tentent de déterminer à la fois la relation empirique entre la consommation d'énergie brut et le Produit national brut et, la présence de causalité entre ces deux variables dans le cas des Etats-Unis, sur la période 1947-1974. Leurs résultats attestent d'une relation entre la consommation d'énergie brute et le produit national brut et, confirment un flux unidirectionnel de la croissance économique vers la consommation d'énergie. Ils arrivent à la conclusion que l'activité économique influence le niveau de consommation de l'énergie aux Etats-Unis. Erol et Yu (1989) spécifient que la consommation totale d'énergie des Etats-Unis est principalement due à sa composante industrielle et réagit aux variations de l'indice de production. Ils font le constat que la demande d'énergie industrielle est assez sensible aux cycles économiques, alors que la consommation d'énergie des ménages et celle des secteurs du transport ne se sont pas significativement affectées par les phases d'expansion et de contraction de l'économie américaine. Yu (1992) arrive à la conclusion que la consommation d'énergie aux États-Unis est à long terme neutre par rapport au revenu réel et à l'emploi.

Stern (1993) ne trouve pas non plus de preuve que la consommation d'énergie brute soit une cause directe de la croissance économique aux Etats-Unis, mais plutôt que la consommation d'énergie finale ajustée entraine la croissance économique. La réplique des travaux par Bruns et al. (2018) vient soutenir les concluions de Stern (1993). Masih et Masih (1998) trouvent que la consommation d'énergie joue un rôle important en influençant le revenu en Thaïlande et au Sri Lanka. Sami (2011) constate une relation de causalité allant des exportations et du PIB réel, à la consommation d'électricité au Japon ; confirmant l'hypothèse de conservation. (Zhang et al. 2017) trouvent également des preuves de l'existence d'une interaction entre la consommation d'électricité et la croissance économique en Chine sur la période 1978-2016. Xia, He, et Zhang (2020) analysent par contre la relation entre les différentes consommations d'électricité et la croissance économique de la Chine sur la période 2011-2018 et trouvent qu'il existe une relation d'équilibre à long terme entre la consommation d'électricité de l'industrie secondaire, la consommation d'électricité industrielle et le PIB.

Sur un plan plus large, Lee (2005) étudie la relation de causalité entre la consommation d'énergie et la croissance économique de dix-huit pays en développement et met en lumière une relation unidirectionnelle à court et à long terme allant de la consommation d'énergie à la croissance économique. Ceci l'emmène à conclure que l'énergie est un élément important pour le développement de ces pays. Les résultats des travaux de Chontanawat, Hunt, et Pierse (2008) sur plus de 100 pays membres et non-membres de l'OCDE indiquent une causalité entre l'énergie et la croissance économique plus répandue dans les pays de l'OCDE que dans les pays

en développement non-membres. En étudiant la relation de causalité entre la consommation d'énergie et la croissance économique des pays asiatiques nouvellement industrialisés et des Etats-Unis, Chiou-Wei, Chen et Zhu (2008) trouvent des preuves soutenant une hypothèse de neutralité pour les Etats-Unis, la Thaïlande et la Corée du Sud. Cependant, les preuves empiriques révèlent une causalité unidirectionnelle allant de la croissance économique à la consommation d'énergie en Philippines et au Singapour, tandis que l'hypothèse de croissance est soutenue en Taiwan, Hong Kong Malaisie et Indonésie. Yoo et Kwak (2010) étudient sept pays de l'Amérique du sud sur la période 1975-2006 et parviennent à la conclusion que le lien de causalité varie d'un pays à un autre. Ils trouvent des preuves de l'existence d'une causalité unidirectionnelle et à court terme entre la consommation d'électricité et le PIB pour l'Argentine, le Brésil, le Chili, la Colombie et l'Equateur. Au Venezuela, il existe une relation bidirectionnelle entre la consommation d'électricité et la croissance économique. Par contre, il n'y a pas de relation de cause à effet au Pérou. Dans les pays du G7, Bildirici (2013) s'aperçoit qu'une augmentation de la consommation d'énergie affecte vice versa la croissance économique de ces pays et que celle-ci stimule à son tour la consommation d'énergie. Ses conclusions suggèrent une amélioration de l'infrastructure énergétique et une augmentation de l'approvisionnement en énergie afin d'augmenter le revenu. Dans la même veine, Damette et Seghir (2013) examinent la dynamique entre la consommation d'énergie et la croissance économique dans douze pays exportateurs de pétrole sur la période 1990 à 2010. Ils arrivent à la conclusion qu'il existe une relation de causalité unidirectionnelle allant de la consommation d'énergie à la croissance économique à court terme, mais une causalité inverse à long terme. Dans le cas de certains pays de l'Asie du Sud et du Sud-Est, il est révélé une forte indépendance bidirectionnelle entre la consommation d'énergie et la croissance économique, permettant de conclure que la consommation d'énergie contribue à une croissance économique et vice-versa (Rezitis et Ahammad, 2015). Dans le cas de 15 pays des économies en transition, Wolde-Rufael (2014) trouve une relation de causalité unidirectionnelle allant de la consommation d'électricité à la croissance économique dans seulement deux pays ; de la croissance économique à la consommation d'électricité dans quatre pays, une relation de causalité bidirectionnelle dans un pays et aucune relation de causalité entre les deux variables dans huit pays. Ucan, Aricioglu, et Yucel (2014) distinguent les énergies renouvelables et non-renouvelables et analysent la relation de causalité de leurs consommations et la croissance économique de 15 pays de l'Union européenne. Ils aboutissent à la conclusion qu'une augmentation de la consommation d'énergie renouvelable entraîne une hausse du PIB réel. Par contre, une augmentation de la consommation d'énergie non renouvelable diminue le PIB réel. Ils différencient toutefois, l'impact négatif des combustibles solides sur la croissance économique et l'impact positif du pétrole sur le PIB réel. Apergis et Payne (2010) trouvaient une causalité bidirectionnelle entre la consommation d'énergie renouvelable et la croissance économique à court et à long termes dans les pays de l'OCDE. Rezitis et Ahammad (2015) trouvent une interdépendance entre la consommation d'énergie et la croissance économique dans 9 pays de l'Asie du sud et du sud-est et mettent en

évidence les effets de causalité bidirectionnels entre elles. Abdoli, Gudarzi Farahani, et Dastan (2015) mettent en lumière l'existence d'une relation à long terme entre le PIB réel, la consommation d'électricité et les activités commerciales dans les pays de l'OPEP. Les résultats à court terme indiquent également l'importance de la consommation d'électricité pour la croissance économique et vice versa ; ce qui soutient l'hypothèse de rétroaction énergétique. Dans le cas des pays du Conseil des sociétés du Golf, Salahuddin, Gow et Ozturk (2015) trouvent que la consommation d'électricité et la croissance économique ont une relation positive à long terme avec les émissions de dioxyde de carbone (CO2). Les résultats de causalité de Granger indiquent qu'il existe un lien bidirectionnel entre la croissance économique et les émissions de CO2 et, un lien de causalité unidirectionnel allant de la consommation d'électricité aux émissions de CO2. Par contre, Osman, Gachino, et Hoque (2016) révèlent une causalité bidirectionnelle entre la croissance économique et la consommation d'électricité dans ces pays, soutenant l'hypothèse de rétroaction dans la même région. Salahuddin et Alam (2016) trouvent que l'utilisation des TIC et la croissance économique stimulent la consommation d'électricité à court et à long termes dans les pays de l'OCDE (sur la période 1985-2012). Les résultats de la causalité suggèrent que la consommation d'électricité cause la croissance économique. Yasar (2017) tente d'analyser la relation entre la consommation d'énergie et la croissance économique en fonction des groupes de revenus des pays. Il conclue que l'hypothèse de rétroaction est soutenue pour le groupe à revenu moyen supérieur et le groupe à revenu élevé à long terme, tandis que l'hypothèse de conservation est affirmée pour le groupe à revenu moyen inférieur à long terme. Enfin, l'hypothèse de neutralité est avérée pour le groupe à revenu moyen inférieur et le groupe à revenu inférieur à court terme. En Afrique du sud, Bah et Azam (2017) ne trouvent aucune preuve de lien de causalité entre la consommation d'électricité et la croissance économique et conclue à l'hypothèse de neutralité. Kirikkaleli et al. (2018) mettent en lumière un lien positif entre l'électricité, la demande d'internet et la croissance économique à long terme dans les pays de l'OCDE. Ils confirment également une relation de causalité bidirectionnelle entre la consommation d'électricité et la demande d'internet et une relation de causalité unilatérale allant de la croissance économique à la consommation d'électricité, concluant à une hypothèse de conservation. Pour Khobai (2018), il existe une causalité unidirectionnelle allant de la croissance économique à la consommation d'électricité à long terme dans les pays du BRICS. Khobai, Abel, et Roux (2021) arrivent à la même conclusion et indiquent une relation de long terme entre la croissance économique, la consommation d'énergie, l'emploi et l'ouverture commerciale dans ces pays. En Asie du sud, les travaux de Majewski et al. (2022), confirment une relation de long terme entre l'approvisionnement en électricité et la croissance économique dans ces pays tout en mettant en exergue l'hypothèse de neutralité entre ces deux variables.

1.1.1.2. Les études empiriques en Afrique Sub-saharienne

Le rôle de l'électricité dans la croissance économique a également été exploré dans le contexte des pays de l'Afrique subsaharienne.

Ouedrago (2010), en utilisant les données pour le Burkina-Faso sur la période 1968-2003 détecte à long terme, une relation de causalité bidirectionnelle entre la consommation d'électricité et le PIB réel. Il détecte également des preuves d'une relation causale de rétroaction positive entre le PIB et la formation du capital. Au Ghana, Adom (2011) trouve une causalité unidirectionnelle allant du PIB réel par habitant à la consommation d'électricité sur la période 1971-2008, concluant à aucun impact négatif des mesures de conservation de cette énergie sur la croissance économique. Les travaux d'Ameyaw et al. (2017) sur la période de 1970-2014 confirment ces résultats au Ghana. Au Nigéria, l'économie dépendant fortement de l'électricité pour les activités industrielles, une politique qui vise à garantir l'approvisionnement à long terme de cette énergie stimulerait la croissance durable des activités (Akomolafe et al., 2014).

Au plan régional, Wolde-Rufael (2006) analyse le rôle de l'électricité dans la croissance économique de 17 pays de l'Afrique sub-saharienne sur la période 1971-2002. Les résultats mitigés montrent qu'il existe une relation à long terme entre la consommation d'électricité par habitant et le PIB réel par habitant pour 9 pays et une causalité de Granger pour 12 pays. Pour 6 pays, il trouve une causalité unidirectionnelle allant du PIB par habitant à la consommation d'électricité par habitant ; une causalité neutre pour 3 pays et une causalité bidirectionnelle pour les 3 pays restants. Eggoh, Bangake, et Rault (2011) trouvent par contre que la consommation d'énergie entraine la croissance économique et vice versa dans 21 pays africains. Pour Dogan (2014), dans quatre pays de l'Afrique sub-saharienne, il existe une relation de causalité unidirectionnelle allant de l'utilisation de l'énergie à la croissance économique au Kenya, mais aucune relation de causalité au Bénin, au Congo et au Zimbabwe sur la période 1971-2011. Mahfoudh et Ben Amar (2015) testent également la relation causale à long terme entre la consommation d'électricité et la croissance économique dans 19 pays africains et trouvent en revanche, l'existence d'une relation unidirectionnelle entre la consommation d'électricité et la croissance économique dans ces pays, en suggérant qu'il soit fourni davantage d'électricité pour stimuler l'activité économique et ne pas freiner la croissance économique. Dans le cas des pays de la Communauté économique des Etats de l'Afrique de l'ouest (CEDEAO), Inuwa et al. (2019) montrent que la consommation d'électricité a un impact positif et significatif sur la croissance économique. Ils soutiennent ainsi l'hypothèse de croissance et suggèrent que les politiques des pays de la sous-région explorent des sources alternatives de production d'électricité afin d'assurer un approvisionnement suffisant et fiable de l'électricité.

1.1.1.3. Les études empiriques sur les déterminants de la consommation d'énergie électrique

Au-delà de la croissance économique, des études ont examiné les potentiels déterminants de la consommation d'énergie.

Xia et Hu (2012) examinent les facteurs qui déterminent l'intensité de la consommation d'électricité en Chine et trouvent que les principaux sont la structure urbaine, la structure industrielle, le contexte réglementaire, le degré d'urbanisation, le prix, les conditions naturelles et la dotation en ressources. Ubani (2013) étudie les facteurs qui affectent le taux de consommation d'énergie électrique au Nigéria et met en lumière six facteurs que sont l'urbanisation, la densité de la population, le nombre d'industries manufacturières, le nombre de ménages, le taux d'emploi et la distance avec la centrale électrique la plus proche. Au Ghana, Mensah, Marbuah et Amoah (2016) identifient le revenu, l'urbanisation, et la structure de l'économie comme les principaux déterminants à long terme de la consommation d'électricité. Les travaux de Keho (2016) indiquent que la population, la croissance économique, l'industrialisation et l'urbanisation sont les principaux moteurs de la consommation d'énergie dans les pays de l'Afrique sub-saharienne. Kwakwa (2017) montre dans le cas de l'Egypte que le revenu, l'urbanisation, le développement financier, le commerce et l'éducation affectent positivement la consommation d'électricité, alors que l'industrialisation a un effet négatif et que, le prix et les émissions de carbone n'ont pas d'effet significatif sur la consommation électrique. En Jordanie, la croissance économique, l'urbanisation, l'industrialisation et la consommation d'eau représentent les facteurs essentiels qui déterminent la consommation d'électricité (Al-Bajjali et Shamayleh 2018). En Afrique du sud, Adjei Kwakwa et al. (2019) révèlent que l'urbanisation augmente la consommation d'électricité, le secteur manufacturier augmente aussi bien la consommation que l'intensité énergétique. Par contre, le revenu a un effet négatif sur la consommation d'électricité et son intensité, tandis que le crédit domestique n'a pas d'effet sur la situation énergétique. Aux Etats-Unis, c'est le revenu par habitant qui est identifié comme le principal facteur de la consommation d'énergie (Wang et al. 2020). Les travaux de Dokas et al. (2022) montrent que les facteurs déterminants la consommation d'énergie diffèrent de pays développés et de pays en développement. Ils montrent que les facteurs qui affectent la consommation d'énergie dans les pays en développement sont la croissance économique, l'investissement et la température hivernale, alors que dans les pays développés, se sont l'ouverture commerciale, la corruption et l'innovation qui sont mis en exergue.

Njoh et al. (2022) confirment un effet positif de l'augmentation de la consommation d'énergie électrique sur l'amélioration de l'indice du développement du genre. Dinkelman (2011) trouve que l'électrification dans les zones rurales augmente l'emploi des hommes et des femmes en Afrique du sud. Sardosky (2012) trouve un effet positif de la consommation d'énergie sur les importations dans les pays de l'Amérique latine.

2. Les analyses empiriques de la dynamique entre la consommation d'électricité et la croissance économique en Afrique subsaharienne

Dans le cadre de cette étude, l'analyse du lien entre la consommation d'électricité et la croissance économique de l'Afrique subsaharienne est réalisée sur quarante-et-un (41) pays de la région, sur la période 1994-2023.

L'ensemble des données utilisées proviennent de la base de données de la Banque Mondiale à l'exception de celles sur la consommation d'électricité qui proviennent de la base de données « *countryeconomy* ».

2.1. L'analyse des déterminants de la consommation d'électricité en Afrique Sub-saharienne

Les outils économétriques sont mis à contribution pour étudier les principaux facteurs qui déterminent la consommation de l'énergie électrique dans la région subsaharienne.

2.1.1. La Spécification du modèle

Le modèle de base qui a servi à estimer les déterminants de la consommation d'électricité est basé sur **l'équation multivariée** suivante :

$$CE_{it=}\beta_0 + \beta_1 PIB_{it} + \beta_2 Urb_{it} + \beta_3 Comm_{it} + \beta_4 Crédit_{it} + \beta_5 Mobile_{it} + \beta_6 Dep_Gouv_{it} + \beta_7 IDE_{it} + \beta_8 FCBF_{it} + \beta_9 Infrastructures_{it} + \varepsilon_{it} \quad \textit{(Eq 1)}$$

Où CE = Consommation d'électricité par habitant (kWh) ; PIB = Produit intérieur brut par habitant ; Urb = population urbaine est une proxy qui permet de capter l'intensité de la demande d'électricité ; $Comm$ = le commerce qui traduit le degré de libéralisation des marchés et l'ouverture commerciale ; $Crédit$ = crédit domestique au secteur privé qui désigne le dynamisme des entreprises privées ; $Mobile$ = Abonnement à la téléphonie mobile aide à capter le degré d'utilisation des Technologies de l'information et de la communication (TIC) ; Dep_Gouv = Dépenses gouvernementales qui représentent les dépenses de fonctionnement de l'administration ; IDE = Investissements directs étrangers montrent le degré d'attractivité de l'économie des pays ; $FBCF$ = Formation brute du capital fixe sert à Contrôler du niveau d'investissements dans l'économie ; $IDIA$ = Indice du développement des infrastructures en Afrique témoignent du niveau des coûts de transaction affectant les activités économiques ; ε = le terme d'erreur idiosyncratique ; i indique le pays et t le temps/période.

Variables explicatives

- Le Produit intérieur brut par habitant. Il est approximé par le PIB par habitant constant (2015). Il permet de capter le niveau moyen de revenu de la population et donc la propension à avoir accès et à consommer l'électricité. Dans cet ordre d'idée, les pays

relativement riches auront, toutes choses égale par ailleurs, une consommation d'électricité plus importante.

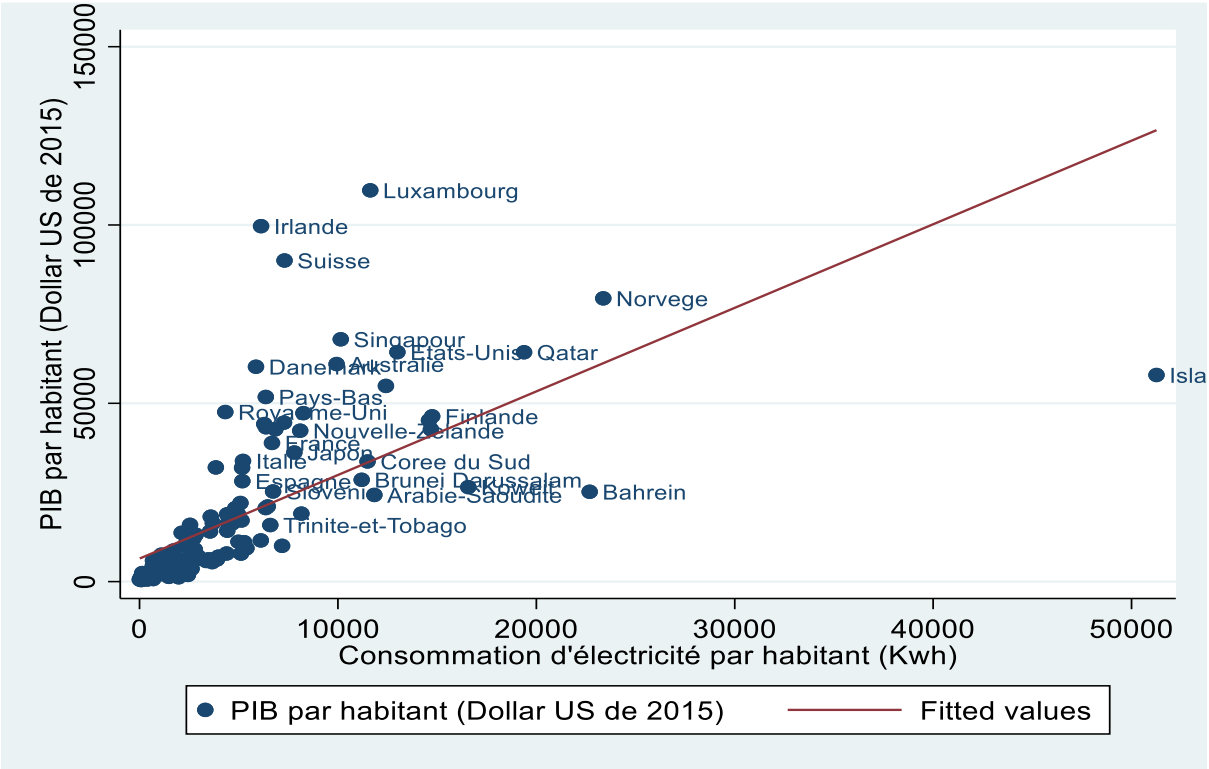
- Education : elle est utilisée pour tenir compte du capital humain. Elle est approximée par le taux brut de scolarisation au secondaire.
- L'Ouverture commerciale : Elle est approximée par la somme des importations et des exportations exprimées en pourcentage du PIB. L'ouverture commerciale peut provoquer l'intensification de la concurrence, ce qui peut emmener les industries à devenir plus productives. De même, avec la mondialisation, l'intégration dans les chaines de valeur mondiale devrait faciliter la croissance à travers la production des gammes de produit plus pointus.
- L'Investissement direct étranger (IDE) : Ils sont approximés par les entrées d'investissements directs étrangers exprimées en pourcentage du PIB (Keho, 2016). Les IDE stimulent la croissance économique par leur contribution à la valeur ajoutée et par les gains de productivité que génèrent les transferts de technologie qui s'opèrent à destination des entreprises locales rachetées ou intégrées dans les chaines de production.
- La Formation brute du capital fixe (FBCF) : Elle est utilisée pour tenir compte de l'effet de la formation brute du capital fixe sur la croissance économique et de l'investissement dans l'économie.
- Les Infrastructures, : Approximées par l'indice de développement des infrastructures en Afrique (IDIA) de la Banque africaine de développement (BAD). Les infrastructures sont une composante essentielle des dotations en ressources d'un pays. Les infrastructures sont fournies de manière exogène aux entreprises. Cette variable introduite dans le modèle permet de tenir compte de l'effet des infrastructures sur la productivité des entreprises. Les infrastructures sont essentielles à la viabilité des entreprises, car elles affectent leurs coûts de transaction.
- Les Dépenses gouvernementales : elles permettent de rendre compte des dépenses de fonctionnement de l'Etat dans l'économie.
- Le Crédit domestique au secteur privé : Approximé par les ressources financières allouées au secteur privé par les sociétés financières et rapportées au PIB. Le crédit accordé à l'économie est supposé développer les activités économiques et par ricochet augmenter l'utilisation d'une électricité productive.
- Le Mobile : Approximé par les abonnements à un service public de téléphonie mobile utilisant les technologies cellulaires, permet de rendre compte de l'utilisation des Technologies de l'information et de la communication (TIC).

2.1.2. L'analyse graphique des corrélations

L'analyse de corrélation, qui mesure la force de la relation linéaire entre deux variables permet d'anticiper les liens significatifs et les tendances entre ces variables.

L'analyse graphique de corrélation entre la consommation d'électricité et la création de richesse indique une tendance globale positive. Le graphique 24 présente en effet, un nuage de points entre la consommation d'électricité par habitant et le PIB par habitant au niveau mondial (échantillon de 144 pays disposant de données sur ses deux variables) en 2023. Le graphique montre que la consommation d'électricité par habitant est positivement corrélée au PIB par habitant au niveau mondial. En d'autres termes, l'accroissement du revenu s'accompagne d'une consommation électrique plus élevée.

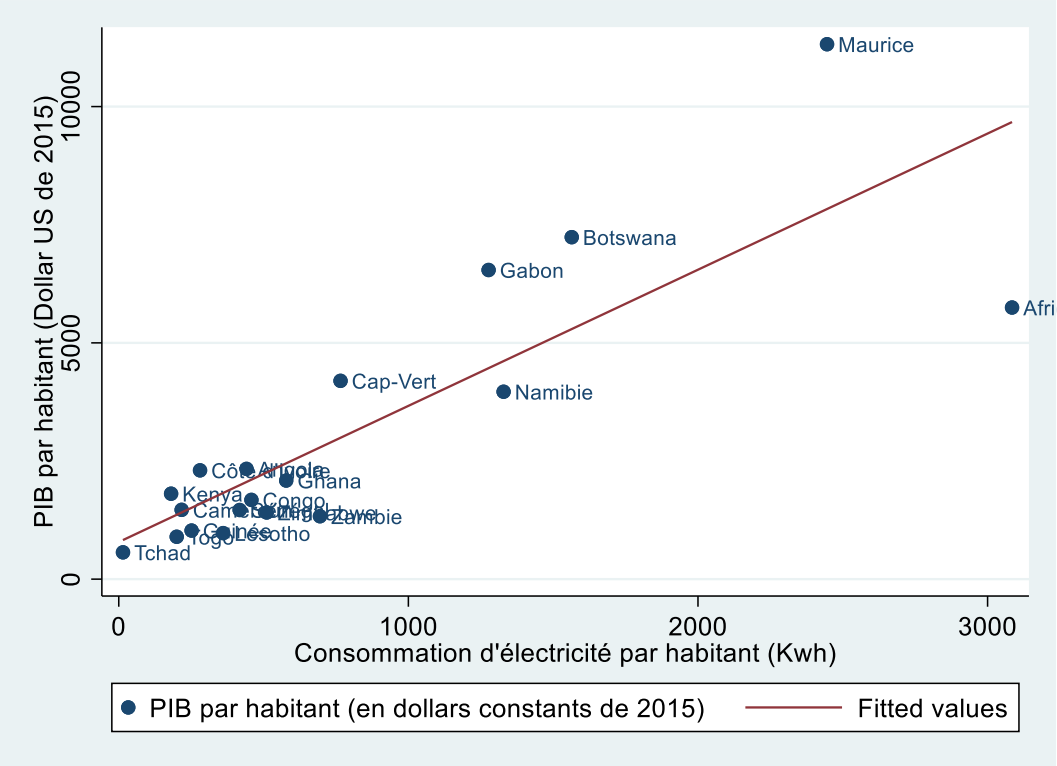
Graphique 24 - Corrélation entre la consommation d'électricité par habitant et le PIB par habitant au niveau mondial pour l'année 2023



Source : Auteur

Le graphique 25 met principalement en évidence, la même corrélation positive entre le PIB par habitant (en abscisse) et la consommation d'électricité par habitant (en ordonnée) en Afrique subsaharienne pour l'année 2023. Il montre qu'en moyenne, les pays de l'Afrique subsaharienne les moins avancés ont un niveau de consommation d'électricité par habitant relativement plus faible que les pays les plus avancés.

Graphique 25 - Corrélation entre la consommation d'électricité par habitant et le PIB par habitant en Afrique Subsaharienne en 2023



Source : Auteur

2.1.3. Les techniques d'estimation

Une première manière de technique d'estimation consiste à estimer l'équation par les **Moindres carrés ordinaires (MCO)** en supposant les comportements des pays identiques.

Cependant, la base de données étant composée de plusieurs pays analysés sur une période de temps relativement longue, il est adopté les **méthodes d'estimations sur données de panel**. Ainsi, au lieu d'utiliser la méthodologie des Moindres carrés ordinaires, la **méthode d'estimation sur panel avec effets fixes** est mise en avant. En effet, le test de Hausman a été appliqué, avec des résultats qui indiquent un Chi2 égal à 89,66 avec une p-valeur nulle. Ce résultat confirme le choix de l'estimateur à effet fixe.

Ce choix donne l'avantage de contrôler des variables invariantes dans le temps, c'est-à-dire des effets fixes inhérents à chaque pays. En effet, les pays qui composent l'échantillon d'étude sont caractérisés par des réalités différentes, qu'il importe d'en tenir compte en introduisant leurs spécificités individuelles et temporelles qui peuvent également influencer la variable expliquée (consommation d'électricité en kWh). Ces spécificités sont par exemple la géographie des pays (superficie, distance à la mer, etc.).

La méthode d'estimation avec effets fixes permet en outre de contrôler des chocs temporels communs à tous les pays de l'échantillon qui pourraient affecter la consommation d'électricité en une période *t* donnée. Ainsi, ils permettent de capter dans la pratique par exemple, des chocs

à la consommation d'électricité liée à la crise financière de 2008 ou encore à la pandémie de la Covid 19. L'introduction des effets fixes permet d'éliminer ces effets individuels invariants dans le temps ainsi que ces effets spécifiques temporels qui peuvent être corrélés avec la variable dépendante. Ceci permet par conséquent de réduire le problème d'endogénéité dans le modèle.

Ainsi, l'équation (1) peut se réécrire sous la forme suivante intégrant les effets fixes :

$$CE_{it=}\beta_0 + \beta_1 PIB_{it} + \beta_2 Urb_{it} + \beta_3 Comm_{it} + \beta_4 Crédit_{it} + \beta_5 Digital_{it} + \beta_6 Dep_Gouv_{it} + \beta_7 IDE_{it} + \beta_8 FCBF_{it} + \beta_9 Infrastructures_{it} + \gamma_t + \gamma_i + \varepsilon_{it}$$

Où γ_i et γ_t désignent les effets fixes pays et les effets spécifiques temporels, respectivement.

2.1.4. Les résultats des estimations

Le Tableau 2 présente les résultats indiquant les déterminants de la consommation d'électricité dans les pays de l'Afrique Sub-saharienne. La colonne (1) présente les résultats estimés par la méthode des MCO (pooling). La colonne (2), qui est le modèle de base présente les résultats estimés avec la méthode des effets fixes. Dans les colonnes (3), (4) et (5), il est testé la robustesse de l'effet de la demande en utilisant respectivement la taille de la population totale (en nombre d'habitants, la population urbaine (en pourcentage de la population totale) et la population active (en nombre d'individus). Dans la dernière colonne (6), le modèle de base est augmenté en intégrant la qualité de la gouvernance, captée par le niveau de corruption dans les pays.

Les résultats de l'estimation par les effets fixes (colonnes 2 à 5) indiquent que les principaux déterminants de la consommation d'électricité dans les pays de l'Afrique subsaharienne sont, le PIB par habitant, le développement financier, les dépenses publiques, le développement industriel, la digitalisation de l'économie, l'ouverture commerciale, le développement des infrastructures, la population totale et la qualité de la gouvernance. L'accroissement du PIB par habitant, le développement financier, l'ouverture commerciale, le développement des infrastructures et l'amélioration de la gouvernance ont une incidence positive sur la consommation d'électricité en Afrique subsaharienne, tandis que les dépenses publiques, le développement industriel, la digitalisation de l'économie et la croissance démographique ont une incidence négative.

La constante du modèle ressort significative, mais son interprétation économique est limitée dans la mesure où les régresseurs ne peuvent pas simultanément prendre des valeurs nulles dans la réalité. Ce résultat n'affecte pas l'interprétation des coefficients des variables explicatives, qui sont l'objet principal de l'analyse.

Tableau 2 - Déterminants de la consommation d'électricité en Afrique subsaharienne

VARIABLES	(1) MCO	(2) FE	(3) Effet fixe Population totale	(4) Effet fixe Population urbaine	(5) Effet fixe Gouvernance
PIB par habitant	0,092***	**0,185*** **	0,175***	0,188***	0,173***
	(6,859)	**(14,051)**	(12,539)	(13,633)	(13,480)
Développement financier	-0,664	**5,812*** **	6,130***	5,792***	4,377**
	(-0,461)	**(3,038)**	(3,205)	(3,026)	(2,351)
IDE	13,386***	-1,487	-1,630	-1,370	-0,500
	(3,526)	(-0,885)	(-0,972)	(-0,811)	(-0,306)
Dépenses publiques	15,064***	**-11,047*** **	-11,858***	-11,017***	-8,530***
	(4,999)	**(-4,094)**	(-4,366)	(-4,081)	(-3,236)
FBCF	-4,965*	-1,293	-0,835	-1,345	-2,487**
	(-1,905)	(-0,999)	(-0,638)	(-1,037)	(-1,967)
Industrie	7,409***	**-14,229*** **	-12,885***	-14,217***	-14,592***
	(3,658)	**(-7,554)**	(-6,506)	(-7,544)	(-8,018)
Inflation	-0,313	0,033	0,006	0,035	0,031
	(-0,540)	(0,129)	(0,025)	(0,137)	(0,128)
Digitalisation	-2,493***	**-0,801** **	-0,592	-1,005**	-0,584
	(-4,112)	**(-2,073)**	(-1,491)	(-2,106)	(-1,558)
Éducation	1,555*	-0,836	-0,694	-0,827	-1,174
	(1,751)	(-0,995)	(-0,826)	(-0,983)	(-1,444)
Ouverture commerciale	-2,906***	**1,106***	0,825	1,155*	1,274**
	(-3,202)	**(1,735)**	(1,272)	(1,802)	(2,069)
Infrastructures	43,084***	**8,464*** **	9,721***	8,256***	8,373***
	(15,155)	**(4,031)**	(4,470)	(3,894)	(4,129)
Population total			**-0,000** **		
			(-2,132)		
Population urbaine				2,890	
				(0,730)	
Gouvernance					**225,775*** **
					(6,315)
Constante	-654,441***	495,757***	541,241***	386,017**	675,790***
	(-5,738)	(4,755)	(5,102)	(2,109)	(6,459)
Observations	588	588	588	588	588
R-carré	0,844	0,597	0,601	0,598	0,625
Pays FE	-	Yes	Yes	Yes	Yes
Années FE	-	Yes	Yes	Yes	Yes
Nombre de id	-	40	40	40	40

Statistiques de t entre parenthèses

*** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1

Source : Calculs de l'Auteur

Les résultats du tableau 2 indiquent que la consommation d'électricité par habitant s'accroit de 8,464 KWh pour une amélioration de l'indice de développement des infrastructures d'une unité. Le développement financier influe également sur la consommation de l'énergie électrique (accroissement de la consommation d'électricité par habitant de 5,812 KWh pour une hausse du crédit domestique au secteur privé par les banques d'un point de pourcentage du PIB). En revanche, la variable ayant le plus d'incidence positive sur la consommation d'électricité en Afrique subsaharienne est l'amélioration de la gouvernance (colonne 5), avec un accroissement de la consommation d'électricité par habitant de 225,775 KWh pour une hausse de l'indice de contrôle de la corruption d'une unité.

Par contre, la variable ayant l'incidence négative la plus élevée sur la consommation d'électricité est le développement industriel. En effet, les résultats montrent qu'une hausse de la part de la valeur ajoutée industrielle d'un point de pourcentage du PIB, entraine une réduction de la consommation d'électricité par habitant de 14,229 KWh. Elle est suivie de la variable des dépenses publiques, dont une hausse d'un point de pourcentage du PIB, provoque une réduction de la consommation d'électricité par habitant de 11,047 KWh.

2.1.5. La discussion des résultats

a. Le PIB par habitant

Les résultats indiquent que l'accroissement du PIB par habitant a une incidence positive sur la consommation d'électricité en Afrique subsaharienne. L'existence d'une telle relation suggère que le pouvoir d'achat des populations est l'un des facteurs clés boostant la demande et la consommation d'électricité. A mesure que le revenu par habitant augmente, les ménages peuvent se permettre d'acquérir davantage d'appareils électriques (réfrigérateurs, climatiseurs, ordinateurs, etc.) ; ce qui accroît la consommation d'électricité. Par ailleurs, la croissance du PIB par habitant s'accompagne souvent d'investissements dans les infrastructures urbaines (éclairage public) et stimule l'activité économique et les services, entraînant une hausse de la demande d'électricité. Selon la loi d'Engel appliquée à l'énergie, lorsque les revenus augmentent, la part des dépenses en électricité croît au moins jusqu'à un certain seuil (avant un éventuel découplage lié à l'efficacité énergétique dans les pays très développés).

Ceci rejoint les résultats empiriques de Mensah et al. (2016) ; Keho (2016) ; Dokas et al. (2022) qui trouvent que la croissance économique est un des déterminants de la consommation d'électricité, de même que Kwakwa (2017) qui identifient le PIB par habitant parmi les facteurs qui influent positivement la consommation d'électricité dans certains pays d'Afrique et dans des pays en développement. Apergis et Payne (2010a) et Apergis et Payne (2010b) montrent également une relation de causalité bidirectionnelle entre la consommation d'énergie et la croissance économique dans plusieurs régions du monde. Quant à Narayan et Smyth (2005), ils trouvent une relation positive entre la croissance économique et la consommation d'électricité en Asie. Shahbaz et al. (2013) indiquent que l'augmentation du PIB par habitant stimule significativement la demande d'énergie dans les pays en développement, notamment en Chine. Stern (2004) confirmait déjà l'existence d'un lien fort entre croissance économique et consommation d'énergie, notamment électrique, même si des gains d'efficacité apparaissent dans les économies avancées.

b. Le développement financier

Il a été trouvé un effet positif du développement financier sur la consommation d'électricité. Le développement financier agit donc comme un facilitateur de la demande d'électricité par l'effet revenu et l'effet d'investissement. Un système financier développé facilite en effet l'accès des ménages et des entreprises au crédit ; ce qui permet l'achat d'équipements électroménagers, le développement d'activités économiques, etc., augmentant ainsi la consommation d'électricité. Les entreprises, grâce à un secteur bancaire performant, investissent davantage dans les industries et services électro-intensifs. Le financement bancaire et les marchés de capitaux facilitent également les projets d'électrification, augmentant l'accès et la consommation d'électricité. Avec plus de services financiers (microcrédit, mobile money, etc.), les ménages peuvent accéder plus facilement à l'électricité (kits solaires dans les zones rurales, branchements au réseau, compteurs prépayés, etc.).

Ces résultats sont semblables à ceux dans la littérature. Sadorsky (2010) dans le cas des pays émergents, trouve une relation positive entre développement financier et consommation d'énergie, dont l'électricité. Shahbaz et Lean (2012) dans le cas du Pakistan, montre que le développement financier stimule la consommation d'électricité, car il facilite l'investissement et la consommation des ménages. Ozturk et Acaravci (2013) pour le cas de la Turquie, confirment un lien de causalité du développement financier vers la consommation d'énergie, particulièrement l'électricité.

c. L'ouverture commerciale

L'effet de l'ouverture commerciale sur la consommation d'électricité est positif. La croissance des exportations stimule la production ; ce qui accroît la demande d'électricité. Avec l'ouverture, les ménages domestiques accèdent plus facilement et à moindre coût à des équipements électriques (climatiseurs, réfrigérateurs, TIC, etc.), augmentant la consommation d'électricité résidentielle. En outre, le commerce international soutient la croissance économique et l'urbanisation, ce qui accroît indirectement la demande d'électricité. L'ouverture commerciale favorise également l'adoption de nouvelles technologies de production et de consommation d'électricité (usines automatisées, data centers, électroménager). Sadorsky (2012) montre que le commerce international entraîne une augmentation significative de la consommation d'énergie en Amérique Latine. Nasreen et Anwar (2014) dans le cas des pays asiatiques, trouvent un effet positif de l'ouverture commerciale sur la consommation d'énergie.

d. Le développement des infrastructures

Un effet positif du développement des infrastructures a été trouvé sur la consommation d'électricité. Le développement des infrastructures de transport et d'urbanisation (routes, logements), des infrastructures sociales (écoles, hôpitaux) et des infrastructures numériques, génère des besoins additionnels en électricité qui accroissent la demande électrique (Calderón et Servén, 2010). La construction et l'extension des infrastructures électriques (centrales, lignes de transmission et réseaux de distribution d'électriques) permettent également de raccorder de nouveaux ménages et entreprises. Les investissements en infrastructures énergétiques expliquent souvent une part importante de la croissance de la consommation électrique.

e. L'amélioration de la gouvernance

L'effet de l'amélioration de la gouvernance sur la consommation d'électricité est positif et très largement marqué, comparativement aux autres variables du modèle. L'un des canaux de transmission de cet effet pourrait être l'attraction des investissements. L'amélioration de la qualité des institutions (stabilité juridique, régulation crédible) attire les investissements, notamment étrangers et les prêts pour les infrastructures énergétiques (production, réseaux), augmentant l'offre et l'accès (Jamasb et al, 2005 ; Sy et Sow, 2019). La confiance inspirée par la bonne gouvernance dans un pays et la confiance dans les institutions locales facilitent d'une part le développement des activités économiques par le secteur privé local et l'installation des investisseurs étrangers ; ce qui stimule la consommation d'électricité commerciale. Toutefois, l'effet des IDE sur la consommation d'électricité se révèle non significatif dans le présent modèle.

Un autre canal est celui de l'amélioration de l'efficacité du secteur de l'électricité. Une meilleure gouvernance entraine une meilleure gestion des compagnies d'électricité, une réduction des pertes non techniques, un meilleur recouvrement des recettes, des investissements ciblés et, plus d'électricité réellement disponible pour les ménages et les entreprises (reformes sectorielles aboutissent souvent à des gains d'accès et de fiabilité) (Banque Mondiale, 2025 ; Jamsasb et al., 2005). La transparence et les capacités réglementaires permettent d'orienter les aides et les subventions vers l'électrification des ménages défavorisés plutôt que vers des « fuites » ou des inefficacités, d'où un meilleur ciblage des subventions et politiques tarifaires. Une meilleure gouvernance contribue également à renforcer l'efficacité des projets d'électrification (mini-grids, off-grid solaire) et l'intégration de ces projets au système national, élargissant ainsi l'accès et la consommation d'électricité (Harris, 2024). Weng et al. (2024) ont ainsi trouvé un effet positif de l'amélioration de la gouvernance sur la consommation de l'énergie (dont l'électricité) dans les pays du G7 et du E7[44].

f. Les dépenses publiques

Les résultats indiquent un effet négatif des dépenses publiques sur la consommation d'électricité en Afrique subsaharienne. L'intuition générale est que les dépenses publiques (infrastructures, services sociaux, subventions, etc.) devraient plutôt stimuler la demande d'électricité, notamment *via* l'investissement productif et l'amélioration de l'accès à l'électricité. Cependant, il existe des mécanismes qui expliquent une incidence négative des dépenses publiques sur la consommation d'électricité. Dans les pays développés, les dépenses publiques orientées dans l'investissement en matière d'efficacité énergétique (ampoules LED, isolation des bâtiments publics, normes industrielles, etc.) peuvent freiner, voir réduire la consommation d'électricité. Mais cet argument ne peut être mis en avant en Afrique subsaharienne où la question de l'efficacité énergétique n'est pas suffisamment prise en compte par les politiques publiques.

Dans le cas des pays de l'Afrique subsaharienne, deux principaux arguments peuvent être avancés pour expliquer l'incidence négative des dépenses publiques sur la consommation

[44] Groupe des 7 plus grands pays émergents du monde : Brasil, Chine, Inde, Indonésie, Mexique, Russie et Turquie.

d'électricité par habitant. Le premier argument est celui de l'éviction du secteur des infrastructures électriques par les autres secteurs dans le cadre des politiques publiques. Si l'État priorise le financement d'autres secteurs (défense, administration, dettes) au détriment du secteur de l'électricité, l'augmentation des dépenses publiques engendre moins de ressources disponibles pour investir dans les infrastructures électriques. Avec la croissance démographique, l'offre d'électricité ne pourra pas croitre suffisamment pour satisfaire la demande. Par conséquent, la consommation d'électricité par habitant stagne ou baisse. Bildirici (2013) montre que dans plusieurs pays émergents, une hausse de la dépense publique a un effet négatif à court terme sur la consommation d'électricité, via le mécanisme d'éviction des dépenses en infrastructures électriques. Dimnwobi et al. (2022) trouvent un effet négatif des dépenses publiques d'investissement sur l'accès à l'électricité au Nigéria.

Le second argument concerne le financement des dépenses publiques par l'impôt. L'augmentation des impôts et taxes pour financer les dépenses publiques entraine une réduction du revenu disponible des ménages. Ces derniers sont alors contraints à réduire certaines dépenses non incompressibles, y compris celles dédiées à la consommation d'électricité.

Au-delà des principaux arguments ci-dessus, d'autres analyses peuvent être évoquées. D'après Mensah (2018), certaines dépenses publiques en infrastructures extractives favorisent l'utilisation de groupes électrogènes privés au diesel, notamment en Afrique subsaharienne[45]. Ceci limite la croissance de la consommation d'électricité réseau par habitant.

g. Le développement industriel

L'on trouve également un effet négatif du développement industriel sur la consommation d'électricité des pays de l'Afrique subsaharienne. D'après Sadorsky (2010) l'expansion industrielle dans certains pays en développement et émergents n'augmente pas nécessairement la consommation d'électricité, en raison de la substitution vers d'autres énergies. Dans les pays en développement comme ceux de l'Afrique subsaharienne, l'industrie lorsqu'elle est essentiellement extractive, peut reposer davantage sur le charbon, le fioul ou le gaz naturel que sur l'électricité, rendant la croissance industrielle peu favorable à l'accroissement de la consommation d'électricité. Certaines industries utilisent des groupes électrogènes hors réseau et leurs productions et consommations d'électricité ne sont souvent pas comptabilisées par les statistiques nationales. Bhattacharya et Kim. (2016) montrent par exemple que dans les pays à industrialisation tardive (Afrique, Asie du Sud), le recours au charbon et au gasoil dans l'industrie explique que la croissance industrielle n'entraîne pas une hausse de l'électricité consommée.

Par ailleurs, certains États peuvent privilégier l'alimentation électrique des zones industrielles stratégiques (zones franches, mines, cimenteries, etc.) au détriment de la fourniture d'électricité résidentielle, en plus de négocier ou de concéder des tarifs préférentiels au profit des firmes installées dans ces zones stratégiques. Cela réduit la disponibilité d'électricité pour les ménages, qui subissent plus de délestages ou de rationnement, en plus de faire face à des tarifs d'électricité résidentielle plus élevés pour compenser les concessions tarifaires accordées aux zones

[45] Certaines industries extractives ne sont pas raccordées au réseau et utilise des groupes électrogènes hors réseau pour la production de l'électricité nécessaire à leur fonctionnement. Cette consommation d'électricité informelle échappe parfois aux statistiques nationales.

stratégiques. Par conséquent, la consommation d'électricité par habitant décroit, surtout avec la croissance démographique.

h. La digitalisation de l'économie

L'on trouve aussi une incidence négative de la digitalisation de l'économie sur la consommation d'électricité en Afrique subsaharienne. La digitalisation (extension des TIC, cloud, data centers, internet, télétravail, services numériques, etc.) transforme les modes de production et de consommation. Si la première intuition est qu'elle augmente la demande électrique (nouveaux équipements, centres de données), la littérature montre aussi des canaux par lesquels la digitalisation peut réduire la consommation d'électricité par habitant, notamment *via* l'efficacité, la dématérialisation et la gestion de la demande. Lange et al. (2020) ont trouvé que la dématérialisation et les services numériques (*e-banking*, visioconférence, cloud) qui remplacent des activités physiques (transport, impression, locaux) généralement plus électro-intensives, contribuent à réduire la consommation d'électricité par habitant. Par ailleurs, l'amélioration de l'efficacité des centres de données (virtualisation, hyperscalers, meilleurs systèmes de refroidissement) permet progressivement d'atténuer leur consommation d'électricité malgré l'explosion du trafic (*International Energy Agency,* 2025).

Il importe tout de même de souligner que ces canaux concernent davantage les pays développés. Dans le cas des économies subsahariennes, l'on s'attendait à une incidence positive de la digitalisation sur la consommation d'électricité.

i. La croissance démographique

Les résultats font état d'un effet négatif de la croissance démographique sur la consommation d'électricité en Afrique subsaharienne. Bien qu'il soit souvent d'usage d'associer la croissance démographique à une hausse mécanique de la consommation d'électricité (plus de ménages, donc plus d'équipements et plus de besoins en électricité), il existe des mécanismes à travers lesquels une forte croissance de la population peut contribuer à limiter ou réduire la consommation d'électricité par habitant. Dans les pays à capacités électriques limitées comme ceux de l'Afrique subsaharienne, une croissance démographique rapide accroît le nombre d'usagers potentiels plus vite que l'expansion du réseau, réduisant ainsi la consommation d'électricité par habitant (moins de kWh disponibles par personne, donc rationnement et délestages). D'après Mensah (2018), la croissance démographique rapide en Afrique subsaharienne a accentué le décalage entre la demande potentielle et l'offre disponible d'électricité, limitant la consommation effective d'électricité par habitant. Bazilian et al. (2012) montrent aussi que dans les pays à faible électrification, la croissance démographique peut conduire à une stagnation ou une baisse de la consommation d'électricité par habitant, faute d'investissements suffisants dans le secteur de l'électricité. En effet, avec une croissance démographique de 2,5% par an (Banque Mondiale, 2023), l'accroissement de la population subsaharienne contraint les efforts des Etats dans l'extension des infrastructures énergétiques et l'accès à l'électricité. Entre 2010 et 2022, la population subsaharienne ayant accès à l'électricité est passée de 300 à 634 millions d'habitant ; mais dans le même temps, la population totale a cru de 895 millions à 1,2 milliards de personnes. Le taux d'accès à l'électricité n'évolue donc pas sensiblement étant donné que la croissance démographique et la formation des ménages évoluent autant que le nombre de nouvelles connexions électriques. En 2023 par

exemple, 35 millions de personnes ont eu accès à l'électricité contre une croissance démographique de 30 millions d'habitants, conduisant à un gain net de seulement 5 millions de personnes ayant eu accès aux services énergétiques.

En outre, plus la population croît vite, plus la pauvreté relative et la pression sur les revenus augmentent, poussant les ménages les plus démunis à se tourner vers des énergies de substitution (bois, charbon de bois, pétrole lampant, etc.), d'où la réduction de la demande d'électricité réseau. La croissance démographique rapide alimente souvent, et particulièrement en Afrique subsaharienne, une urbanisation informelle sans infrastructures adéquates, entrainant un accès irrégulier à l'électricité, une dépendance aux branchements illégaux (communément appelés « araignée » au Togo) et/ou une substitution de l'électricité par les énergies traditionnelles. D'après Sarkodie et Adams (2020), la croissance démographique exerce une pression qui réduit l'accès effectif à l'électricité moderne en Afrique, maintenant une part élevée de biomasse traditionnelle sur le continent. Le taux de la croissance urbaine en Afrique subsaharienne atteint 4,5% (OCDE, 2020) et impose une pression considérable sur les fournisseurs de services électriques déjà au maximum de leurs capacités. Les logements insalubres et inadaptés issus de l'urbanisation anarchique ne permettent pas non plus un raccordement aux réseaux électriques.

En outre, une population qui croît rapidement absorbe une part importante du budget public (éducation, santé, services sociaux), au détriment des investissements dans l'extension des infrastructures énergétiques et la production et la distribution d'électricité, d'où le ralentissement de l'offre d'électricité et son incident négatif sur la consommation d'électricité par habitant.

Synthèse

En somme, la consommation d'électricité en Afrique subsaharienne est déterminée par une multitude de variables.

S'agissant des facteurs ayant une incidence positive sur la demande d'électricité, la qualité de la gouvernance et des institutions apparait comme ayant le plus d'effet. L'amélioration de la gouvernance renforcerait l'attractivité des IDE et contribuerait à améliorer l'efficacité du secteur de l'électricité ; ce qui se traduit par une hausse de la consommation d'électricité. La croissance de l'activité économique, en améliorant le revenu des entreprises, le pouvoir d'achat des ménages et les recettes publiques, contribuerait également à accroitre les dépenses de consommation et d'investissement dans les équipements et infrastructures électriques. Il en va de même du développement financier qui, accroîtrait la consommation d'électricité en facilitant l'accès au crédit pour l'achat des équipements électriques et le financement des projets d'électrification. L'ouverture commerciale a également un effet positif sur la consommation d'électricité, grâce à son incidence sur la croissance économique et du fait de l'accès relativement moins couteux aux équipements et appareils électriques que permettrait le commerce international, notamment les importations. Le développement des infrastructures exerce tout autant, un effet positif sur la consommation d'électricité. La construction des infrastructures électriques améliorerait l'offre disponible, contribuant ainsi à renforcer l'accès à l'électricité.

S'agissant des facteurs ayant une incidence négative sur la consommation d'électricité, les dépenses publiques sont ressorties comme étant défavorables à la consommation d'électricité en Afrique subsaharienne. En plus de l'effet d'éviction du secteur des infrastructures électriques par les autres secteurs dans le cadre des politiques publiques, le financement des dépenses publiques par l'impôt réduirait le pouvoir d'achat et leurs dépenses, y compris celles liées à la consommation de l'électricité. Le développement industriel est également ressorti défavorable à la consommation d'électricité par habitant, du fait par exemple d'un effet de priorité donné aux zones industrielles stratégiques au détriment des ménages, aussi bien dans l'offre électrique que dans la fixation/négociation des tarifs de l'électricité par les gouvernements. Un effet négatif de la digitalisation de l'économie sur la consommation d'électricité par habitant a été également trouvé, qui pourrait s'expliquer par les économies réalisées grâce à la substitution des activités physiques par les activités virtuelles, lorsque ces économies compensent les dépenses en électricité nécessaire pour alimenter les appareils et terminaux numériques. La vulgarisation de l'utilisation des smartphones (qui sont des appareils très faiblement énergivores) comme principal terminal numérique permettant de réaliser les activités virtuelles, viendrait conforter la thèse d'une telle compensation. Enfin, la croissance démographique est ressortie comme ayant un effet négatif sur la consommation d'électricité par habitant, du fait notamment de l'augmentation rapide du nombre d'usagers potentiels, malgré la stagnation de l'offre électrique disponible.

3. L'analyse de l'effet de la consommation d'électricité sur la croissance économique dans les pays de l'Afrique subsaharienne

3.1. Le cadre théorique du modèle économétrique

Le cadre théorique du modèle s'inspire des travaux de Stern (2011) qui élabore un modèle théorique énergie-croissance unifié, qui fait la synthèse entre les modèles standards de croissance et l'approche par l'économie écologique. Les modèles standards de croissance se distinguent en trois grandes catégories (Aghion et Howitt, 2009) : les modèles sans ressources naturelles et avec progrès technique ; les modèles avec ressources naturelles et sans progrès technique et les modèles avec ressources naturelles et progrès technique.

Les premiers modèles de croissance économique, tels que le modèle de Solow (1956), ne tiennent en effet pas compte des ressources naturelles ni de l'énergie. Le progrès technologique y est considéré comme exogène, c'est-à-dire extérieur au système économique. Les modèles endogènes plus récents, comme les modèles AK et schumpétériens (Aghion et Howitt, 1998), tentent d'expliquer le progrès technique *via* l'investissement en Recherche et Développement ou l'accumulation de connaissances. Cependant, ces modèles ignorent l'énergie et les ressources naturelles, supposant une croissance économique rendue illimitée par l'innovation et l'accumulation du capital.

Afin de résoudre cette inquiétude, les travaux de Solow (1974) et Stiglitz (1974b) ont introduit les ressources naturelles/énergétiques non renouvelables dans les modèles de croissance (modèles avec ressources naturelles et sans progrès techniques). Dans ces modèles, le capital doit être accumulé pour compenser l'épuisement des ressources naturelles/énergétiques. Dans cette perspective, la durabilité de la croissance n'est pas garantie, car elle dépend des conditions techniques (substituabilité entre capital et ressources naturelles) et des institutions (propriété, marché, politiques intergénérationnelles). Ces modèles préconisent ainsi l'application de la Règle de Hartwick (1977), qui stipule que pour maintenir la consommation constante et rendre la croissance durable, il faut réinvestir les rentes des ressources naturelles dans d'autres formes de capital. Cependant, cette règle est difficilement applicable en pratique, à cause de la complexité de l'évaluation des prix soutenables.

Les modèles de croissance avec ressources naturelles et progrès technique supposent alors que le progrès technique peut améliorer l'efficacité d'utilisation des ressources naturelles/énergétiques ou permettre la substitution entre le capital et les ressources naturelles. Stiglitz (1974a) montre qu'un progrès technologique exogène permet d'éviter l'effondrement économique si la productivité des ressources naturelles augmente plus vite que leur raréfaction. Les modèles endogènes récents (Aghion et Howitt, 1998 ; Di Maria et Valente, 2008) explorent la possibilité d'un progrès technique orienté vers les ressources naturelles, mais reconnaissent que le rythme d'innovation peut être insuffisant pour compenser l'épuisement des ressources non renouvelables. Ainsi, les modèles de croissance avec ressources naturelles et progrès technique se trouvent confrontés à une principale limite : l'innovation risque d'accélérer l'épuisement des ressources naturelles/énergétiques si elle réduit leur coût d'exploitation ; ce qui remet en cause la durabilité de la croissance économique à long terme.

L'économie écologique adopte quant à elle, une approche différente, fondée sur les contraintes biophysiques de l'économie. Le progrès technique ne suffit pas toujours à compenser la raréfaction des ressources car il est lui-même contraint par les ressources physiques, auxquelles il reste dépendant pour être opérationnel. Le capital ne peut non plus remplacer intégralement les ressources naturelles, car sa production à l'échelle macroéconomique nécessite elle-même de l'énergie et des ressources.

Le modèle énergie-croissance unifié de Stern (2011) est donc un modèle hybride qui combine la fonction de production de Cobb-Douglas pour le capital et le travail (avec substitution possible entre ces deux facteurs de production) et une fonction à élasticité de substitution constante (CES), qui inclue l'énergie comme suit :

$$Y = \left[(1-\gamma)\left(A_L^{\beta} L^{\beta} K^{1-\beta}\right)^{\emptyset} + \gamma (A_E E)^{\emptyset}\right]^{\frac{1}{\emptyset}}$$

$$\Delta K = s(Y - p_E E) - \delta K$$

Où, γ représente l'importance relative de l'énergie ; $\emptyset = \frac{\sigma-1}{\sigma}$, avec σ l'élasticité de substitution entre énergie et valeur ajoutée ; A_L et A_E sont des indices de progrès technique respectivement spécifiques au travail et à l'énergie ; β est l'élasticité de substitution entre le capital et le travail ; L, K et E représentent respectivement le facteur travail, le facteur capital et l'énergie ; s est le taux d'épargne ; δ est le taux de dépréciation du capital ; p_E est le prix de l'énergie ; ΔK est la variation du facteur capital.

Lorsque σ→∞ et γ→0, on retrouve le modèle de Solow classique, où le capital et la production croissent au rythme du progrès technique spécifique au facteur travail. Mais quand l'énergie devient relativement rare (γ→1), la production dépend directement de l'offre d'énergie et du progrès technique spécifique à l'énergie.

3.2. La spécification du modèle et variables explicatives

Le modèle empirique d'estimation de l'effet de la consommation d'électricité sur la croissance économique est inspiré de Lawal et al. (2020) qui examinèrent le lien entre la consommation d'électricité et la croissance économique dans un panel d'économies africaines sur la période 1971-2017, à travers une estimation GMM en système :

$$\begin{aligned} PIB_{i,t} = {} & \beta_0 + \beta_1 PIB_{i,t-1} + \beta_2 CE_{it} + \beta_3 Crédit_{it} + \beta_4 IDE_{it} + \beta_5 Dep_pub_{it} + \beta_6 FBCF_{it} \\ & + \beta_7 Industrie_{it} + \beta_8 Infl_{it} + \beta_9 Mobile_{it} + \beta_{10} Pop_{it} + \beta_{11} Education_{it} \\ & + \beta_{12} Comme_{it} + \beta_{13} Urb_{it} + \beta_{14} Infrastructure_{it} + \beta_{15} Gouv_{it} + \delta_t + \delta_i + \varepsilon_{it} \end{aligned}$$

Où la variable dépendante est le PIB par habitant de la période courante. Les variables explicatives et leurs signes attendus sont analysés comme suit :

a. Le PIB par habitant retardé d'une période ($PIB_{i,t-1}$)

Sous l'hypothèse de convergence conditionnelle et, selon la théorie néoclassique, le coefficient qui lui est associé doit être négatif et significatif si la variable expliquée est le taux de croissance du PIB par tête (Solow, (1956). Autrement dit, toutes choses étant égales par ailleurs, les pays ayant les niveaux de PIB par tête plus faible ont une forte probabilité de croitre à un taux plus important que les pays riches. Par contre, pour les théories de la croissance endogène, les économies ne s'écartent pas de leur régime permanent de croissance. Donc le coefficient est nul et il n'y a pas d'effet de convergence. En résumé, le signe attendu du coefficient de cette variable est ambigu.

b. La consommation d'électricité (CE)

Il s'agit de la consommation d'électricité par habitant (exprimée en kilowattheure – KWh). L'électricité est considérée comme un facteur de production essentiel, facilitant l'industrialisation, la productivité et la modernisation des activités économiques. L'énergie électrique est un intrant/facteur important pour les activités économiques car elle favorise une croissance industrielle rapide et soutenue (Lawal et al., 2020). L'accès à une énergie fiable permet le développement des infrastructures, l'amélioration des services (santé, éducation, télécommunications, etc.) et la compétitivité des entreprises. La théorie de la croissance endogène souligne que l'investissement dans des infrastructures énergétiques, dont l'électricité, stimule l'innovation et la croissance à long terme. Donc un signe positif est attendu pour cette variable.

c. Le développement financier (Crédit)

Le développement financier est mesuré dans le cadre de ce chapitre par le Crédit domestique au secteur privé par les banques (en pourcentage du PIB). La littérature théorique reconnaît que le développement financier, bien qu'il soit souvent présenté comme un moteur de croissance, peut aussi générer des effets négatifs dans certaines conditions. La première de ces conditions est l'instabilité et crises financières : un secteur financier mal encadré ou insuffisamment régulé peut entraîner des instabilités systémiques, des bulles spéculatives et des crises économiques majeures, comme l'a montré la crise financière mondiale de 2008-2009 (El Morabit, 2025). Certains travaux soulignent que le développement financier peut accentuer les inégalités sociales, notamment si l'accès au crédit et aux services financiers reste inégalement réparti (El Morabit, 2025). Une autre condition est relative aux effets pervers de la libéralisation financière : des modèles théoriques (Stiglitz, 2002 ; Stiglitz et Ocampo, 2008 ; Rodrik, 1998) mettent en avant l'idée selon laquelle, la libéralisation financière sans cadre institutionnel solide peut avoir des conséquences néfastes sur l'économie réelle et le secteur social, surtout dans les pays en développement. Pour autant, tenant compte des effets positifs du crédit au secteur privé sur la croissance des activités économiques, la création d'emplois, la hausse des revenus fiscaux, etc., un signe ambigu est attendu pour cette variable.

d. Les Investissements directs étrangers (IDE)

Cette variable est mesurée par les entrées nettes d'IDE (en pourcentage du PIB). La théorie de la croissance endogène considère les IDE comme un vecteur d'intégration de nouvelles technologies, de savoir-faire en gestion et de compétences ; ce qui stimule la productivité totale des facteurs et favorise la croissance à long terme. Les transferts technologiques et les externalités positives issus des firmes multinationales vers les entreprises locales sont des mécanismes centraux de cette dynamique (Annaji et al., 2021). Les modèles de mouvements internationaux de capitaux montrent que l'apport de capitaux étrangers, associé à une technologie plus avancée, peut générer des bénéfices additionnels pour le pays d'accueil,

notamment *via* l'amélioration du capital humain et l'innovation. Le signe attendu pour cette variable est donc positif.

e. Les dépenses publiques (Dep_pub)

La variable Dépense publique est approximée par les dépenses de consommation finale des administrations publiques (en pourcentage du PIB). Bien qu'il soit généralement attendu que les dépenses publiques aient une incidence positive sur la croissance économique, il existe un large corpus théorique montrant la possibilité d'un effet contraire. Selon l'approche néoclassique, une hausse des dépenses publiques peut entraîner un déficit budgétaire et un accroissement de la dette publique ; ce qui évince l'investissement privé (*via* la hausse des taux d'intérêts) et substitue les biens publics aux biens privés, freinant ainsi la croissance économique. Par ailleurs, le principe de l'équivalence ricardienne (Barro, 1974), soutient que le financement des dépenses publiques par la dette conduit les agents économiques à anticiper une hausse future des impôts ; ce qui augmente l'épargne privée et annule l'effet de relance. Il est donc attendu un signe ambigu.

f. L'investissement (FBCF)

Cette variable est mesurée par la formation brute de capital fixe (en pourcentage du PIB). La théorie classique et néoclassique (Smith, Ricardo, Solow) considère que l'accumulation du capital (par l'épargne et l'investissement) augmente la productivité et stimule la croissance. Dans le modèle de Solow (1956), l'investissement permet d'accroître le stock de capital ; ce qui favorise une hausse temporaire de la croissance, jusqu'à un nouvel état stationnaire. Bien que le rendement marginal du capital diminue, une hausse durable de l'investissement (ou du taux d'épargne) entraîne une hausse du niveau de production à long terme. Pour la théorie keynésienne, l'investissement est un composant central de la demande globale. L'investissement privé est influencé par les anticipations (efficacité marginale du capital) et le taux d'intérêt. Une hausse de l'investissement stimule la production et l'emploi à court terme *via* l'effet multiplicateur. Selon les théories de la croissance endogène (Romer, 1986, 1990, 1994 ; Lucas, 1988 ; Barro, 1990), l'investissement, notamment dans le capital humain, la R&D ou les infrastructures, génèrent des externalités positives et des rendements croissants.

Par contre, pour certaines théories post keynésiennes et critiques hétérodoxes, l'investissement peut entraîner des déséquilibres macroéconomiques (surproduction, endettement, bulles d'actifs). Il ne garantit pas la croissance s'il est capté par les élites, mal redistribué, ou concentré dans des secteurs extractifs. Un investissement mal orienté, gaspillé ou dans des secteurs non productifs peut ne pas générer de croissance, voire il peut la freiner. Un signe ambigu est ainsi attendu.

g. Le développement industriel (Industrie)

Il est mesuré à travers la part de la valeur ajoutée industrielle dans le PIB (en pourcentage). Les théories classique et néoclassique insistent sur les gains de productivité issus de la division du travail, très présents dans les activités industrielles. Le secteur industriel est vu comme plus productif que l'agriculture ou les services traditionnels. D'après les théories de la croissance endogène, le développement industriel permet l'accumulation du capital physique, l'apprentissage technologique et l'innovation. Les externalités positives liées à l'industrie (formation de clusters, transferts technologiques, effets d'agglomération) contribuent à une croissance soutenue. Il est donc attendu un signe positif pour cette variable.

h. L'inflation (Infl)

Elle est mesurée par le déflateur du PIB (en pourcentage). Selon Keynes (1936), une inflation modérée peut stimuler la demande agrégée, notamment en période de sous-emploi. Elle favorise l'investissement des entreprises en réduisant les taux d'intérêt réels. L'inflation peut aussi réduire le poids réel de la dette, ce qui libère des ressources pour la consommation ou l'investissement. La courbe de Phillips (dans sa version originale) montre une relation inverse entre inflation et chômage ; ce qui suppose qu'un peu d'inflation est le prix à payer pour une baisse du chômage, donc pour plus de croissance.

Par contre, la théorie monétariste (Friedman, 1968) soutient que l'inflation nuit à la croissance économique. Selon ce courant de pensée, l'inflation est toujours un phénomène monétaire qui créer de l'incertitude, détériore les anticipations, réduit l'investissement et, nuit à la croissance. Pour la théorie néoclassique et la nouvelle économie classique, la croissance à long-terme dépend de facteurs réels (capital, travail, technologie) et non monétaires. L'inflation est donc neutre à long terme, voire négative si elle est instable, car elle entraîne des distorsions de prix relatifs, une mauvaise allocation des ressources et, une perte d'efficacité. Pour la théorie des anticipations rationnelles (Lucas, 1972, 1973 ; Barro, 1976) une inflation imprévisible ou mal maîtrisée réduit la confiance des agents économiques, nuit à la planification et freine l'investissement. Le signe attendu pour cette variable est donc ambigu.

i. La digitalisation (Mobile)

Elle est approximée par le nombre d'abonnements cellulaires mobiles (pour 100 personnes). La digitalisation, *via* les technologies de l'information et de la communication (TIC), améliore la productivité globale des facteurs, stimule l'innovation, facilite les investissements et accroît l'efficacité des entreprises et des administrations. Les modèles de croissance endogène intègrent le capital technologique comme un moteur clé de la croissance à long terme, où la digitalisation joue un rôle central en augmentant la productivité et en réduisant les coûts de transaction. Le signe attendu pour cette variable est donc positif.

j. La croissance démographique (Pop)

Cette variable est mesurée par la population totale (en nombre d'habitants). Plusieurs théories économiques classiques et néoclassiques soutiennent l'idée selon laquelle, la croissance démographique a une incidence positive sur la croissance économique en articulant leurs arguments autour des questions comme le capital humain, les économies d'échelle, l'innovation et la demande. Smith (1776), suggère que la division du travail (facteur de productivité) est limitée par l'étendue du marché, donc indirectement, par la taille de la population. Une population plus nombreuse signifie plus de travailleurs, plus de spécialisation, et donc une productivité accrue. La théorie de la transition démographique (modèle néoclassique révisé) souligne qu'à long terme, la transition démographique favorise la croissance. Dans sa phase initiale, une forte natalité peut accroître le fardeau démographique, mais ensuite, quand la mortalité baisse et que l'espérance de vie augmente, on observe une augmentation du capital humain ; ce qui favorise la productivité et la croissance. Les modèles de la croissance endogène (Romer, 1986, 1990, 1994 et Barro, 1990) intègrent l'idée selon laquelle, une population plus nombreuse signifie plus de cerveaux, donc plus d'innovation et de découvertes technologiques, qui stimulent la croissance (Romer, 1990).

Cependant, il existe également des théories contraires, que défendent la thèse d'une croissance démographique qui ralentit la croissance économique. Selon la thèse malthusienne et hétérodoxe, une croissance rapide de la population exerce une pression sur les ressources limitées (terres, capital) ; ce qui freine l'accumulation du capital et la croissance économique. Malthus (1798) et ses successeurs soulignent que la croissance démographique peut entraîner une baisse du niveau de vie par habitant. La croissance démographique rapide augmente les dépenses liées à la population jeune (éducation, santé) ; ce qui réduit l'épargne nationale et limite l'investissement productif. Une forte croissance de la population active peut générer un excès d'offre de travail, conduisant au chômage, au sous-emploi et à la pauvreté, freinant ainsi la croissance économique. Le signe attendu pour cette variable est ambigu.

k. L'éducation

Elle est mesurée par le taux brut de scolarisation primaire. D'après la théorie du capital humain (Becker, 1962 ; Schultz, 1961 ; Mincer, 1958), l'éducation est un investissement qui augmente les compétences, la productivité et les revenus des individus. À l'échelle macroéconomique, une population plus instruite est plus productive ; ce qui stimule la croissance. Pour les modèles de croissance endogène (Romer, Lucas, Barro), l'éducation renforce les capacités d'innovation, d'adaptation technologique et de recherche. Elle créer des externalités positives (les travailleurs qualifiés diffusent leurs connaissances dans l'économie). Le progrès technique découle de l'accumulation du capital humain, moteur central de la croissance à long terme. Le signe attendu pour cette variable est donc positif.

l. L'ouverture commerciale (Comme)

Elle est mesurée par la somme des exportations et des importations (en pourcentage du PIB). L'ouverture commerciale favorise la croissance économique en permettant une meilleure allocation des ressources, l'accès à des marchés plus larges, la diffusion des technologies et la stimulation de la concurrence. Des études classiques (Frankel et Romer, 1999 ; Dollar, 1992 ; Sachs et Warner, 1995) confirment que les pays plus ouverts connaissent généralement des taux de croissance plus élevés. Cependant, certains auteurs (Krugman, 1987 ; Rodriguez et Rodrik, 2000) mettent en garde contre des effets négatifs possibles, notamment une spécialisation dans des secteurs peu productifs ou une vulnérabilité accrue aux chocs externes. Le signe attendu est ambigu.

m. L'urbanisation (Urb)

L'Urbanisation est mesurée par la part de la population urbaine dans la population totale (en pourcentage). La croissance de la population urbaine peut avoir à la fois des effets positifs et négatifs sur la croissance économique. S'agissant des effets positifs, les villes génèrent des économies d'agglomération qui augmentent la productivité des entreprises et des travailleurs, stimulant ainsi la croissance économique. L'urbanisation favorise la concentration des compétences, des connaissances et des technologies ; ce qui dynamise l'innovation et la transformation économique à long terme. Les villes offrent un environnement concurrentiel propice à l'apprentissage et à l'adaptation aux évolutions des marchés mondiaux.

Quant aux effets négatifs, ils concernent premièrement, la pression sur les infrastructures et services publics. Une croissance urbaine rapide peut saturer les infrastructures de transport, les réseaux d'assainissement, les infrastructures énergétiques, les services de santé et d'éducation, et nuire ainsi à la qualité de vie et à la productivité. Deuxièmement, l'urbanisation rapide peut entraîner une croissance accélérée des bidonvilles, une augmentation de la pauvreté urbaine, des embouteillages, de la pollution et des problèmes environnementaux majeurs, qui peuvent peser négativement sur la croissance économique. Enfin, une croissance urbaine non planifiée peut accentuer les inégalités économiques et sociales, limitant ainsi les bénéfices potentiels pour la croissance inclusive. Il est donc attendu un signe ambigu pour cette variable.

n. Le développement des infrastructures

Cette variable est mesurée par l'Indice de Développement des Infrastructures en Afrique de la Banque Africaine de Développement[46]. Plusieurs théories économiques défendent l'idée suivant laquelle le développement des infrastructures a une incidence positive sur la croissance économique. Selon la théorie néoclassique de la croissance (Solow, 1956), les infrastructures permettent d'accroître la productivité totale des facteurs en réduisant les coûts de transport, en

[46] https://infrastructureafrica.opendataforafrica.org/pbuerhd/africa-infrastructure-development-index-aidi-2025, consulté le 26 septembre 2025.

facilitant l'accès aux marchés, à l'emploi et aux services. Les infrastructures publiques améliorent le rendement du capital privé, favorisant ainsi la croissance. Pour les théories de la croissance endogène (Romer, 1986, 1990, 1994 et Barro, 1990), les infrastructures (routes, énergie, télécommunications, etc.) sont des biens publics productifs qui génèrent des externalités positives. Un investissement public efficace, notamment en infrastructures, accroît la croissance à long terme, car il stimule l'accumulation de capital et l'innovation. Selon la théorie du "*Big Push*" (Rosenstein-Rodan, 1943), le développement coordonné des infrastructures peut déclencher un cercle vertueux de croissance dans les pays à faible développement.

Par contre, d'après les théories de la mauvaise allocation des ressources (Buchanan et Tullock, 1962 ; Buchanan, Tollison et Tullock, 1980), les investissements publics peuvent être motivés par des intérêts politiques plutôt que par l'efficience économique, d'où le risque de projets d'infrastructures coûteux, inutiles ou sous-utilisés (éléphants blancs). La théorie de la "malédiction des infrastructures", inspirée de la "malédiction des ressources", suggère que dans les pays mal gouvernés, les infrastructures deviennent des sources de corruption, de surcoûts, ou de gaspillages sans gains de productivité à long terme. Le signe attendu est ambigu.

o. La qualité de la gouvernance (Gouv)

Cette variable est captée par l'indice du contrôle de corruption. Les théories néo-institutionnalistes (Acemoglu et Robinson, 2012) affirment que la croissance repose sur des institutions stables qui réduisent l'incertitude des échanges. Pour Acemoglu et Robinson (2012), la croissance durable dépend de l'existence d'institutions inclusives, qui protègent les droits de propriété, encouragent l'innovation, et limitent les abus de pouvoir. Une gouvernance de qualité permet donc de créer un climat propice à l'investissement et à la productivité. Les théories de la croissance endogène intègrent les institutions et la gouvernance comme facteurs qui influencent l'accumulation du capital humain, l'innovation et l'efficacité des politiques publiques. Une gouvernance efficace permet un meilleur rendement des investissements publics (infrastructures, éducation, santé, etc.). Le signe attendu pour cette variable est donc positif.

3.3. La méthode d'estimation

3.3.1. Les tests de stationnarité des variables

Afin d'analyser la stationnarité des variables du modèle, le test de Levin-Lin-Chu (LLC) (Levin et al. 2002) est appliqué. Ce test est construit à partir du modèle général suivant :

$$\Delta y_{i,t} = \alpha_i + \beta_i t + \rho_i \, y_{i,t-1} + \sum_{k=1}^{p_i} \gamma_{i,k} \, \Delta y_{i,t-k} + \mu_{i,t}$$

Avec *y* la variable testée, *αi* l'effet individuel, *ρi* la racine autorégressive, *pi* l'ordre de retards permettant de purger l'autocorrélation des résidus, Δ l'opérateur différence première, *i* la

dimension individuelle *t* la dimension temporelle et βi t la tendance déterministe. Les $\gamma i,k$ sont des paramètres et $\mu i,t$ est *i.i.d.* (0, $\sigma^2\mu$,i).

Il s'agit de tester l'hypothèse nulle de racine unitaire (H0 : ρ = 0) contre l'hypothèse alternative (H1 : ρ < 0). Sous l'hypothèse nulle, la statistique du test suit une loi normale centrée réduite. Le tableau 3 donne les résultats du test LLC.

Tableau 3 - Résultats des tests de stationnarité

	En niveau	En différence première
PIB par habitant	1.7144	**-9.9644*** **
Consommation d'électricité	2.3489	**-11.3774*** **
Développement financier	-0.2981	**-13.3927*** **
IDE	**-3.6114*** **	-
Dépenses publiques	**-2.8400*** **	-
Investissement	-0.9919	**-16.2390*** **
Industrie	**-3.8043*** **	-
Inflation	**-7.2484*** **	-
Mobile	**-1.6255***	-
Population totale	8.7875	**-4.2560*** **
Education	**-5.1650*** **	-
Ouverture commerciale	-0.6663	**-16.1337*** **
Population urbaine	**-8.7815*** **	-
Infrastructures	9.9007	**-9.6702*** **
Gouvernance	2.4048	**-16.7368*** **

NB : les valeurs dans le tableau sont des t* ou t corrigé (ajusté) pour l'autocorrélation, la variance hétérogène, les effets fixes, etc. * p< 0.1 ; ** p< 0.05 ; *** p< 0.01

Source : Calculs de l'Auteur

D'après les résultats du test, les investissements directs étrangers, les dépenses publiques, le développement industriel, l'inflation, le développement du numérique, l'éducation et la population urbaine, sont stationnaires en niveau, tandis que le PIB par habitant, la consommation d'électricité, le développement financier, l'investissement, la population totale, l'ouverture commerciale, les infrastructures et la qualité des institutions, sont stationnaires en différence première. Dans le cadre de l'estimation du modèle, les variables stationnaires en niveau sont introduites dans l'équation en prenant leurs valeurs en niveau, tandis que les variables stationnaires en différence premières sont introduites dans l'équation en prenant leurs valeurs en différence première.

3.3.2. Le choix de l'estimateur

Le modèle à estimer est un modèle linéaire dynamique sur des données de panel[47], dans lequel la variable retardée $lpib_{i,t-1}$ est corrélée avec le terme d'erreur $\varepsilon_{i,t}$ et l'effet individuel η_i contenu dans $\varepsilon_{i,t}$. Il pourrait aussi contenir des problèmes d'endogénéité des variables

[47] Un modèle dynamique est un modèle dans lequel un ou plusieurs retards de la variable expliquée figurent comme variables explicatives.

explicatives, conduisant à biaiser l'estimateur des moindres carrées ordinaires (MCO) (Roodman, 2009a).

La différence première élimine les effets individuels, mais il demeure encore un problème d'autocorrélation. En plus, du fait de cette différentiation, toutes les variables prédéterminées deviennent potentiellement endogènes (Roodman, 2009b).

Cette préoccupation est résolue par l'application de l'estimateur des moments généralisés (GMM), qui repose sur des conditions d'orthogonalité entre les variables retardées et le terme d'erreur, aussi bien en différences premières qu'en niveau. Selon Arellano et Bond (1991), l'utilisation des variables instrumentales dans la régression de l'équation en différence première permet de résoudre à la fois les problèmes d'autocorrélation et d'endogénéité. Ils préconisent l'utilisation des valeurs retardées d'au moins deux (02) périodes des variables explicatives comme instruments si celles-ci sont endogènes ; d'au moins une (01) période si elles sont prédéterminées ou légèrement exogènes et, en niveau si elles sont strictement exogènes. L'estimateur ainsi obtenu est connu sous le nom d'estimateur GMM en différence.

Cependant, comme le soulignent Arellano et Bover (1995), les valeurs retardées sont des instruments pauvres pour cette approche. Blundell et Bond (1998) préconisent donc l'utilisation de l'estimateur GMM en système, qui combine l'équation en différence première et l'équation en niveau et, qui représente le meilleur estimateur permettant de résoudre les potentiels problèmes économétriques du modèle à savoir, l'endogénéité des variables explicatives, les effets spécifiques pays, etc. D'après Blundell et Bond (1998), l'estimateur GMM en système présente trois principaux avantages à savoir : i) cet estimateur n'est pas biaisé par l'omission de variables, ii) l'utilisation d'instruments permet d'estimer les paramètres de façon consistante, même dans les modèles avec des variables explicatives endogènes, iii) l'utilisation d'instruments permet également des estimations consistantes, même en présence d'erreurs de mesure.

Il faut souligner qu'il existe deux variantes de l'estimateur GMM en système de Blundell et Bond (1998) : l'estimateur en une étape et celui en deux étapes. L'estimateur en deux étapes est préféré ici, car il donne des résultats asymptotiquement plus efficients, même en présence d'hétéroscédasticité (Arellano et Bond, 1991 ; Blundell et Bond, 1998). Par ailleurs, dans le cadre des estimations du modèle à l'aide du logiciel STATA, l'on utilise en plus, l'option « *robust* » sur la commande « *xtabond2* » afin de rendre l'estimateur robuste à l'hétéroscédasticité. Ceci justifie également l'absence de nécessité de mettre en œuvre un test d'hétéroscédasticité, étant donné que l'approche adoptée rend *de facto,* les estimations robustes en cas de présence de celle-ci.

Il est également à souligner que l'utilisation de l'estimateur GMM en système suppose la vérification de plusieurs conditions :

- La première condition est l'absence d'autocorrélation de second ordre des résidus. Elle est vérifiée par les tests d'autocorrélation AR(2) d'Arellano et Bond (1991) (dont l'hypothèse nulle est l'absence d'autocorrélation de second ordre des résidus de l'équation en différence). La statistique du test suit une loi normale centrée réduite. Ce test est directement effectué lors de l'estimation du modèle économétrique à l'aide de la commande *xtabond2* sur STATA. Les résultats indiquent z = 0,78 avec une p-valeur de 0,438 (voir tableau 4) ce qui conduit à un non rejet de l'hypothèse nulle. L'on conclut par conséquent à une absence d'autocorrélation de second ordre des résidus.
- La seconde condition est la quasi-stationnarité des variables de l'équation en niveau. Elle est déjà vérifiée, étant donné que l'on a conçu l'équation en niveau en prenant les valeurs en niveau des variables stationnaires en niveau et les valeurs en différence première des variables stationnaires en différence première.
- La troisième condition, évoquée par Roodman (2009a) exige que le nombre total d'instruments soit inférieur à celui des individus afin de prévenir d'éventuels biais au niveau des tests statistiques. Cette condition est respectée dans le cadre des estimations (voir tableau 4).
- La dernière condition est relative à la validité des instruments. Elle est vérifiée par les tests de Hansen et de Sargan. Cependant, étant donné l'utilisation de l'option « Robust » pour rendre les estimations robustes à l'hétéroscédasticité, seul le test de Hansen est plus pertinent à interpréter. Ce dernier consiste à tester l'hypothèse nulle selon laquelle les instruments sont valides ou exogènes, car non corrélés avec le terme d'erreur. La statistique de ce test est un Khi2 de valeur égale à 24,76 pour une p-valeur de 0,363 conduisant à accepter l'hypothèse nulle.

Par ailleurs, dans l'optique de réduire la variabilité et les irrégularités dans les données, surtout le manque de données, l'on choisit des regroupements de trois années (moyennes triennales). En effet, depuis les travaux d'Islam (1995) et de Caselli et al. (1996), bon nombre de chercheurs utilisent les moyennes sur des sous-périodes de cinq ans pour éliminer les effets des cycles. Cependant, Khan et Kumar (1993) ont trouvé que les résultats ne changeaient pas significativement lorsqu'on passe des moyennes de cinq ans aux moyennes de trois ans. Ghura et Hadjimichael (1996) ont aussi utilisé des moyennes de trois ans dans une étude portant sur les déterminants de la croissance économique en Afrique Sub-saharienne. Sur les données couvrant la période 1994-2023, l'on a donc dix (10) sous-périodes de trois ans.

3.4. Les résultats des estimations

Le tableau 4 présente les résultats d'estimation de l'effet de la consommation d'électricité sur la croissance économique des pays de l'Afrique subsaharienne et l'incidence d'un certain nombre de variables de contrôle. Il présente les résultats de l'estimation du modèle à l'aide de la méthode des Moindres Carrés Ordinaires (colonne 1), des effets aléatoires (colonne 2), des

effets fixes (colonne 3) et des Moments généralisés en système de Blundell et Bond (colonne 4).

3.4.1. La présentation et l'interprétation des résultats des estimations

Les résultats de l'estimation selon la méthode des GMM en système (colonne 4) montrent que le PIB par habitant de la période précédente, la consommation d'électricité, les entrées nettes d'IDE, la digitalisation de l'économie, et l'ouverture commerciale, ont un effet positif et significatif sur le PIB par habitant de la période courante, tandis que les dépenses publiques, la croissance démographique, l'urbanisation et le développement des infrastructures ont un effet négatif et significatif sur le PIB par habitant.

Tableau 4 - Résultats d'estimation de l'effet de la consommation d'électricité sur la croissance économique dans l'échantillon global

VARIABLES	(1) MCO	(2) EFFET ALEATOIRE	(3) EFFET FIXE	(4) GMM
PIB par habitant (t-1)	0,367***	0,367***	0,196***	**0,259*** **
	(7,090)	(7,090)	(3,382)	**(3,261)**
Consommation d'électricité	0,822***	0,822***	0,790***	**0,734***
	(3,882)	(3,882)	(2,997)	**(1,790)**
Développement financier	-6,194*	-6,194*	-5,359	-3,127
	(-1,808)	(-1,808)	(-1,558)	(-0,526)
IDE	4,148**	4,148**	4,794**	**20,592*** **
	(2,496)	(2,496)	(2,234)	**(7,308)**
Dépenses publiques	-1,132	-1,132	-8,478***	**-10,131** **
	(-1,031)	(-1,031)	(-3,137)	**(-2,588)**
Investissement	2,300	2,300	1,847	18,473
	(0,720)	(0,720)	(0,567)	(1,450)
Industrie	0,303	0,303	1,188	1,318
	(0,414)	(0,414)	(0,671)	(0,803)
Inflation	-0,002	-0,002	-0,071	-0,021
	(-0,015)	(-0,015)	(-0,479)	(-0,168)
Numérique	0,161	0,161	0,962***	**0,746** **
	(0,675)	(0,675)	(2,672)	**(2,023)**
Population totale	-0,000	-0,000	0,000	**-0,000** **
	(-0,844)	(-0,844)	(0,325)	**(-2,101)**
Éducation	0,214	0,214	1,639**	0,344
	(0,598)	(0,598)	(2,143)	(0,584)
Ouverture commerciale	3,282*	3,282*	3,675**	**6,604** **
	(1,830)	(1,830)	(1,975)	**(2,036)**
Population urbaine	-0,965	-0,965	-13,444***	**-3,450** **
	(-1,426)	(-1,426)	(-4,512)	**(-2,080)**
Infrastructures	-1,727	-1,727	-3,991	**-10,263***
	(-0,276)	(-0,276)	(-0,626)	**(-1,899)**
Gouvernance	11,796	11,796	32,810	-6,925
	(0,123)	(0,123)	(0,338)	(-0,080)

Constante	21,285 (0,507)	21,285 (0,507)	424,202*** (3,279)	158,397** (2,585)
Observations	369	369	369	369
R-carré	0,282		0,286	
Instruments	-	-	-	39
Test Fisher (p-valeur)	0,000	-	0,000	0,000
Test AR1 (p-valeur)	-	-	-	0,046
Test AR2 (p-valeur)	-	-	-	0,438
Test Sargan (p-valeur)	-	-	-	0,000
Test Hansen (p-valeur)	-	-	-	0,363
Nombre d'individus	-	41	41	41

Statistiques de t entre parenthèses
*** p<0,01 ; ** p<0,05 ; * p<0,1

Source : Calculs de l'Auteur

Les résultats des estimations indiquent de manière concrète que la hausse du PIB par habitant de 1 USD entre les deux années précédentes accroit la variation annuelle du PIB par habitant de 0,259 USD. 1 kWh de plus dans la variation annuelle de la consommation d'électricité accroit la variation annuelle du PIB par habitant de 0,734 USD. Une augmentation des entrées nettes d'IDE (exprimée en pourcentage du PIB) de 1 point de pourcentage se traduit par une hausse de la variation annuelle du PIB par habitant de 20,592 USD. Une amélioration de la digitalisation de l'économie (exprimée en pourcentage du PIB) de 1 point de pourcentage engendre un accroissement de la variation annuelle du PIB par habitant de 0,746 USD. Un accroissement de l'ouverture commerciale (exprimée en pourcentage du PIB) de 1 point de pourcentage conduit à un accroissement de la variation annuelle du PIB par habitant de 6,604 USD.

Par contre, une croissance des dépenses publiques de (exprimées en pourcentage du PIB) de 1 point de pourcentage conduit à une réduction de la variation annuelle du PIB par habitant de 10,131 USD. 1 habitant de plus dans la variation annuelle de la population totale entraine une baisse de la variation annuelle du PIB par habitant de 0,00006 USD. Une augmentation de la population urbaine (exprimée en pourcentage de la population totale) de 1 point de pourcentage abouti à une dégradation de la variation annuelle du PIB par habitant de 3,45 USD. Une amélioration de la variation annuelle de l'indice de développement des infrastructures de 1 point provoque une baisse de la variation annuelle du PIB par habitant de 10,263 USD.

L'investissement, le développement industriel et l'éducation ont des effets positifs mais non significatifs sur la variation du PIB par habitant, tandis que le développement financier, l'inflation et la gouvernance ont des effets négatifs et également non significatifs.

De manière générale, le signe des effets tel que trouvé par l'estimateur GMM en système est corroboré par les trois autres méthodes d'estimation à savoir les MCO (colonne 1), les effets aléatoires (colonne 2) et les effets fixes (colonne 3).

3.4.2. La discussion des résultats des estimations

i. La consommation d'électricité

Les résultats indiquent que la consommation d'électricité a une incidence positive sur la croissance économique des pays de l'Afrique subsaharienne. Ce résultat corrobore l'hypothèse de croissance ainsi que les résultats d'un certain nombre de travaux empiriques. Par exemple, Eggoh, Bangake, et Rault (2011) ont trouvé que la consommation d'électricité engendrait la croissance économique dans 21 pays africains. Pour Lawal et al. (2020) ; Inuwa et al. (2019) et Wolde-Rufael (2006), l'énergie électrique est une ressource incontournable dans la croissance économique des pays de l'Afrique Sub-saharienne. Dans le reste du monde, Al-Mulali et Ozturk (2014) ont trouvé une incidence positive de la consommation d'électricité à base d'énergies fossiles sur la croissance économique sur la période 1980-2012, dans un certain nombre de pays du Conseil de Coopération du Golfe, notamment au Bahreïn, au Koweït, en Oman, en Arabie Saoudite et aux Emirats Arabes Unis. L'incidence de l'énergie électrique sur la croissance économique a également été mise en évidence par Streimikiene et Kasperowicz (2016) pour les pays de l'UE ; Samu et al. (2019) pour le Zimbabwe ; Zhong et al. (2019) pour la Chine ; Churchill et Ivanovski (2020) pour l'Australie et Raza et al. (2016) pour un panel de pays d'Asie du Sud. Ces résultats impliquent que l'électricité représente un facteur important dans le processus de production des pays de l'Afrique subsaharienne et qu'elle contribue à ce titre à accélérer la croissance économique des pays de la région en stimulant l'innovation et en favoriserait le développement des infrastructures et l'amélioration de la productivité.

ii. Le PIB par habitant (t-1)

L'effet positif du PIB par habitant de la période précédente sur celui de la période courante montre que l'effet du revenu est persistant ; ce qui confirme la nature dynamique du modèle et justifie donc la préférence pour l'estimateur GMM.

iii. Les Investissements Direct Etranger (IDE)

L'effet positif des IDE sur la croissance économique est en adéquation avec la théorie de la croissance endogène qui considère les IDE comme un vecteur d'intégration de nouvelles technologies, de savoir-faire en gestion et de compétences ; ce qui stimule la productivité totale des facteurs et favorise la croissance à long terme. Selenge et Kasongo (2022) ont trouvé un effet positif des entrées nettes d'IDE sur la croissance économique dans un échantillon de pays d'Afrique des Grands-Lacs sur la période 1970-2019. Almalik et al. (2024) ont trouvé, dans un panel de 19 pays du G20 sur la période 2001-2022, qu'un accroissement des entrées d'IDE accélère la croissance du PIB. Une multitude de travaux empiriques, dont Mahmood (2012) ; Lee et al. (2024) dans un échantillon de 90 pays à revenu intermédiaire ; Rioja et Valev (2004) dans un panel de 74 pays ; et Cecchetti et Kharroubi (2012) dans un échantillon de pays développés et de pays en développement, ont aussi trouvé un effet positif des entrées d'IDE sur la croissance économique.

iv. Les dépenses publiques

L'effet négatif des dépenses publiques sur la croissance économique s'expliquerait par le caractère improductif de ces dépenses (lorsqu'elles sont essentiellement composées de dépenses de fonctionnement). Les dépenses publiques d'investissement peuvent également évincer l'investissement privé, en contribuant à accroitre le taux d'intérêt sur les marchés financiers. Par ailleurs, le financement de ces dépenses par la dette peut alourdir la charge de la dette et réduire à moyen ou long terme, les marges de manœuvre des Etats en matière de politique budgétaire expansionniste. Mansouri (2003) a trouvé qu'au Maroc, les dépenses de consommation publique supplantaient l'investissement privé et ralentissaient la croissance économique à cause du gaspillage. Plusieurs autres travaux empiriques ont également trouvé un effet négatif des dépenses publiques (certaines sous-catégories de dépenses publiques) sur la croissance économique. Il s'agit entre autres du Fonds Monétaire International (1989) dans un échantillon de pays en développement ; Davis (2024) dans un échantillon de pays Ouest africains sur la période 1985-2019 ; et Guandong et Muturi (2016).

v. La digitalisation de l'économie

L'effet positif de la digitalisation de l'économie sur la croissance économique des pays de l'Afrique subsaharienne s'expliquerait par le rôle central que joue le développement du numérique en matière d'accroissement de la productivité et de la réduction des coûts de transaction. Les modèles de croissance endogène intègrent le capital technologique (dont la digitalisation) comme un moteur clé de la croissance à long terme. Colecchia et Schreyer (2002), dans neuf pays de l'OCDE, ont montré que les technologies de l'information et de la communication (TIC) ont contribué entre 20% et 50% à la croissance de la production nationale. Waverman et al. (2005) dans une étude portant sur 92 pays montrent que la diffusion de la téléphonie mobile a eu un effet significatif sur la croissance économique, surtout dans les pays en développement. Qiang, Rossotto et Kimura (2009) dans un échantillon de 129 pays de par le monde trouvent qu'une augmentation de 10% du taux de pénétration de l'internet à haut débit est associée à une augmentation de 1,38% du PIB. Niebel (2018) dans un échantillon de 59 pays développés et en développement, montre que les investissements en TIC ont un effet positif sur la croissance du PIB.

vi. La croissance démographique

L'effet négatif de la croissance démographique sur la croissance économique peut s'expliquer d'une part par la thèse malthusienne et hétérodoxe selon laquelle une croissance rapide de la population exerce une pression sur les ressources limitées (terres, capital) et, freine ainsi l'accumulation du capital et la croissance économique. Par ailleurs, la croissance démographique rapide augmente les dépenses liées à la population jeune (éducation, santé, loisirs), ce qui réduit l'épargne nationale et limite l'investissement productif. Enfin, une forte croissance de la population active peut générer un excès d'offre de travail, conduisant au

chômage, au sous-emploi et à la pauvreté, freinant ainsi la croissance économique. Dao (2012) a trouvé un effet négatif de la croissance démographique sur la croissance économique dans 43 pays en développement. Sachs et Warner (1997) révèlent que dans les pays africains, une forte croissance démographique aggrave les contraintes sur les ressources et ralentit la croissance. Bloom et Williamson (1998) ont trouvé que la croissance démographique élevée est associée à une croissance économique plus lente, sauf quand les pays réussissent à exploiter le dividende démographique.

vii. L'ouverture commerciale

L'effet positif de l'ouverture commerciale sur la croissance économique s'explique par le fait qu'elle permet une meilleure allocation des ressources, l'accès à des marchés plus larges, la diffusion des technologies et la stimulation de la concurrence (hypothèse de la croissance tirée par les exportations). Behanzin et Konte (2021) ont trouvé un effet positif de l'ouverture commerciale sur la croissance économique dans les pays de l'UEMOA. Keho (2017) trouve un effet positif significatif de l'ouverture commerciale sur la croissance, mais conditionné par la stabilité macroéconomique. Yanikkaya (2003) avec des données sur 100 pays en développement, trouve que l'ouverture commerciale stimule la croissance, surtout *via* la diffusion technologique.

viii. La population urbaine

L'effet négatif de l'accroissement de la population urbaine sur la croissance économique s'explique à la fois par : la pression sur les infrastructures et les services, qui freine la qualité de vie et nuit à la productivité ; les défis socio-économiques (accroissement des bidonvilles, de la pauvreté, de la pollution urbaine, du chômage, des embouteillages, etc.), qui peuvent peser négativement sur la croissance économique. Henderson (2003) montre qu'une urbanisation prématurée, non liée à l'industrialisation, peut être un frein à la croissance économique. Fay et Opal (2000) constatent que dans de nombreux pays pauvres, l'urbanisation n'a pas été associée à une croissance économique significative, suggérant un effet neutre ou négatif. Jedwab et Vollrath (2015) ont introduit le concept d'urbanisation non productive en montrant que dans certains pays en développement (notamment en Afrique), l'urbanisation repose sur la rente (matières premières, agriculture de rente) plutôt que sur l'industrialisation ; ce qui peut ralentir la croissance économique.

ix. Le développement des infrastructures

L'effet négatif du développement des infrastructures sur la croissance économique peut s'expliquer par l'absence de potentiel économique en matière de production. Dans ce cas, un développement des infrastructures ne fera que renforcer l'exposition des entreprises locales à la concurrence étrangère. Par ailleurs, une mauvaise qualité des infrastructures construites (résultant d'une mauvaise gouvernance), conjuguée à des coûts élevés de leur construction et à des effets d'éviction d'autres dépenses, peuvent également avoir une répercussion négative sur

la croissance économique. Tanzi et Davoodi (1997) montrent que la corruption dans les projets d'infrastructures réduit la qualité des investissements publics, fausse leur allocation et, affaiblit leur effet sur la croissance économique. Calderón et Servén (2004) trouvent que la qualité des infrastructures est plus importante que leur quantité, et que de mauvaises infrastructures peuvent même freiner la croissance économique. Yepes et al. (2009) montrent que dans certains pays africains, les infrastructures mal entretenues (routes dégradées, réseaux électriques instables) entraînent des coûts économiques supérieurs aux bénéfices attendus.

Synthèse

Les résultats obtenus des estimations économétriques révèlent le caractère globalement positif de la consommation d'électricité sur la croissance économique des pays de l'Afrique subsaharienne étudiés. Toutefois, les quarante-et un (41) pays concernés par les estimations sont caractérisés par de grandes diversités, qu'elles soient en termes géographiques (taille de la population, pays côtiers, insulaires ou enclavés, etc.), économiques (marchés et niveaux de richesse et de revenu hétérogènes), ou dotés de ressources naturelles (pays producteurs de pétrole ou importateurs), etc.

Cette hétérogénéité a sans doute été suffisamment prise en compte par l'introduction des effets individuels dans le modèle à effets fixes. Néanmoins, dans la mesure où les pays de la région subsaharienne sont plus ou moins différents, il peut être considéré l'analyse des hétérogénéités de l'effet de la consommation d'électricité selon le niveau de revenu des pays.

4. L'analyse des hétérogénéités selon le niveau de revenu des pays de l'Afrique subsaharienne

La prise en compte des hétérogénéités dans l'analyse du lien entre la consommation d'électricité et la croissance économique des pays de l'Afrique subsaharienne conduit à composer des sous-groupes de pays. En ce sens, il est étudié l'effet de la consommation d'électricité sur la croissance économique dans i) les pays à revenu faible, ii) les pays à revenu intermédiaire tranche inférieure, iii) les pays à revenu intermédiaire tranche supérieure et iv) les pays à revenu élevé[48].

[48] La classification retenue est celle de la Banque Mondiale (https://datahelpdesk.worldbank.org/knowledgebase/articles/378834-how-does-the-world-bank-classify-countries%20for%20more%20information.). La liste des pays selon les groupes de revenue selon la classification de la Banque mondiale évolue dans le temps. En 2023, les pays à revenu faible de l'Afrique Subsaharienne sont : Burkina Faso, Burundi, RCA, Tchad, RDC, Erythrée, Ethiopie, Gambie, Guinée-Bissau, Liberia, Madagascar, Malawi, Mali, Mozambique, Niger, Rwanda, Sierra Leone, Somalie, Soudan du Sud, Soudan, Togo et Ouganda. Ceux à revenu intermédiaire de la tranche inférieure sont : Cap-Vert, Cameroun, Comores, Congo, Côte d'Ivoire, Eswatini, Ghana, Guinée, Kenya, Lesotho, Mauritanie, Nigeria, Sao-Tomé-Et-Principe, Sénégal, Tanzanie, Zambie et Zimbabwe. Ceux à revenue intermédiaire de la tranche supérieure sont : Botswana, Guinée Equatoriale, Gabon, Maurice, Namibie et Afrique du Sud. Le seul pays à revenu élevé est Seychelles.

Le choix du découpage de l'échantillon selon les sous-groupes mentionnés ci-dessus est justifié par les raisons suivantes :

- ***Les économies à revenu faible et celles à revenu intermédiaires tranche inférieure de l'Afrique Subsaharienne sont dominées par le secteur agricole et les services, qui sont des secteurs relativement moins consommateurs d'énergie électrique.***

La grande majorité des pays de l'Afrique subsaharienne sont à revenu faible ou intermédiaire tranche inférieure, avec des économies majoritairement informelles et agricoles. Le secteur agricole concentre encore dans la région, 51,6% de la population active, alors qu'il ne contribue qu'environ à 17% au PIB (Banque mondiale, 2022). De plus, l'agriculture, très peu mécanisée, demeure fortement utilisatrice de l'énergie humaine et animale. Quant au secteur des services, il concentre 36,7% de la population active et contribue à 48,2% au PIB (Banque mondiale, 2022). Par contre, le secteur industriel (qui est le plus gros consommateur d'énergie, notamment électrique), emploie à peine 10% de la population active, avec une contribution au PIB d'environ 27% (Banque mondiale, 2022). En d'autres termes, les secteurs agricole et tertiaire, qui créent le plus de richesse dans les pays à revenu faible et intermédiaire de l'Afrique Subsaharienne, sont moins intensifs en électricité[49].

Le secteur industriel, bien que légèrement plus présent dans les pays à revenu intermédiaire tranche inférieure et, fortement intensif en électricité pour la création de richesse, demeure moins développé dans la région en général. Par ailleurs, les services publics d'électricité dans ces pays sont confrontés à une insuffisance de capacités de production, conséquence de la sous-tarification et/ou subvention de l'électricité, de l'inefficacité de recouvrement des factures et du manque d'investissement dans l'extension et l'entretien des infrastructures. Le taux encore faible d'électrification ne permet pas à une large population de disposer d'électricité pour des activités productives. Face à ces contraintes, bon nombre de ménages utilisent la biomasse traditionnelle, qui représente 45% de la demande d'énergie primaire (*African Energy Chamber*, 2022), comme alternative pour les besoins de chauffage, d'éclairage ou de cuisson. Les entreprises industrielles utilisent quant à elles, des générateurs comme alternative, du fait de l'instabilité de l'électricité provenant du réseau, avec des conséquences négatives sur leurs coûts de production, leur compétitivité et leurs profits.

Les différentes spécificités et contraintes ci-dessus mises en exergue justifient donc l'importance d'analyser la particularité des pays à revenu faible et intermédiaire de l'Afrique Subsaharienne en termes d'incidence de la consommation d'électricité sur leur croissance économique.

[49] Le secteur des services consomme certes de l'énergie électrique pour l'usage des technologies de l'information et de la communication, mais cette consommation reste relativement faible par rapport aux besoins en énergie électrique des industries.

❖ ***Les économies à revenu intermédiaire tranche supérieure de l'Afrique subsaharienne sont majoritairement peu diversifiées, orientées vers l'exploitation des hydrocarbures et autres ressources minières***

A l'exception de l'Afrique du Sud, les pays à revenu intermédiaire tranche supérieure de l'Afrique subsaharienne reposent majoritairement sur l'exploitation des ressources minières et des hydrocarbures. C'est le cas du Botswana (2ème producteur mondial de diamant), du Gabon (dont les exportations sont basées majoritairement sur le pétrole et le bois), de la Guinée Equatoriale (largement dépendante du pétrole et du gaz naturel) et de la Namibie (dont l'économie dépend fortement de l'exploitation des diamants et de l'uranium). Bien qu'une bonne partie des ressources naturelles exploitées soit destinée à l'exportation en raison de la faible capacité de transformation, le caractère généralement électro-intensif des industries extractives justifie la nécessité d'analyser la spécificité de ces pays en termes de relation électricité-croissance.

❖ ***Les économies à revenu élevé de l'Afrique subsaharienne reposent essentiellement sur le secteur des services relativement moins gourmands en électricité***

En Afrique Subsaharienne, très rares sont les économies classées dans la catégorie des pays à revenu élevé. En 2023, seuls les Seychelles se trouvent dans cette catégorie[50]. L'économie des Seychelles repose essentiellement sur le secteur tertiaire (notamment le tourisme et les services financiers *offshore*) dont la contribution au PIB varie généralement entre 82% et 84% selon la Banque Africaine de Développement[51]. Cependant, ces activités tertiaires sont par nature relativement moins électro-intensives que l'industrie (extractive ou de transformation) ; ce qui pourrait induire une particularité dans la relation électricité-croissance.

4.1. La méthode d'estimation de l'hétérogénéité dans les sous-échantillons

Le modèle d'estimation de l'effet de la consommation d'électricité sur la croissance économique selon le niveau de revenu reste le modèle de base, sous forme dynamique, inspiré de Lawal (2020) et présenté comme suit :

$$\begin{aligned} PIB_{i,t} = {} & \beta_0 + \beta_1 PIB_{i,t-1} + \beta_2 CE_{it} + \beta_3 Crédit_{it} + \beta_4 IDE_{it} + \beta_5 Dep_pub_{it} + \beta_6 FBCF_{it} \\ & + \beta_7 Industrie_{it} + \beta_8 Infl_{it} + \beta_9 Mobile_{it} + \beta_{10} Pop_{it} + \beta_{11} Education_{it} \\ & + \beta_{12} Comme_{it} + \beta_{13} Urb_{it} + \beta_{14} Infrastructure_{it} + \beta_{15} Gouv_{it} + \beta_{16} CE_{it} X_{it} \\ & + \delta_t + \delta_i + \varepsilon_{it} \end{aligned}$$

[50] Néanmoins sur le plan historique, d'autres économies comme l'Ile Maurice et la Guinée Equatoriale ont réussi dans le passé à atteindre le stade de revenu élevé avant de retomber dans le groupe des revenus intermédiaires classe supérieure

[51] Groupe de la Banque Africaine de Développement, (2025) « African Economic Outlook 2025 »

Xit représente la variable dummy du sous-échantillon étudié qui permet de capter l'effet de l'électricité dans le groupe de pays en question. Ainsi Xit = Pays revenu faible ; Xit = Pays à revenu intermédiaire tranche inférieure ; Xit = Pays à revenu intermédiaire tranche supérieure ; et Xit = Pays à revenu élevé. L'estimateur utilisé demeure le GMM en système de Blundell et Bond sur l'échantillon de données de panel dynamiques.

4.2. Les résultats des estimations

Le tableau 5 présente les résultats d'estimation de l'effet de la consommation d'électricité sur la croissance économique dans les différents groupes de pays classés selon leur niveau de revenu. La colonne (1) porte sur les pays à revenu faible, la colonne (2) sur les pays à revenu intermédiaire tranche inférieure, la colonne (3) sur les pays à revenu intermédiaire tranche supérieure, et la colonne (4) sur les pays à revenu élevé.

4.2.1. L'interprétation des résultats des estimations

Bien qu'il ne soit significatif qu'au sein du groupe des revenus intermédiaires tranche inférieure, l'effet de la consommation d'électricité sur la croissance économique est positif au sein des différents groupes de revenus à l'exception de celui des revenus intermédiaires tranche supérieure.

Tableau 5 - Effets de l'électricité sur la croissance économique selon le niveau de revenu du pays

VARIABLES	(1) Pays à revenu faible	(2) Pays à revenu intermédiaire tranche inférieure	(3) Pays à revenu intermédiaire tranche supérieure	(4) Pays à revenu élevé
PIB par habitant (t-1)	0,274***	0,229***	0,224**	0,253***
	(3,508)	(2,753)	(2,686)	(3,432)
Consommation d'électricité	0,292	0,669	2,776*	0,667
	(0,480)	(1,433)	(1,941)	(1,646)
Développement financier	-2,915	-2,459	-8,180	-4,142
	(-0,586)	(-0,395)	(-0,884)	(-0,506)
IDE	19,199***	18,711***	21,441***	20,917***
	(4,733)	(5,159)	(7,000)	(7,514)
Dépenses publiques	-7,304	-11,941**	-6,432	-9,742**
	(-1,367)	(-2,363)	(-1,630)	(-2,519)
Investissement	23,144	24,896*	19,120	18,050
	(1,428)	(1,722)	(1,418)	(1,422)
Industrie	1,783	1,498	0,085	1,061
	(1,041)	(0,870)	(0,050)	(0,583)
Inflation	0,022	-0,057	0,009	-0,001
	(0,177)	(-0,569)	(0,051)	(-0,008)
Numérique	0,670*	0,820	0,325	0,660
	(1,809)	(1,503)	(0,693)	(1,521)
Population totale	-0,000*	-0,000	-0,000	-0,000*

	(-1,774)	(-1,442)	(-1,329)	(-1,984)
Éducation	0,154	0,253	0,086	0,316
	(0,263)	(0,354)	(0,170)	(0,555)
Ouverture commerciale	7,104*	3,659	11,761*	7,693
	(1,966)	(0,997)	(1,936)	(1,658)
Population urbaine	-3,263**	-3,650**	-2,409*	-3,284*
	(-2,083)	(-2,095)	(-1,747)	(-1,899)
Infrastructures	-7,039	-14,033**	-0,518	-9,848*
	(-0,874)	(-2,361)	(-0,087)	(-1,805)
Gouvernance	63,884	-67,215	29,887	0,154
	(0,514)	(-0,520)	(0,230)	(0,002)
Pays à revenu faible	7,163			
	(0,780)			
Pays à revenu intermédiaire tranche inférieure		12,042***		
		(2,906)		
Pays à revenu intermédiaire tranche supérieure			-3,760	
			(-1,585)	
Pays à revenu élevé				0,642
				(0,540)
Constante	113,988	183,256*	116,466*	154,391**
	(1,269)	(1,953)	(1,735)	(2,610)
Observations	369	369	369	369
Nombre de pays	41	41	41	41
Instruments	39	39	39	39
Test Fisher (p-valeur)	0,000	0,000	0,000	0,000
Test AR1 (p-valeur)	0,04	0,018	0,042	0,043
Test AR2 (p-valeur)	0,332	0,637	0,315	0,418
Test Sargan (p-valeur)	0,000	0,000	0,000	0,000
Test Hansen (p-valeur)	0,351	0,104	0,322	0,310

Statistiques de t entre parenthèses

*** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1

Source : Calculs de l'Auteur

Les résultats du tableau 5 indiquent qu'une hausse de la consommation d'électricité par habitant de 1 KWh engendre un accroissement du PIB par habitant de 12,042 USD dans les pays à revenu intermédiaire tranche inférieure. Par ailleurs, les résultats, non significatifs indiquent qu'une hausse de la consommation d'électricité par habitant de 1 KWh engendre un accroissement du PIB par habitant de 7,163 USD dans les pays à revenu faible, et 0,642 USD dans les pays à revenu élevé. Par contre, l'effet est contraire dans les pays à revenu intermédiaire tranche supérieure, puisse qu'une augmentation de la consommation d'électricité par habitant de 1 KWh y entraine une baisse du PIB par habitant de 3,76 USD.

4.2.2. La discussion des résultats des estimations

- ***Les pays à revenu intermédiaire tranche inférieure***

L'effet positif et significatif de la consommation d'électricité sur la croissance économique dans le groupe des pays à revenu intermédiaire tranche inférieure est conforme à l'hypothèse de croissance et démontre que l'électricité est une ressource essentielle qui permet d'améliorer la productivité des facteurs dans ce groupe de pays. Ainsi, les pays à revenu intermédiaire tranche inférieure d'Afrique subsaharienne tels que la Côte d'Ivoire, le Ghana, le Kenya, le Nigeria ou la Zambie, se situeraient dans une phase d'industrialisation précoce, où l'électricité contribue à alimenter les Petites et Moyennes Entreprises, les industries naissantes, les services numériques, la transformation agro-industrielle, etc., avec un potentiel marginal d'électrification élevé (chaque kilowattheure supplémentaire consommé débloque des activités auparavant inexistantes ou inefficacement réalisées). Torero (2015) montre effectivement que dans les pays en transition vers l'économie formelle comme ceux à revenu intermédiaire tranche inférieure, la disponibilité et la consommation d'énergie jouent un rôle catalyseur majeur sur la croissance économique en activant des activités économiques jusque-là contraintes ; ce qui favorise la création d'emplois et l'essor des secteur porteurs.

- ***Les pays à revenu faible***

Bien que non significatif, l'effet positif moins sensible de la consommation d'électricité sur la croissance économique dans les pays à revenu faible pourrait s'expliquer par plusieurs facteurs en l'occurrence i) une consommation électrique majoritairement résidentielle (éclairage, cuisson, usage domestique), avec un impact limité sur la productivité, ii) des infrastructures productives insuffisantes ou largement informelles et iii) une inefficacité des systèmes électriques dans ces pays (pannes récurrentes et gaspillage d'énergie). Ceci est le cas des pays comme le Malawi et le Niger où le taux d'accès à l'électricité ne dépasse pas les 20%, ou encore la République Démocratique du Congo où les pertes de transmission et de distribution de l'électricité atteignent 40%.

En outre, au stade précoce de développement, la dépendance à des sources traditionnelles reste forte, réduisant l'impact marginal de l'électricité sur la croissance économique (Apergis & Payne, 2014). Esso (2010) sur la causalité énergie-croissance montre que dans plusieurs pays d'Afrique, l'électricité domestique n'entraîne pas considérablement la croissance économique, faute d'utilisation productive.

- ***Les pays à revenu élevé***

Bien que non significatif, l'effet positif encore plus faible de la consommation d'électricité sur la croissance économique dans les pays à revenu élevé pourrait s'expliquer par plusieurs facteurs. Un premier facteur peut être relatif à une saturation des besoins. L'accès universel à l'électricité étant généralement acquis et, les besoins essentiels, tant résidentiels qu'industriels, déjà largement couverts dans ces économies, il y existe assez peu de gain de productivité marginale lié à une consommation supplémentaire d'électricité. Un deuxième facteur est relatif à un découplage entre la croissance et l'électricité. À mesure que les économies évoluent vers des structures tertiarisées (services, high-tech), la croissance du PIB dépend de moins en moins de la consommation additionnelle d'électricité, contrairement aux phases antérieures d'industrialisation. Les Seychelles se trouvent effectivement dans cette configuration. Le pays a atteint 100% de couverture d'électrification et dispose d'une économie dominée par les services, en particulier le tourisme et les télécommunications.

Un autre facteur qui pourrait expliquer le faible effet de la consommation d'électricité sur la croissance économique dans les pays à revenu élevé est relatif à une efficacité énergétique accrue au sein des pays. Les gains technologiques, la régulation environnementale et la transition vers des équipements plus efficients permettent en effet, d'augmenter la valeur ajoutée sans accroître de façon proportionnelle, la demande en électricité. L'intensité énergétique du PIB diminue donc dans les économies avancées. Un dernier facteur peut être lié à un effet de substitution sectorielle. La part des secteurs fortement consommateurs d'électricité (industrie lourde, manufacture) tend à décliner au profit des services, qui sont moins intensifs en électricité. Cela réduit alors l'élasticité de la croissance par rapport à la consommation électrique.

Sur le plan empirique, Akay et al. (2020) ont trouvé que la consommation d'électricité avait même une incidence négative sur la croissance économique dans un échantillon de pays développés sur la période 1995-2014 ; effet négatif induit par un découplage entre la croissance et l'électricité. Lee et Chang (2007) avaient identifié un lien non linéaire entre énergie et croissance, avec des retours décroissants, voire négatifs à mesure que les économies deviennent plus avancées.

- ***Les pays à revenu intermédiaire tranche supérieure***

Bien que non significatif, l'effet négatif de la consommation d'électricité sur la croissance économique dans les pays à revenu intermédiaire tranche supérieure pourrait s'expliquer par la structure même de l'économie de ces pays. Le faible niveau de diversification de ces économies, couplé à la prédominance de l'industrie extractive généralement gourmande en énergie, ainsi qu'aux externalités négatives sur l'environnement (pollution, dégradation de l'environnement, perte de la biodiversité, changement climatique), engendrent un effet rebond inverse (effet Jevons inversé), avec une incidence négative sur la croissance économique. Dans la sous-région subsaharienne, les pays peu diversifiés économiquement sont en l'occurrence le Botswana (producteur de diamant), la Guinée-Equatoriale (producteur de pétrole et de gaz), le Gabon (producteur de pétrole et de bois) et la Namibie (producteur de diamant et d'uranium).

Sur le plan empirique, Rajbhandari et Zhang (2018) sur la base d'une analyse sur des données de panel regroupant 56 pays à revenus faible et intermédiaire sur la période 1978-2012, trouvent un effet négatif de l'accroissement de la consommation d'électricité sur la croissance économique dans les pays à revenu intermédiaire à secteurs d'activités fortement intensifs en électricité, notamment en raison des inefficiences structurelles et du gaspillage énergétique.

Conclusion

Le présent chapitre relatif à l'étude de la contribution de l'énergie électrique à la croissance économique des pays subsahariens a permis d'analyser d'une part, les déterminants de la consommation d'électricité et d'autre part, l'effet de la consommation d'électricité sur la croissance économique dans un panel de pays de la région, tout en distinguant les effets selon le niveau de revenu.

Les résultats ont mis en évidence un certain nombre de déterminants de la consommation d'électricité par habitant en Afrique subsaharienne. Il s'agit d'une part, des facteurs ayant une incidence positive sur la consommation d'électricité dans la région tels que, la croissance économique, le développement financier, l'ouverture commerciale, le développement des infrastructures et l'amélioration de la gouvernance et, d'autre part, des facteurs ayant une incidence négative en l'occurrence, les dépenses publiques, le développement industriel, la digitalisation de l'économie et la croissance démographique.

Les résultats ont également mis en exergue une relation globalement positive entre la consommation d'électricité et la croissance économique, confirmant l'hypothèse de croissance soutenue par la littérature. Toutefois, cette relation varie selon les groupes de pays : elle est positive et significative dans les pays à revenu intermédiaire tranche inférieure ; faible et non significative dans les pays à revenu faible ou élevé et, négative quoique non significative dans les pays à revenu intermédiaire tranche supérieure.

Ces disparités constatées s'expliqueraient par le niveau de développement, l'intensité d'usage productif de l'électricité, le degré d'efficacité énergétique, ainsi que les structures économiques et les modèles de consommation propres à chaque groupe de pays. D'autres variables telles que les investissements directs étrangers, la digitalisation et l'ouverture commerciale favoriseraient également la croissance économique des groupes de pays, tandis que des facteurs comme les dépenses publiques non productives, la croissance démographique, l'urbanisation anarchique et les infrastructures mal planifiées ou mal gérées freineraient la dynamique de croissance des économies subsahariennes.

Recommandations

À l'endroit des décideurs politiques :

i. Renforcer l'accès productif à l'électricité, en particulier dans les pays à revenu faible, en favorisant l'électrification rurale, le soutien aux PME et le développement de chaînes de valeur agro-industrielles,

ii. Investir dans des infrastructures énergétiques fiables, durables et efficaces, en réduisant les pertes techniques et commerciales et en diversifiant les sources d'énergie (y compris renouvelables),

iii. Accompagner la consommation électrique par des politiques de transformation structurelle, afin que l'énergie soit canalisée vers des secteurs à fort potentiel de valeur ajoutée,

iv. Encourager les entrées d'investissements directs étrangers, orientés vers les secteurs stratégiques, de part un climat d'affaires stable, la simplification administrative et la sécurisation juridique des investissements,

v. Favoriser une urbanisation planifiée à travers des investissements dans les infrastructures sociales, les services publics et le transport urbain, pour réduire les effets négatifs de la croissance urbaine,

vi. Maîtriser la croissance démographique, à travers des politiques d'éducation, de santé reproductive et de planification familiale pour libérer le dividende démographique,

vii. Promouvoir la digitalisation de l'économie, notamment dans les secteurs de l'éducation, de l'administration publique, de l'agriculture et du commerce,

À l'endroit des institutions régionales et partenaires techniques et financiers :

i. Soutenir le financement de projets d'électrification verte et inclusive,

ii. Accompagner les pays dans la rationalisation des dépenses publiques pour éviter leur caractère inflationniste ou improductif,

iii. Appuyer les initiatives de modernisation des infrastructures énergétiques et de gouvernance publique, y compris la lutte contre la corruption.

Limites de l'étude

Quelques limites de ce chapitre sont soulignées :

- Indicateur agrégé de consommation d'électricité : les estimations ne distinguent pas les usages résidentiels, industriels ou commerciaux d'électricité, alors que leur impact sur la croissance peut être contrasté.
- Effets non linéaires et seuils ignorés : la relation entre électricité et croissance pourrait être non linéaire, avec des effets de seuil ou de saturation non explorés.
- Données limitées sur la qualité de l'électricité : l'analyse se fonde sur la quantité consommée sans considérer la stabilité ou la régularité de l'approvisionnement.

Perspectives de recherche

En termes de perspectives il serait souhaitable de :

- Approfondir l'analyse en mobilisant des données désagrégées, notamment par secteur économique (agriculture, industrie, services) ou par usage de l'électricité (résidentiel, productif).

- Explorer les effets de seuil ou non linéaires, afin d'identifier des niveaux optimaux de consommation ou des retournements d'impact dans les économies avancées.
- Étudier l'interaction entre électrification et digitalisation, notamment dans le cadre de la transition numérique des économies africaines.
- Analyser l'effet différencié selon le mix énergétique, en distinguant l'électricité issue de sources renouvelables de celle provenant d'énergies fossiles.
- Mener des études pays spécifiques ou régionales plus ciblées pour tenir compte des politiques nationales et des dynamiques locales.

PARTIE 2 : LE MARCHE REGIONAL DE L'ELECTRICITE : UNE SOLUTION A L'OFFRE NATIONALE LIMITEE ?

En 2023, pratiquement la moitié de la population de l'Afrique subsaharienne (565 millions de personnes) n'avait pas accès à l'électricité (Banque mondiale, 2025). Sur un plan économique, l'activité des entreprises subsahariennes (des micro-entreprises à l'agriculture en passant par l'industrie) se voit freinée par l'absence d'approvisionnement énergétique fiable et abordable. À moins que ces défis ne soient traités de manière concertée, ils ne feront que s'intensifier. Les estimations indiquent en effet que la population augmentera d'ici 2050 d'un milliard de personnes en Afrique subsaharienne.

L'énergie est la clé du développement en Afrique. C'est sur elle que le continent pourrait construire son industrialisation. Une énergie fiable et durable reste tout de même indispensable pour assurer l'accès des populations aux services de base importants tels que les soins de santé et de l'eau potable. Pourtant, les infrastructures de réseau de nombreux pays africains sont inadaptées, conçues pour accueillir des sources d'énergie conventionnelles ; ce qui entraîne entre autres problèmes, des pertes d'électricité élevées et une mauvaise qualité de l'approvisionnement. Il s'agit également d'un obstacle à l'introduction et au développement à plus grande échelle d'énergies renouvelables variables peu coûteuses, comme le solaire et l'éolien. L'amélioration de la planification, de l'exploitation et de la maintenance des réseaux électriques est d'une importance capitale pour toute forme de transition énergétique et de stabilisation des réseaux. Cela doit être associé à des investissements importants dans la modernisation et l'expansion des infrastructures de distribution et de transport, ainsi que dans le stockage d'énergie et d'autres solutions technologiques et de marché qui améliorent la flexibilité du système, réduisent les émissions de gaz à effet de serre, renforcent les systèmes électriques nationaux et régionaux et diminuent les pertes techniques et commerciales.

La dynamique entre énergie électrique et croissance économique en Afrique subsaharienne est complexe : un accès limité et peu fiable à l'électricité freine le développement des entreprises et le bien-être, malgré un fort potentiel en énergies renouvelables et non renouvelables. Il est pourtant largement démontré que l'électricité favorise le développement par plusieurs canaux, notamment la hausse de la productivité, l'amélioration de l'éducation et de la santé et l'atteinte d'un changement structurel à travers le passage d'une économie agraire à une économie industrielle et de services (Stern et al., 2017). Cependant, l'insuffisance des infrastructures de production et de distribution d'électricité, le manque de financement et les tarifs élevés sont des obstacles majeurs. Des efforts sont tout de même consentis, comme les projets d'interconnexion régionale et l'investissement dans les énergies renouvelables pour améliorer l'accès aux services électriques et stimuler la croissance.

Au cours des prochaines décennies, les pays du continent africain devront relever les défis fondamentaux de l'accès à l'énergie, de la sécurité énergétique et du changement climatique pour espérer atteindre leurs objectifs de développement. Les pays qui souffrent encore de la précarité énergétique peuvent parvenir à un accès universel à des services énergétiques abordables, fiables, durables et modernes pour tous d'ici 2030, comme indiqué dans l'Objectif

de développement durable nº 7 des Nations Unies, et améliorer ainsi les moyens de subsistance de centaines de millions de leurs citoyens.

La région subsaharienne possède en effet, un fort potentiel en énergies renouvelables, notamment grâce à des ressources abondantes en énergies solaire, éolienne, hydraulique et géothermiques. Ces ressources offrent la possibilité d'accélérer le développement des énergies alternatives pour répondre aux besoins énergétiques. En effet, le développement de ces énergies renouvelables peut diversifier les sources d'énergie de la région et réduire sa dépendance aux énergies fossiles importées. L'exploitation de ces ressources pourrait permettre de garantir un accès universel à des énergies alternatives et durables.

En choisissant des sources d'énergie durables, l'Afrique subsaharienne pourrait créer de nouveaux emplois, bénéficier d'une meilleure croissance économique et gagner des avantages sociaux et sanitaires tout en contribuant à atténuer les effets dévastateurs du changement climatique. Les Etats africains ont clairement exprimé leur engagement à atteindre une croissance et un développement économiques inclusifs et durables dans l'Agenda 2063 : l'Afrique que nous voulons. L'accès universel à l'énergie, qui est l'un des fondements essentiels de la résilience et de la prospérité d'une économie et d'une société, reste une priorité absolue pour ces pays.

Toutefois, le coût du capital demeure un obstacle majeur à l'investissement énergétique dans les pays subsahariens. Afin de juguler le poids des coûts financiers, les projets d'interconnexion permettraient d'optimiser les ressources et de partager l'électricité entre les pays. Ces initiatives viseraient à créer de grands marchés régionaux de l'électricité, rendant l'accès à l'énergie plus abordable et fiable, et favorisant le développement économique en tirant parti des ressources énergétiques (comme l'hydroélectricité, le solaire, l'éolien) de chaque pays.

La hausse de la demande d'électricité en Afrique, qui devrait tripler d'ici 2040, va en effet, nécessiter des interconnexions à la fois entre les pays africains et entre les pools énergétiques du continent. Il importe d'améliorer les infrastructures de transmission et de distribution et d'ajouter de nouvelles capacités de production d'énergie, notamment renouvelables ou variables, qui sont à même de fournir de l'électricité abordable au plus grand nombre.

En 2018, pour garantir un approvisionnement suffisant en énergie, les Etats africains ont autorisé l'Agence de développement de l'Union africaine (AUDA-NEPAD) et son Programme de Développement des Infrastructures en Afrique (PIDA) à lancer la création de l'un des plus grands marchés de l'électricité au monde, le marché unique africain de l'électricité (AfSEM), en vertu du Plan directeur du réseau électrique continental (PDC) pour la production et la transmission d'électricité. Il vise à créer un réseau unique sur l'ensemble du continent et se base sur deux grands ressorts pour bâtir ses principaux scénarios de planification : l'accès universel à l'électricité et le développement économique durable dans le contexte de la réalisation de l'ODD 7 d'ici 2030. L'objectif du PDC est de mettre en place un marché régional de l'électricité

et d'y intégrer des infrastructures régionales de production et de transmission d'électricité grâce à des réseaux interconnectés.

L'industrialisation se trouve dès lors au cœur de la transformation structurelle de l'Afrique pendant que l'infrastructure énergétique joue le rôle de son catalyseur. Ces infrastructures permettraient également d'améliorer l'intégration régionale du continent.

Pourtant, la production d'électricité, sa transmission et ses installations de distribution sont peu développées dans la plupart des pays subsahariens, du fait des entraves à l'élargissement de la base de la croissance économique du continent. Pour améliorer l'accès à l'énergie, le continent se doit de se concentrer sur le développement de projets énergétiques viables, susceptibles d'attirer des ressources suffisantes pour être efficaces et avoir un impact significatif à long terme sur les secteurs économiques et sociaux.

Ceci emmène à s'interroger sur les pools d'énergie régionaux comme une solution butoir pour une offre d'électricité abordable et fiable pour l'ensemble des économies subsahariennes. Est-il suffisant d'être dotés de ressources énergétiques pour disposer de pools énergétiques satisfaisants et efficaces ? quel serait le modèle « type » d'un pool énergétique pour les pays de l'Afrique subsaharienne ? le pool énergétique représente-t-il en soit un vecteur d'intégration régionale ?

La réponse à ces questions constitue la partie 2 de la présente thèse intitulée « ***Marché régional de l'électricité, une solution à l'offre nationale limitée*** ». Deux chapitres composent cette partie. Le chapitre 3, Tour d'horizon des programmes régionaux d'énergie revient sur les fondements de la conception de pools régionaux d'énergie et fait un benchmarking de pools d'énergie de par le monde afin d'en comprendre leurs conceptions, leurs fonctionnements et leurs organisations. Il s'agit de i) le marché régional de l'Amérique centrale (MER), ii) le pool énergétique de l'Afrique australe (SAAP) et iii) le Nord pool européen. Une recherche documentaire et une analyse comparative sont ainsi mises à contribution.

Les leçons tirées du chapitre 3 permettent de faire du Système d'Echange d'Energie Electrique de l'Afrique de l'Ouest (WAPP), un cas d'étude qui constitue le chapitre 4 pour examiner les éventuels bien-fondés d'un pool énergétique pour les régions économiques communautaires de l'Afrique subsaharienne. La démarche méthodologique consiste, en plus d'une revue documentaire (fondée principalement sur des textes juridiques et la revue de la littérature), à l'usage d'analyse statistique.

CHAPITRE 3 : TOUR D'HORIZON DES PROGRAMMES REGIONAUX D'ENERGIE

CHAPITRE 3 : TOUR D'HORIZON DES PROGRAMMES REGIONAUX D'ENERGIE

SIGLES ET ABREVIATIONS *171*

LISTE DES ILLUSTRATIONS *173*

Introduction *174*

1. La revue de littérature sur le bien-fondé de la coopération régionale en électricité *179*

1.1. Les fondements économiques de la coopération régionale en électricité 179

1.2. Les fondements théoriques de la coopération régionale 181
1.2.1. Le commerce international appliqué à l'électricité 181
1.2.2. Le commerce d'électricité dans le cas des pools énergétiques 184

2. Les conditions pour un marché régional d'énergie réussi *186*

2.1. Les différentes harmonisations nécessaires à l'intégration des réseaux énergétiques 187

2.2. Les stratégies pour un marché de l'électricité intégré en Afrique 188

2.3. Les préalables au commerce international d'électricité 190

3. L'étude comparative des Pools Energétiques de l'Afrique Australe (SAPP), de l'Amérique centrale (MER) et celui des pays nordiques (Nord Pool) *192*

3.1. L'analyse comparative des pools énergétiques 197
3.1.1. L'analyse selon les facteurs organisationnels 198
3.1.2. L'analyse selon les facteurs de conception 199
3.1.3. L'analyse selon les variables de conception 202
3.1.4. L'analyse selon les moteurs de changement 203

Synthèse *207*

4. Les bénéfices concrets des intégrations d'énergie *208*

4.1. Les impacts des réformes sur la tarification de l'électricité 209

4.2. Les impacts des réformes sur la qualité du service et l'accès 211

4.3. Les impacts des réformes sur la productivité et l'efficacité économique 213

4.4. Les impacts des réformes sur le bien-être économique et la croissance 215

5. Les obstacles au développement de pool énergétique et facteurs de blocage de l'intégration des infrastructures énergétiques en Afrique *217*

5.1. Les obstacles au développement de pools énergétiques en Afrique 217

5.2. Les facteurs de blocage de l'intégration des infrastructures énergétiques en Afrique 218
5.2.1. Les facteurs de blocages financiers de l'intégration des infrastructures énergétiques 219
5.2.2. Les facteurs de blocages non financiers de l'intégration des infrastructures énergétiques 219
5.2.3. L'épineux facteur politique : marché régional sans libéralisation ? 221

Conclusion *224*

SIGLES ET ABREVIATIONS

ACET	**:**	African Center for Economic Transformation
AEP	**:**	Africa Energy Portal
AIE	**:**	Agence Internationale pour l'Energie
ASS	**:**	Afrique Subsaharienne
ATSOI	**:**	Association of TSOs in Ireland
BAD	**:**	Banque Africaine de Développement
BCIE	**:**	Banco Centroamericano de Integración Económica
BID	**:**	Banque Interaméricaine de Développement
BM	**:**	Banque Mondiale
CDMER	**:**	Consejo Director del MER
CEA	**:**	Commission Economique pour l'Afrique
CEDEAO	**:**	Communauté Economique des Etats de l'Afrique de l'Ouest
CEER	**:**	Conseil Européen des Régulateurs de l'Energie
CER	**:**	Communautés Economiques Régionales
COMESA	**:**	Common Market for Eastern and Southern Africa
CRIE	**:**	Comission Regional de interconexion Electrica
DAM	**:**	Day-Ahead Market
EAPP	**:**	Eastern African Power Pool
EOR	**:**	Ente Operador Regional
EPR	**:**	Empresa Propietaria de la Red
ERGEG	**:**	Groupe des Régulateurs Européens de l'Electricité et du Gaz
ESMAP	**:**	Energy Sector and Mining Assistance Program
ETSO	**:**	European Transmission System Operators
EU	**:**	États-Unis
FMI	**:**	Fond Monétaire International
IBEX	**:**	Independent Bulgarian Energy exchange
ICA	**:**	Infrastructure Consortium for Africa
IPP	**:**	Participation des Producteurs Indépendants
ISO	**:**	International Organization for Standardization
MCCA	**:**	Marché Commun Centraméricain
MEGC	**:**	Modèles d'Equilibre Général Calculable
MER	**:**	Central American Regional Electricity Market
OIR	**:**	Organisation d'Intégration Régionale
OMC	**:**	Organisation Mondiale pour le Commerce
PAS	**:**	Programmes d'Ajustement Structurel
PIB	**:**	Produit Intérieur Brut
PIDA	**:**	Programme de Développement des Infrastructures en Afrique
PTF	**:**	Productivité Totale des Facteurs
RDC	**:**	République Démocratique du Congo
RERA	**:**	Régulateurs d'électricité d'Afrique australe
RU	**:**	Royaume-Uni
SADC	**:**	Southern African Development Community
SAPP	**:**	Southern African Power Pool
SICA	**:**	Sistema de la Integración Centroamericana
SIEPAC	**:**	Système d'Interconnexion Électrique des Pays d'Amérique Centrale

UA	**:**	Union Africaine
UCTE	**:**	Union for the coordination of Transmission of Electricity
UE	**:**	Union Européenne
UKTSOA	**:**	United Kingdom TSO Association
UMM	**:**	Urgent Market Messages ß
UNECA	**:**	UN Economic Commission for Africa
USAID	**:**	United States Agency for International Development
WAPP	**:**	West African Power Pool

LISTE DES ILLUSTRATIONS

LISTE DES FIGURES

Figure 6 - Réseau régional de transport d'électricité du MER, 2019 194
Figure 7 - Carte des interconnexions dans le Pool énergétique de l'Afrique australe 195
Figure 8 - Carte géographique des pays nordiques constituant le Nord pool 197

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 6 - Présentation des pools énergétiques étudiés 193

CHAPITRE 3 : TOUR D'HORIZON DES PROGRAMMES REGIONAUX D'ENERGIE

INTRODUCTION

Le secteur électrique étant un axe stratégique dans le développement des pays, son organisation demeure importante dans chaque économie. De ses débuts (fin du XIXe siècle) à la fin du XXe siècle, le secteur électrique s'est organisé en monopoles territoriaux verticalement intégrés, de la production à la distribution de détail. En d'autres termes, en un point donné du territoire, un client ne pouvait avoir qu'un seul fournisseur d'électricité. Cette évolution, en dépit des guerres et vicissitudes socio-économiques du siècle, a été contemporaine de mutations technologiques du secteur, tant par l'évolution des méthodes de production, de transport et de distribution de l'électricité, que par le poids de cette énergie dans la vie économique et domestique des pays développés.

De plus, à la faveur du développement des théories et analyses libérales, au début des années 1970, puis, plus particulièrement, de la révolution conservatrice dans les années 1980, les pouvoirs politiques de nombreux pays ont développé des démarches volontaristes de déréglementation dans ces pays, qui ont abouti à profondément recomposer l'organisation du secteur électrique, traditionnellement considéré comme « monopole naturel ». Ce faisant, entre les années 1980 et 1990, le secteur de l'électricité a fait objet de plusieurs réformes du secteur public, axées sur le marché dans la plupart des régions du monde entier. Les progrès rapides des technologies de l'information et de la communication ont réduit des barrières à l'entrée dans la production et la vente au détail d'électricité, remettant en cause le statut de monopole naturel du secteur de l'électricité.

En effet, un ensemble d'étapes de réformes communes vers une alternative basée sur le marché a émergé, évoluant à partir des réformes pionnières de déréglementation et de restructuration en Angleterre et au Pays de Galles, au Royaume-Uni, en France, en Allemagne et en Italie au début des années 1980 (Jamabs et al. 2015). Ainsi le modèle traditionnel d'un service public d'électricité verticalement intégré et détenu par l'État a fini par être considéré comme révolu et inefficace (Hunt, 2002 ; Armstrong & Sappington, 2006). Cet ensemble d'étapes ou jalons ont abouti à un modèle appelé « modèle standard » de réformes du secteur de l'électricité. Ce « modèle standard » comprend les étapes telles que i) la corporatisation et la commercialisation des services publics nationaux, ii) l'introduction de la concurrence par le biais de la restructuration, iii) la privatisation, en permettant l'entrée de producteurs et de distributeurs d'électricité privés, iv) la mise en place d'institutions réglementaires indépendantes et la création de marchés de l'électricité (Bacon, 1999 ; Williams & Ghanadan, 2006 ; Victor & Heller, 2007; Gratwick & Eberhard, 2008 ; Jamasb, Nepal et Timilsina, 2015).

Dans les pays à revenu élevé, et dans le contexte d'une capacité excédentaire, d'institutions fortes et de niveaux élevés de développement socio-économique, la mise en œuvre du « modèle standard » a été largement couronnée de succès (Williams & Ghanadan, 2006 ; Sen, 2014 ; Jamasb, Nepal et Timilsina, 2015). En revanche, dans les pays à revenu faible ou intermédiaire, le « modèle standard » a été imposé, compte tenu de la situation chaotique dans le secteur énergétique. En effet, à la fin des années 1980, les systèmes électriques de la plupart de ces pays ont commencé à se détériorer en raison des piètres performances techniques et financières des compagnies d'électricité d'État, du sous-investissement dans le secteur de l'énergie, de l'absence d'infrastructures de transport, de l'inefficacité institutionnelle chronique et des crises fiscales nationales (Bacon & Besant Jones, 2002 ; Besant-Jones, 2006 ; Williams & Ghanadan, 2006 ; Gratwick & Eberhard, 2008). Le secteur de l'électricité dans les pays africains par exemple, gravement sous développé, pesait lourdement sur les budgets publics. De plus, les déficits quasi-budgétaires, destinés à subventionner les compagnies d'électricité publiques en Afrique subsaharienne pouvaient représenter jusqu'à 1,37% du Produit intérieur brut (PIB) (Trimble et al., 2016), tandis que le coût annuel des pannes électriques dans certains pays était évalué à 2% du PIB. Dans le même temps, les prêts au secteur de l'électricité, les prêts de stabilisation macroéconomique et l'aide au développement sont devenus progressivement conditionnels aux réformes économiques fondées sur le marché, sous l'égide des institutions de Bretton Woods et la prolifération des programmes d'ajustement structurel.

Le « modèle standard » a ainsi été considéré comme l'étape la plus récente et la plus constructive de l'évolution de ces systèmes électriques. Toutefois, ces réorganisations institutionnelles soulèvent de nombreuses questions. Leurs promoteurs, conscients des difficultés posées par ces transformations, ne les considèrent pas comme achevées. Ils préconisent d'ailleurs d'en poursuivre, voire d'en accélérer l'avancement.

Cependant, les détracteurs du « modèle standard » insistent sur son caractère inefficace. En Afrique subsaharienne par exemple, le « modèle standard » de réforme du secteur de l'électricité a été jugé inefficace (Eberhard et Godhino, 2017 ; Kessides, 2012) parce que ces pays sont confrontés à de nombreux défis économiques et sociopolitiques. En outre, il subsiste un manque d'expériences dans la mise en place d'institutions et de réglementation appropriées aux conditions locales (Eberhard, 2007 ; Imam et al.2019). La mise en œuvre complète du « modèle standard » s'est également heurtée à des obstacles en Asie du Sud, bien qu'un pourcentage nettement plus élevé de pays ait dissocié verticalement leurs compagnies d'électricité et que quelques poches de concurrence sur le marché ont commencé à émerger (Banque Mondiale, 2019 ; ICA, 2018). De plus il y a eu des doutes sur les bienfaits de la réforme du marché de l'électricité. Une affirmation assez courante était que l'intégration verticale traditionnelle de la production et la transmission facilitaient un niveau élevé de sécurité de l'approvisionnement et donnaient lieu à des économies d'échelle susceptibles de dépasser les gains d'efficacité résultant de la concurrence dans la production et la vente au détail. En outre,

certains secteurs de l'électricité, même dans les pays à revenus élevés n'ont pas envoyé de bons signaux de prix pour attirer des investissements opportuns dans de nouvelles capacités de production, dans leur expérience du modèle standard (Sen, 2014). Par conséquent, un certain nombre de pays ont connu des pannes d'électricité et une volatilité des prix insoutenable au début des années 2000, notamment aux États-Unis, au Royaume-Uni, au Canada, en Scandinavie et en Italie.

Dans ce contexte, les pools énergétiques présentent des avantages théoriques largement reconnus. Ils permettent par exemple l'expansion des systèmes électriques au-delà des frontières ; ce qui implique de tirer parti des économies d'échelle tant du côté de l'offre que de la demande et de permettre l'investissement dans des projets à grande échelle qui ne sont pas viables pour un seul pays (Olmos et Perez-Arriaga, 2013). On estime à environ 32 milliards de dollars américains, les économies attendues sur des coûts d'approvisionnement grâce au commerce régional de l'électricité en Afrique de l'Ouest (Institut Tony Blair, 2019). L'expansion des réseaux électriques accroit également la concurrence et la participation du secteur privé. De plus, en diversifiant l'offre et la demande et, en permettant le partage des réserves, le pool énergétique renforce la sécurité de l'approvisionnement et permet une plus grande pénétration des énergies renouvelables, grâce à une zone d'équilibrage plus étendue.

Selon la théorie du commerce international, la concurrence et les effets d'échelle facilités par l'intégration des marchés se traduisent par des entreprises plus efficaces, des prix plus bas et un bien-être accru (Helpman et Krugman, 1985). Les marchés plus vastes allouent les ressources disponibles de manière plus efficace pour satisfaire la demande conjointe des marchés intégrés. C'est d'ailleurs cette théorie qui a inspiré l'analyse du programme *European Single-market* lorsqu'il a été discuté pour la première fois dans les années 1980 (Winters, 1992). Depuis lors, l'intégration du marché a entraîné des processus d'intégration régionale dans différents secteurs économiques, y compris celui de l'énergie.

En revanche, leurs détracteurs ont élaboré de nombreuses critiques, tant sur les fondements de la déréglementation, réputés selon eux méconnaitre les particularités du produit *électricité*, que sur les performances techniques et économiques des secteurs déréglementés et, sur les risques de surexploitation de ressources (gaz, pétrole) émettrices de gaz à effet de serre ou source de risques liés au nucléaire. Selon Olmos et Perez-Arriaga (2013), la mise en place de marchés régionaux de l'électricité pose de nombreux défis. Trois problèmes critiques ont été identifiés dans la littérature concernant les opérations de marché, l'infrastructure régionale et, les institutions et la gouvernance. Selon Elabbas et al. (2023), des facteurs tels que le niveau de développement économique, la croissance de la demande et les options de financement limitent les possibilités d'investissement dans l'infrastructure régionale et compromettent la solvabilité des membres participants.

L' « échec » du « modèle standard » dans une grande partie du monde en développement a motivé un important corpus de recherches interdisciplinaires à se concentrer sur l'identification des facteurs de l'économie politique qui pourraient expliquer la mise en œuvre incomplète et les résultats décevants largement associés à la réforme du secteur de l'électricité dans ces contextes (Bacon & Besant-Jones, 2002 ; Besant-Jones, 2006 ; Victor & Heller, 2007 ; Scott & Seth, 2013 ; Barnett, 2014 ; Masami, Bacon & Trimble, 2014). Les références à divers facteurs contraignants tels que la faiblesse des institutions, la volonté politique, mais aussi les conditions relativement rigides des institutions ont été mis en exergue comme les dispositions à adresser de manière à ce que les réformes puissent être mises en œuvre avec succès (Victor & Heller, 2007).

En outre, les réformes du secteur de l'électricité, si elles sont menées dans les meilleures conditions, conduisent aux marchés de l'électricité, issus parfois des pools énergétiques qui présentent des avantages théoriques largement reconnus. Ils permettent par exemple l'expansion des systèmes électriques au-delà des frontières ; ce qui implique de tirer parti des économies d'échelle tant du côté de l'offre que de la demande et de permettre l'investissement dans des projets à grande échelle qui ne sont pas viables pour un seul pays (Olmos et Perez-Arriaga, 2013). Gbaguidi (2010) confirme que les pools énergétiques, à travers la régionalisation de l'offre permettent des économies d'échelle qui ont un impact sur la croissance estimée à un niveau plus élevé que dans l'approche nationale. Compte tenu de l'inégale dotation en ressources de base pour la production d'énergie, les pays peuvent mieux s'organiser pour l'interconnexion mutuellement profitable de leurs infrastructures énergétiques. Les investissements dans les infrastructures de fourniture d'énergie sont très couteux à cause de leur dimension, mais aussi pour le fait que leur rentabilité s'appuie fortement sur les économies d'échelle. L'intégration d'énergie régionale peut permettre non seulement la réduction des coûts, grâce à des économies d'échelle, mais aussi peut rendre plus abordable la contribution de chaque pays à l'effort global. Aussi faut-il noter que l'important écart entre la demande et l'offre d'énergie entre pays est un puissant élément de motivation pour la création d'un marché régional des énergies en général et de l'électricité en particulier. Par ailleurs, l'expansion des réseaux électriques dans le cadre de la régionalisation est identifiée comme un facteur d'accroissement de la concurrence et de la participation du secteur privé. De plus, en diversifiant l'offre et la demande et, en permettant le partage des réserves, le pool énergétique régional renforce la sécurité de l'approvisionnement et permet une plus grande pénétration des énergies renouvelables, grâce à une zone d'équilibrage plus étendue.

Pourtant, des voix critiques sur les pools régionaux s'élèvent, tant sur les performances techniques et économiques des secteurs de l'électricité et sur les risques de surexploitation de ressources (gaz, pétrole) émettrices de gaz à effet de serre ou source de risques liés au nucléaire. Olmos et Perez-Arriaga (2013) nuancent leurs arguments sur les avantages de la régionalisation en indiquant que la mise en place de marchés régionaux de l'électricité pose parallèlement de

nombreux défis. Trois facteurs critiques ont ainsi été identifiés et sont relatifs aux opérations de marché, à l'infrastructure régionale et aux institutions et à la gouvernance. Elabbas et al. (2023) renchérissent en soulignant que les facteurs tels que le niveau de développement économique, la croissance de la demande et les options de financement limitent les possibilités d'investissement dans l'infrastructure régionale et compromettent la solvabilité des membres participants.

En tout état de cause, les arguments avancés en faveur des avantages escomptés par le développement d'interconnexions et l'exploitation de pools énergétiques sur le long terme sont relatifs à la baisse des coûts d'exploitation et d'investissement des systèmes individuels, l'amélioration de la fiabilité du système d'électricité avec le partage des réserves, la sécurité accrue de l'approvisionnement par l'assistance mutuelle et, l'effet en cascade d'extension du service de distribution d'électricité vers des régions jusque-là hors de portée.

En la matière, l'une des réussites de pool énergétique citée dans la littérature est celui des pays nordiques (le Nord pool). Les représentants du secteur de l'électricité et les analystes du marché de l'électricité estiment généralement que le marché nordique de l'électricité a bien fonctionné. Le marché de gros nordique a évolué et muri pendant plusieurs années et il semble que l'opinion générale soit qu'il fonctionne très bien (Von der Fehr et al. 2005).

L'Afrique subsaharienne a compris la leçon parce que consciente du fait que malgré les ressources énergétiques renouvelables et non renouvelables dont elle dispose, la région souffre d'énormes déficits en matière d'approvisionnement et de distribution d'énergie. Près de 600 millions de personnes (pratiquement la moitié de la population totale) n'ont pas accès à l'électricité, dont 80 % vivent dans des zones rurales (Banque mondiale, 2025). Il en résulte une hausse du coût des activités économiques productives, limitant ainsi le développement durable et inclusif. Parallèlement, ceux qui ont accès à l'électricité doivent généralement payer des prix élevés pour un approvisionnement à la fois insuffisant et peu fiable (Woolfrey, 2016). Cela conduit les ménages et les entreprises à utiliser des générateurs coûteux, non renouvelables et consommateurs de carburant ; une tendance qui rend de nombreuses industries et secteurs manufacturiers non compétitifs, entravant la création d'emplois et ralentissant la croissance annuelle du PIB d'un à trois points de pourcentage (Woolfrey 2016). La faible production d'énergie et la médiocrité des réseaux de distribution sont les principaux problèmes sous-jacents.

Alors, bien qu'il soit nécessaire d'améliorer la production et le transport d'électricité au niveau national (Barnett et al., 2016), l'intensification des échanges transfrontaliers d'électricité est un moyen potentiellement rentable de relier les capacités excédentaires d'un pays ou d'une région aux pics de demande d'un autre. En créant un marché régional de l'électricité, la coopération régionale en matière d'énergie permet en théorie aux pays de mieux relier l'offre et la demande d'électricité en élargissant la portée géographique des marchés de l'énergie ; d'optimiser

l'utilisation des ressources régionales de production et améliorer la fiabilité et l'accessibilité financière de l' électricité en Afrique subsaharienne ; d'accroître l'efficacité économique du secteur énergétique grâce aux effets de la concurrence entre différents fournisseurs ; d'attirer les investisseurs dans le secteur énergétique en leur offrant la possibilité de bénéficier d'économies d'échelle et ; de promouvoir l'équité sociale grâce à une énergie abordable provenant d'infrastructures énergétiques modernes ou renouvelables. On estime par exemple à environ 32 milliards de dollars américains, les économies attendues sur des coûts d'approvisionnement grâce au commerce régional de l'électricité en Afrique de l'Ouest (Institut Tony Blair, 2019).

Dans le souci d'offrir à ses populations une énergie électrique fiable, abordable et peu coûteuse, les pays de l'Afrique subsaharienne mettent sur pied, des pools énergétiques dans les différentes Communauté Economiques Régionales (CER). Au regard de ce qui précède et, tenant compte des caractéristiques socio-économiques et institutionnelles des pays subsahariens et de leurs secteurs énergétiques, l'on s'interroge sur la réussite de ses pools énergétiques dans la région subsaharienne, ainsi que leur bien-fondé.

Ainsi, le présent chapitre vient faire un état d'avancement des différents marchés d'énergie d'Afrique et d'ailleurs, afin de tirer des leçons des uns et des autres pour tendre vers un marché énergétique le plus performant possible.

Le chapitre est donc subdivisé en quatre sections, hormis l'introduction et la conclusion. La première présente le cadre théorique qui justifie l'importance de la mise en place d'une coopération régionale en électricité tandis que la seconde section est consacrée à une étude comparative de différents pools énergétiques, tirés des quatre coins du monde. La troisième section examine les conditions pour un marché régional d'énergie réussi et, la dernière section analyse les facteurs de blocage de l'intégration des infrastructures énergétiques en Afrique Sub-saharienne.

1. La revue de littérature sur le bien-fondé de la coopération régionale en électricité

1.1. Les fondements économiques de la coopération régionale en électricité

La littérature a suffisamment mis en lumière, les avantages relatifs à une coopération régionale dans le secteur énergétique.

❖ L'important lien entre consommation d'énergie et croissance économique

Des études menées dans la littérature ont généralement admis une relation positive entre la consommation d'énergie, notamment électrique et la croissance économique des pays ou d'une région. Les estimations faites par Gbaguidi (2010) pour la CEDEAO ont montré une dynamique énergie-croissance qui plaide pour la régionalisation de l'offre. Cette régionalisation permet des

économies d'échelle qui ont un impact sur la croissance estimée à un niveau plus élevé que dans l'approche nationale.

- **L'inégale dotation des sources d'énergie pour la production d'électricité**

Le continent africain est doté de ressources abondantes et suffisantes pour la production d'électricité, toutefois, ces ressources ne sont pas équitablement réparties entre les pays. Ainsi, avec 10% des réserves hydrauliques mondiales économiquement exploitables, près de 10% des réserves mondiales prouvées de pétrole, 8% des réserves mondiales de gaz et 6% des réserves mondiales de charbon (Heuraux *et al*., 2011), le continent offre un gisement considérable de potentiels et de ressources énergétiques. Les réserves de pétrole et de gaz sont concentrées dans le golfe de Guinée. Un important potentiel hydroélectrique se trouve en Afrique centrale et en Afrique de l'Est, avec une dotation particulière en République Démocratique du Congo, en Éthiopie et au Cameroun. Les gisements de charbon se concentrent en Afrique australe, particulièrement en Afrique du Sud, qui détient à elle seule, 90% des 55 milliards de tonnes de réserves totales du Continent (Agence Internationale pour l'Energie, 2014). Le potentiel géothermique n'est pas en reste, puisque l'Ethiopie, le Kenya et Djibouti en sont particulièrement dotés. Le continent est également en matière d'énergie renouvelable, l'un des mieux ensoleillé avec, un niveau d'ensoleillement très inégalitaire : 47% du continent reçoit un ensoleillement supérieur à 2100 kWh/m² et le reste des pays, entre 1500 et 1900 kWh/m² (Favenac *et al.*, 2010). Cette fracture énergétique incite les pays à mieux s'organiser pour les interconnexions avec les pays voisins.

- **L'importance des coûts d'installation des infrastructures énergétiques**

Les investissements dans les infrastructures énergétiques sont très couteux, en raison de leur envergure et du fait que leur rentabilité dépend largement des économies d'échelle. Le barrage éthiopien sur le Nil par exemple, aurait couté 4,8 milliards de dollars, un coût prohibitif auquel très peu de pays africains peuvent faire face tout seul (Hassan Ali 2021). Une estimation de la Commission Economique pour l'Afrique (CEA, 2005) indiquait déjà que les dépenses nécessaires pour résoudre le déficit énergétique du Continent se chiffraient à 93 milliards de dollar américain par an. Une importante partie de ces besoins sont couverts par les investissements publics, mais il est estimé que même avec le caractère volontariste de l'action des États, le déficit de financement reste élevé, à plus de 31 milliards de dollar américain par an. Selon (Gbaguidi, 2017), les travaux du Programme de développement des Infrastructures en Afrique (PIDA) indiquent que les dépenses nécessaires pour répondre à la demande croissante en électricité se chiffrent globalement, pour la production de nouvelles capacités, à 33,1 milliards de dollar américain, pour les interconnexions à 5,4 milliards de dollars et à 3,7 milliards de dollars pour l'accès, soit au total 42,2 milliards de dollar américain. Dans une approche pays, ce montant augmente de plus de 33 milliards de dollars. L'intégration régionale faciliterait donc non seulement le partage des coûts, la réduction des coûts grâce à des

économies d'échelle, mais aussi rendrait plus abordable la contribution de chaque pays à l'effort global.

❖ **L'écart entre l'offre et la demande d'énergie entre pays**

Un aspect important qui appuie l'approche régionale est la question du marché. Avec 18% de la population mondiale (Banque Mondiale, 2025), l'Afrique consomme à peine 3% de l'électricité mondiale. Les trois quarts de la consommation continentale ont lieu en Afrique du Nord (33%) et en Afrique du Sud (45%). Le reste est réparti entre les autres pays de la région subsaharienne. En outre, la connectivité de l'électricité sur le continent reste relativement faible, avec des taux en moyenne de 43% (l'Afrique du Nord est à 99%, les autres sous-régions entre 12% et 44%). De plus, le déséquilibre noté dans les dotations naturelles et dans l'offre s'observe également au niveau de la demande et de la consommation. On distingue ainsi en matière de marché de l'électricité, trois grandes zones : L'Afrique du Nord et l'Afrique australe d'une part et, la grande majorité des autres régions. L'Afrique du Sud à elle seule consomme la moitié de l'électricité produite en Afrique Australe. (Agence Internationale pour l'Energie, 2014).

Les marchés subsahariens sont en définitifs peu développés, avec de fortes disparités géographiques dans les taux d'électrification, équivalents à un peu plus de 50% dans les régions subsahariennes (*Africa Energy Portal*, 2025). L'important écart entre la demande et l'offre d'énergie entre pays constitue un élément de motivation pour la création d'un marché régional des énergies en général et de l'électricité en particulier afin d'égaler l'offre à la demande.

En somme, les arguments avancés en faveur des avantages escomptés par le développement d'interconnexions et l'exploitation de pools énergétiques sur le long terme sont relatifs à la baisse des coûts d'exploitation et d'investissement des systèmes individuels, l'amélioration de la fiabilité du système d'électricité avec le partage des réserves, la sécurité accrue de l'approvisionnement par l'assistance mutuelle et l'effet en cascade d'extension du service de distribution d'électricité vers des régions jusque-là hors de portée.

1.2. Les fondements théoriques de la coopération régionale

1.2.1. Le commerce international appliqué à l'électricité

La réflexion des dispositions susceptibles de faciliter le développement du commerce transfrontalier de l'électricité conduit à se pencher sur la conception idéale du marché de l'électricité et sur les institutions qui s'y rattachent.

Dans la pratique, le commerce international est mutuellement bénéfique dans l'hypothèse d'un ajustement sans coût des facteurs de production (et dans les autres hypothèses du modèle Heckscher–Ohlin du commerce international).

Le modèle d'Heckscher-Ohlin

Les théories du commerce international offrent un cadre d'analyse des échanges régionaux d'électricité, notamment à travers le modèle d'Heckscher-Ohlin (H-O). Le modèle HO, développé par Eli Heckscher (1919) et Bertil Ohlin (1933) puis, complété par Samuelson et Stolper dans les années 1940, explique les échanges entre pays par leurs différences de dotations en facteurs de production, en l'occurrence le travail et le capital. Le modèle considère une situation où il existe deux pays, deux biens à produire et deux facteurs de production. Les hypothèses qui sous-tendent le modèle sont notamment la production à rendements d'échelle constants, une concurrence pure et parfaite, la circulation des facteurs de production intra pays et non inter pays, l'égalité de la technologie entre les pays et le plein emploi des facteurs de production.

Selon ce modèle, et sur la base des avantages comparatifs de Ricardo, chaque pays se spécialise dans la production du bien utilisant intensivement le facteur dont il dispose en abondance et, importe les biens nécessitant les facteurs rares sur son territoire. Par exemple, un pays à forte intensité de capital, produira et exportera des biens industriels tels que les ordinateurs ou les voitures, tandis que le pays riche en main-d'œuvre, produira et exportera des bien nécessitant davantage de travail tels que les vêtements. En effet, plus le facteur de production est abondant, plus son prix relatif est bas. Le produit qui nécessite ce facteur de production est donc relativement peu coûteux.

Transposé au secteur de l'électricité, l'on pourrait suggérer que les pays riches en ressources énergétiques (hydrauliques, gazières, solaires, charbonnières, etc.), ont intérêt à exporter de l'électricité vers ceux qui en sont les moins dotés. La coopération régionale permettrait une mutualisation et une meilleure allocation des ressources et, une réduction des coûts.

Cependant plusieurs hypothèses du modèle H-O ne sont pas vérifiés dans le cas du commerce de l'électricité.

L'hypothèse d'ajustement sans coût du modèle H-O n'est pas clairement satisfaite lorsqu'il s'agit des secteurs concernés par le commerce de l'électricité. En effet, si l'on peut supposer que les facteurs de production du secteur de l'électricité peuvent être déplacés vers d'autres secteurs (le capital, le travail et les matériaux utilisés dans la production d'électricité à partir de combustibles fossiles sont raisonnement fongibles), ce n'est pas aussi évident pour les industries à forte intensité d'électricité. Ces industries telles que l'exploitation minière, le verre, les produits chimiques, peuvent être dépendantes d'une énergie domestique bon marché, si l'augmentation des exportations d'électricité entraine une hausse des prix de l'électricité sur le marché intérieur, leur avantage comparatif risque d'être remis en cause ; ce qui nécessitera un ajustement plus large (et plus coûteux) de l'allocation des facteurs au sein de l'économie.

Néanmoins, le commerce international de l'électricité peut modifier le profil de risque lié au prix de l'électricité. Il s'agit d'une version du problème de la sécurité énergétique. En théorie

si deux pays commencent à échanger de l'électricité, ils seront normalement protégés contre les chocs importants qui affectent les prix de l'électricité. Ce sera le cas lorsque les risques liés à l'offre et à la demande au niveau national sont soit indépendants, soit négativement corrélés. Cependant, il est clair qu'il y aura une certaine volatilité des prix importés et la possibilité qu'un choc important de l'offre et de la demande dans un pays entraine un effet important sur les prix dans l'autre pays ; ce qu'il aurait pu éviter dans une situation de non échange (autarcie) de l'électricité.

Avec le temps, il est possible que la dépendance à l'égard des importations d'électricité se développe et que les installations de production nationale ferment. Cela pourrait exposer un pays importateur à un problème de rétention si l'autre pays refuse d'exporter. Toutefois, en réalité, il s'agit là de risques de second ordre liés à une dépendance commerciale accrue. Il convient de souligner que ce risque, pour la sécurité énergétique est bilatéral, car le pays exportateur pourrait devenir tout autant dépendant des recettes d'exportation provenant des ventes d'électricité.

La théorie du commerce s'intéresse de plus en plus aux écarts par rapport aux hypothèses du modèle de base de Heckscher– Ohlin. Markusen (1981) a montré que si les marchés étaient initialement monopolisés, un grand pays s'ouvrant au commerce pourrait subir une perte de bien être en raison de la concurrence d'un autre monopoliste dans l'autre pays dans un modèle de commerce à deux pays. Cependant, Lahiri et Ono (1996) montrent que ce résultat ne tient pas si de nouvelles entreprises entrent sur le marché. La libéralisation des échanges redevient bénéfique. Le résultat général de Dixit et Norman (1986) souligne que le commerce peut toujours être bénéfique tant que les taxes sur la consommation et les revenus peuvent être utilisées pour compenser les perdants au sein d'une économie.

De Villemeur et Pineau (2012) modélisent l'intégration des marchés de l'électricité dans deux juridictions, l'une vendant au coût moyen, l'autre avec un marché concurrentiel et, prouvent que le résultat global en termes de bien être est pire qu'en l'absence d'interconnexion. Selon la théorie du *Second best*, on pourrait s'attendre à ce que le mécanisme de fixation des prix sur chacun des marchés nationaux connectés soit similaire pour que les échanges n'aggravent pas les distorsions initiales sur les marchés. Il est clair que si une juridiction vend l'électricité à un prix inférieur au coût et une autre à son coût réel (plus élevé), la jonction des deux marchés aggravera l'impact de la distorsion initiale des prix dans la juridiction où les prix sont inférieurs aux couts. Ce problème risque d'être particulièrement aigu dans certaines régions où les subventions à l'énergie sont fréquentes. En d'autres termes, dans des cas où les marchés nationaux ne sont pas parfaitement concurrentiels comme dans la plupart des secteurs électriques, l'intégration régionale peut aggraver les distorsions initiales.

1.2.2. Le commerce d'électricité dans le cas des pools énergétiques

Les pools énergétiques internationaux sont un exemple assez typique de l'ouverture au commerce d'un produit de base qui ne l'était pas auparavant. L'électricité est en effet un bien particulier, en ce sens qu'elle est difficilement stockable (Stern, 2011) et nécessite des infrastructures lourdes et interconnectées pour la transporter. Dans de nombreux pays en développement, la situation initiale est celle d'un monopole national de fournisseur d'électricité, chaque pays pratiquant des prix bas afin de soutenir l'activité économique à forte intensité d'électricité. L'ouverture au commerce est susceptible de modifier la répartition industrielle. Si le commerce devait augmenter les prix dans un pays mais pas dans l'autre, cela affecterait la répartition de l'industrie à forte consommation d'électricité entre les deux pays. Bien entendu, cet effet est tempéré par le fait que les consommateurs commerciaux et industriels d'électricité attachent de l'importance à la fiabilité de l'approvisionnement en électricité ainsi qu'à son prix (Oseni et Pollitt, 2014). Par conséquent, si le commerce devait améliorer la fiabilité de l'approvisionnement et augmenter le prix en même temps dans un pays donné, il est possible que davantage d'industries dépendantes de l'électricité soient attirées par ce pays.

Les effets de distribution jouent ainsi un rôle central dans la décision d'ouverture commerciale. Cela est particulièrement vrai pour l'électricité. Premièrement, les pays où les prix de l'électricité sont bas craignent que le commerce de l'électricité n'alourdisse la facture des consommateurs finaux tout en augmentant, la rentabilité des producteurs de l'électricité. Si la propriété de la production d'électricité est concentrée alors que la consommation de l'électricité varie moins que proportionnellement au revenu, le commerce de l'électricité avec les régions où les prix sont plus élevés peut être bloqué. De même, dans les juridictions où l'électricité est bon marché pour les grandes industries à forte consommation d'électricité, il peut y avoir une réticence à exporter de l'électricité au détriment de la dislocation commerciale causée par une réduction potentielle des exportations de produits manufacturés à forte consommation d'électricité. Finon et Romano (2009) suggèrent que ce problème pourrait être atténué par une taxe exceptionnelle sur les producteurs d'hydroélectricité et d'énergie nucléaire (dans le contexte des pays européens), qui pourrait ensuite être distribué aux consommateurs nationaux. Ces effets expliquent les raisons pour lesquelles les juridictions où les prix sont élevés sont naturellement plus enclines à échanger de l'électricité avec les juridictions où les prix sont plus bas que l'inverse.

Le commerce de l'électricité tend également à redistribuer les facteurs de production à l'intérieur des pays. Les industries à forte intensité énergétique (et leurs travailleurs) des pays exportateurs sont susceptibles de s'opposer à une expansion des exportations qui entrainent une augmentation des prix de l'électricité sur le marché intérieur. En Afrique du sud par exemple, plusieurs grandes entreprises consommatrices d'énergie (qui font partie du pool énergétique régional de l'Afrique australe) telles que AECI, Harmony Gold Mme Company, Kumba Iron or Ltd, Consol GlAass (pity), Glencore, sont susceptibles d'être réticentes à une augmentation

des prix de l'électricité liée aux exportations. Ces entreprises à forte consommation d'énergie représentent 44% de la consommation totale d'électricité de l'Afrique du Sud et contribuent à environ un cinquième du PIB du pays.

Au Ghana, l'industrie aurifère, gros consommateur d'électricité dans le pool énergétique ouest africain, dont les activités minières contribuent respectivement pour plus de 6% et 40% au PIB et aux recettes d'exportation du pays et qui représente 13% de la consommation d'électricité nationale (Würtenberger et Hassan, 2011) pourrait souffrir d'une hausse des prix, provoquant des restructurations économiques et sociales.

Dans le cas du marché de l'électricité d'Amérique centrale (MER), les industries chimiques et métallurgiques du Guatemala sont des exemples de gros consommateurs d'électricité qui pourraient s'opposer à une augmentation des prix induite par le commerce frontalier. Il est intéressant de noter que l'opposition aux exportations d'électricité ne se limite pas aux pays en développement. Il est également prouvé que les syndicats de l'industrie norvégienne à forte consommation d'énergie étaient opposés aux exportations d'électricité renouvelable (Gullberg, 2013).

Néanmoins, Neary (2007) prédit que la libéralisation du commerce dans un secteur donné conduira également à ce que les entreprises à faible coût du pays disposant d'un avantage comparatif dans un secteur, prennent le pas sur les entreprises similaires à coût élevé de l'autre pays. Cette situation est susceptible d'accroitre le bien-être de manière générale, mais elle augmente la rentabilité des producteurs du pays à faible coût au détriment des consommateurs en général.

Le commerce international de l'électricité de gros est particulièrement avantageux lorsque le prix de l'électricité fluctue de manière saisonnière ou au cours de la journée sur des sites individuels en raison des variations météorologiques (Bahar et Sauvage, 2013). Cela signifie que les avantages se produiront entre les pays, même si leurs prix moyens avant échange sont identiques. L'essor des énergies renouvelables dans certains pays rend ces échanges plus intéressants. Toutefois, l'électricité n'étant pas un bien standardisé, sa qualité dépend de la tension, de la fréquence et de la puissance de l'énergie. Il importe donc qu'il existe un régime de fonctionnement du marché qui tienne compte de la nécessité de maintenir la qualité de l'électricité face aux fluctuations des prix de l'énergie.

Dans le cas d'une coopération interétatique, où plusieurs pays cherchent à conclure un accord commercial interétatique, des problèmes de négociation supplémentaires peuvent se poser. L'une des parties peut bloquer l'accord pour tenter d'accroitre sa part des bénéfices. Gately (1974) a étudié les avantages de la coopération en matière d'électricité entre trois régions indiennes (Tamil nadu, Andra pradesh et Ker-ela-mysore). Il constate que la coopération entre les trois régions présente des avantages substantiels en termes de réduction des coûts d'exploitation de leurs trois systèmes électriques. Cependant, dans tout accord bilatéral ou

trilatéral, le Ker-ela-mysore a toujours des coûts plus élevés. L'augmentation des coûts de la Ker-ela-mysore est substantielle (fois trois) car elle exporte son hydroélectricité bon marché vers d'autres Etats, mais les coûts globaux diminuent de 20%. Gately montre que l'ordre d'adhésion à l'accord peut influencer la valeur qu'une partie individuelle peut retirer de l'accord. Il note également que les Etats peuvent non seulement apprécier la réduction des coûts, mais aussi se préoccuper de la perte d'emploi dans le secteur de l'électricité à mesure que les coûts diminuent dans l'Etat. La question qui se pose pour les accords de marché mis en place est donc de savoir si le marché permet aux nations individuelles de s'approprier une part équitable (à la fois au sens national et au sens global) des avantages de la coopération. Cela peut poser un problème particulier lorsqu'un Etat de transit qui accueille une ligne de transport n'importe pas ou n'exporte pas réellement assez d'électricité à partir de cette ligne. L'indemnisation équitable de cet Etat pour sa participation à l'accord international peut être sujette à ce type de question. Les accords régionaux devraient donc garantir une répartition équitable des bénéfices, y compris dans les Etats de transit.

En résumé, la littérature montre que la coopération régionale en électricité est économiquement et théoriquement justifiée. Toutefois, il importe de tenir compte d'un ensemble de facteurs endogènes que sont en l'occurrence des conditions institutionnelles, techniques et politiques.

2. Les conditions pour un marché régional d'énergie réussi

Dans le cadre d'un marché régional de l'électricité, l'énergie électrique est transportée à travers les réseaux nationaux qui relient les producteurs aux consommateurs, desservis par une ou plusieurs sociétés d'électricité qui facilitent la transaction. Les consommateurs paient généralement l'accès en fonction de la quantité d'énergie qu'ils prélèvent sur le réseau. Les réseaux nationaux sont généralement autonomes, mais l'électricité peut être transférée d'un réseau national à un autre *via* une infrastructure dédiée au partage transfrontalier de l'électricité (*African Center for Economic Transformation*, 2021).

Selon l'*African Center for Economic Transformation* (2021), les conditions essentielles à remplir pour le partage régional d'énergie sont les suivantes : i) un excédent de puissance installée suffisant dans les pays producteurs nets, ii) des interconnexions fiables pour le transfert d'énergie d'un réseau à un autre, iii) des entreprises de services publics indépendantes qui sont libres de toute pression politique et capables de s'engager dans le commerce d'électricité à court terme sur un marché régional et iv) la régionalisation de la politique réglementaire.

Également, l'opérationnalisation complète d'un pool énergétique régional implique de remplir au moins trois conditions que sont i) une infrastructure d'interconnexion transfrontalière pour l'intégration des réseaux électriques nationaux, ii) un cadre juridique et réglementaire commun (impliquant des protocoles d'accord intergouvernementaux et inter-utilités) et iii) une structure organisationnelle multi-pays pour superviser la planification, l'harmonisation des règles et le

développement d'un cadre commercial pour le commerce transfrontalier de l'électricité (Vanheukelom & Bertelsmann-Scott, 2016).

2.1. Les différentes harmonisations nécessaires à l'intégration des réseaux énergétiques

La Commission Economique pour l'Afrique (2001) précise les harmonisations nécessaires à la marche vers l'intégration des infrastructures de réseaux énergétiques en Afrique subsaharienne qu'elles, soient en matière politique, économique, commerciale, financière, technique, sociale, institutionnelle et environnementale.

a. Les questions politiques :

Les principales questions politiques qui doivent être prises en considération comprennent : i) l'harmonisation des politiques nationales d'autosuffisance (approvisionnement en électricité, gaz naturel, transports, etc.), ii) l'harmonisation des politiques de réformes, notamment les questions relatives aux services d'infrastructure régionaux, et le libre accès aux industries de réseau nationales et leur utilisation.

b. Les questions de réglementation :

Il s'agit de : i) développement d'un processus réglementaire et d'une tarification dépendants et transparents, avec la participation de toutes les principales parties prenantes, ii) développement d'accords types reconnaissant les forces du marché pour soutenir les projets transfrontaliers, incorporation d'un mécanisme de règlement des différends et accords sur les questions environnementales, iii) harmonisation des normes techniques et des politiques et procédures réglementaires pour faciliter le commerce transfrontalier, iv) 'intégration des politiques de prestation de services d'infrastructures et des exigences environnementales pour soutenir le développement durable et v) application des prix des services d'infrastructures basés sur les coûts économiques, avec des subventions minimales et transparentes.

c. Les enjeux économiques et commerciaux :

Il est nécessaire de tenir compte : i) des politiques et principes réglementaires pour la tarification des services d'infrastructures, ii) de la qualité de prestation des services, iii) de l'obligation de service minimum et iv) du cadre institutionnel pour l'industrie et des dispositions réglementaires.

d. Les enjeux financiers :

Ils concernent principalement i) le développement d'un climat d'investissement propice à la réalisation du développement des infrastructures à vocation régionale et ii) les principes, les instruments et les procédures d'atténuation des risques politiques dans le développement de projets d'infrastructures régionaux.

e. Les enjeux techniques :

Ils sont relatifs i) aux modes opératoires d'exploitation d'un système interconnecté, ii) aux critères appropriés pour la planification de l'expansion de réseau d'infrastructures et iii) à la compilation des prévisions de la demande régionale pour identifier les besoins et le calendrier d'expansion du réseau.

Les retombées positives grâce aux réformes et aux initiatives des projets d'interconnexions énergétiques régionales dépendent également de trois facteurs essentiels que sont :

f. *la viabilité institutionnelle* au niveau régional, qui dépend de la capacité à définir et à mettre en œuvre les cadres juridiques et réglementaires, nécessaires pour encourager et promouvoir l'intégration régionale. Par conséquent, les réformes politiques, l'évaluation et l'atténuation des risques liés aux projets transfrontaliers, et le développement d'un environnement favorable à la fourniture d'énergie régionale par le secteur privé sont quelques-unes des activités essentielles.
g. *la durabilité technique* de l'intégration énergétique régionale est liée à l'identification de projets transfrontaliers mutuellement bénéfiques, identifiés par les gouvernements, mais développés par des sponsors du secteur privé, ainsi qu'à des opérations/commerces transfrontaliers fluides et bien réglementés. La durabilité à cet égard est également fonction de la capacité des gouvernements régionaux et des promoteurs du secteur privé à identifier et à répartir les risques liés aux projets entre les parties les mieux à même de gérer ces risques au moindre coût.
h. *la viabilité commerciale* des projets d'intégration énergétique régionale exige que les politiques de réforme énergétique soient solides et irréversibles, y compris les cadres juridiques et réglementaires qui encouragent la participation du secteur privé et atténuent les risques politiques. En outre, des accords de concession "normalisés" et bancables pour les investissements régionaux menés par le secteur privé et des contrats à long terme pour les transactions d'achat/vente d'électricité (de plus en plus rares à mesure que les marchés se libéralisent) réduiront considérablement les coûts et les délais de transaction.

Dans le secteur énergétique, un cadre réglementaire harmonisé, aux niveaux continental et régional, facilitera la création d'un marché africain de l'énergie (Commission de l'Union Africaine, 2018).

2.2. Les stratégies pour un marché de l'électricité intégré en Afrique

La Commission de l'Union Africaine (2018) a développé la Stratégie d'harmonisation des cadres réglementaires du marché de l'électricité en Afrique, qui vise à mettre en place un marché de l'électricité pleinement intégré, compétitif et harmonisé, afin d'accélérer le développement

du continent et d'améliorer l'accès à l'électricité pour les Africains. Il a été conçu pour contribuer aux six objectifs stratégiques suivants :

i. le développement de marchés de l'électricité efficients aux niveaux régional et continental, à travers des mesures et des changements de nature législative et réglementaire,
ii. l'amélioration de l'efficacité opérationnelle et de la performance de l'industrie de l'approvisionnement en électricité,
iii. la création d'un environnement stable, transparent et prévisible pour attirer les investissements,
iv. l'amélioration des cadres des marchés de l'électricité pour accroître l'accès à l'électricité,
v. l'amélioration des cadres d'énergie renouvelable et
vi. l'établissement de normes, de règles et de cadres pour l'efficacité énergétique.

Par ailleurs, un Plan d'action pour un cadre réglementaire harmonisé pour le marché de l'électricité est élaboré. L'objectif du Plan d'action est d'identifier les actions, ainsi que les acteurs clés requis aux niveaux national, régional et continental, pour parvenir à une harmonisation de la réglementation continentale.

Le Plan d'action a identifié les cinq piliers suivants autour desquels le processus d'harmonisation de la réglementation doit être articulé aux niveaux national, régional et continental. Il s'agit de i) créer un cadre réglementaire économique solide, ii) établir un cadre réglementaire technique solide, iii) créer un environnement favorable au marché de l'électricité, iv) améliorer le cadre des énergies renouvelables et v) établir les normes, les règles et les cadres pour l'efficacité énergétique.

À la suite de l'élaboration de la Stratégie et du Plan d'action, la Commission de l'Union Africaine a axé la deuxième phase du programme sur leur mise en œuvre. Les activités convenues dans le cadre de cette phase sont les suivantes :

(i) réaliser une étude sur la politique des tarifs du réseau de transport qui servira de base à l'élaboration de tarifs harmonisés pour les réseaux de transport régionaux, y compris les redevances de transit et les méthodes d'allocation des pertes, à appliquer par les pools énergétiques africains,
(ii) mener une étude de cadrage pour établir une Unité de coordination et de soutien au sein de la Commission pour la mise en œuvre et le suivi de la Stratégie et du Plan d'action. L'Unité devrait s'attacher à mobiliser l'engagement politique nécessaire et à assurer une coordination et un engagement politique forts entre toutes les parties prenantes, ainsi que le renforcement des capacités humaines et institutionnelles et
(iii) développer un modèle institutionnel et politique pour assurer une régulation technique et économique des micro/mini-réseaux.

Étant donné l'importance du programme pour l'intégration continentale et la compétitivité de l'Afrique, il est nécessaire de diversifier les sources de financement et, en particulier, d'accroître l'autofinancement par les États membres.

En outre, il est important d'achever la mise en place des infrastructures physiques reliant différents marchés et pools énergétiques, afin de construire le marché de l'électricité et d'harmoniser les cadres réglementaires pour le soutenir.

Le marché continental de l'électricité dépend ainsi du bon fonctionnement des pools énergétiques et des organismes de réglementation régionaux. Cependant, ces organismes souffrent souvent de retards de paiement des contributions par les Gouvernements et les fournisseurs d'électricité ; ce qui nuit à leur capacité à mener à bien leurs principales activités.

La Stratégie et le Plan d'action précisent clairement les actions requises aux niveaux national, régional et continental pour réaliser le marché continental de l'électricité envisagé. Un engagement et une participation volontaristes des États membres sont nécessaires pour atteindre les objectifs énoncés.

Il importe de noter qu'à l'instar des infrastructures routières et frontalières nécessaires à la création d'un marché régional pour le commerce des marchandises, la mise en commun régionale de l'énergie implique la création d'un réseau et d'un marché régional pour le commerce et le transfert de l'énergie électrique entre les entreprises publiques de plusieurs pays voisins.

L'objectif est donc de mettre en place un réseau de transport d'électricité et un marché de l'énergie intégrés entre les pays qui peuvent créer et exploiter des économies d'échelle dans la production, le transport et la distribution de l'énergie électrique (Woolfrey, 2016). Cela permet des retombées positives dans les différentes régions, avec des avantages supérieurs à ceux qui pourraient être générés par les gouvernements agissant seuls (Andrews-Speed, 2011).

2.3. Les préalables au commerce international d'électricité

L'électricité est un produit parmi tant d'autres qui peut faire l'objet d'un libre échange transfrontalier. Il n'est pas certain qu'elle puisse être échangée facilement sans un engagement préalable en faveur de la création d'une zone de libre-échange. L'existence d'un accord commercial régional peut favoriser le commerce régional d'électricité de plusieurs façons notamment par l'existence d'un régime commercial régional qui réduit les barrières commerciales éventuelles au marché régional de l'électricité et qui réduit le temps de planification, puisque la plupart des règles et réglementations nécessaires au commerce régional auront été établies. Toutefois, des accords commerciaux spécifiques restent nécessaires pour soutenir le commerce de l'électricité. Cela s'explique en partie par le fait que les règles de l'Organisation mondiale pour le commerce (OMC) n'abordent pas de manière adéquate le commerce de l'électricité, parce qu'il combine des biens (production) et des services

(transport), et qu'il implique d'autres politiques, des objectifs liés à l'environnement et à la sécurité énergétique[52].

L'existence d'une monnaie commune n'est pas une condition préalable au bon fonctionnement d'un marché de l'électricité bien qu'une unité monétaire commune contribue à faciliter les échanges. De même, il convient de souligner que les institutions chargées de faire respecter la politique de concurrence dans une zone de libre-échange ne sont pas nécessaires pour que les pools énergétiques se développent et fonctionnent efficacement. Cependant de telles institutions sont un signe d'intégration commerciale profonde (comme dans l'Union Européenne) et agissent en tant que régulateurs des fusions et pouvoirs de marché dans les pools d'énergie transfrontaliers (comme à travers le Nord pool).

Dans le cadre d'une régionalisation, une capacité de transport adéquate est essentielle pour que le commerce de l'électricité puisse avoir lieu. Par conséquent, les accords visant à accroitre la capacité de transport font partie intégrante du développement d'un pool énergétique international. Dans le Nord pool, la capacité de transport a été importante ; ce qui a favorisé le développement et l'exploitation de pool électrique plus efficace. Ceci étant, si les marchés d'électricité peuvent précéder le développement de l'interconnexion (par exemple dans le cas du MER), ils ne peuvent être significatifs qu'en présence d'une interconnexion suffisante.

L'efficacité d'un pool énergétique réside également dans la disposition d'une bonne architecture institutionnelle. Un pool énergétique intégré a besoin d'un opérateur efficace capable de superviser et de sanctionner les activités des acteurs du marché afin d'empêcher la fixation de prix abusif, la non divulgation de la capacité et d'autres formes de comportement anarchique. Il est aussi important de trouver la bonne combinaison de règlementation et de conception du marché pour les contrôles électriques.

Cependant, des pays peuvent avoir des raisons rationnelles de vouloir atténuer les risques de prix associés à l'intégration du marché de l'électricité. Les petits confrontés à une exposition accrue aux sources étrangères de volatilité des prix d'électricité peuvent ne pas vouloir s'exposer au prix à court terme du marché international et préférer que la plupart des échanges se fassent dans le cadre de contrats à long terme et à prix fixes. Cela peut expliquer l'absence d'échanges sur le marché *day-ahead*[53] à court terme du pool énergétique de l'Afrique australe (SAPP) et la préférence pour les contrats bilatéraux à la fois dans le SAPP et le MER.

L'utilisation du marché *day-ahead* ou du marché en temps réel favorise l'augmentation des échanges et l'amélioration de l'efficacité du marché. La négociation *day-ahead* ou en temps réel entraine en effet une plus grande concurrence que dans les accords bilatéraux et traduit une

[52] http://www.wto.org/english/res_e/publications_e/wtr10_ forum_e/wtr10_7may10_e.htm accessed 15 July 2015.

[53] Encore appelé le commerce au jour le jour, il consiste à acheter et vendre de l'électricité pour livraison le lendemain. Les transactions s'effectuent sur le marché de l'électricité.

utilisation efficace des ressources. Le mécanisme d'appel d'offre sur ce type de marché tend à rendre les fournisseurs plus efficaces afin de maintenir leurs coûts marginaux aussi bas que possible puisqu'ils peuvent être exclus du commerce/marché s'ils proposent un prix trop élevé. Ce type de marché est plus flexible et facilite davantage les échanges que les seuls accords bilatéraux. Cela semble correspondre à l'expérience du MER (où la plupart des échanges sont bilatéraux) par rapport au Nord pool (où il existe des marchés en temps réel efficaces).

Les organisations internationales peuvent avoir un rôle important à jouer pour faciliter la création de pools d'énergie. En effet, la création d'un pool régional d'électricité nécessite des investissements substantiels dans la construction et la mise à jour des capacités de production, des réseaux de transmission et du développement humain.

L'exposition des conditions préalables à une régionalisation de l'électricité débouche sur une étude comparative des pools énergétiques à travers trois continents différents à savoir : l'Afrique, l'Asie et l'Europe.

3. L'étude comparative des Pools Energétiques de l'Afrique Australe (SAPP), de l'Amérique centrale (MER) et celui des pays nordiques (Nord Pool)

La littérature a montré qu'en prenant en compte certaines conditions, l'intégration régionale des marchés de l'électricité constitue un levier stratégique pour mutualiser les sources de production, renforcer la sécurité énergétique, réduire les coûts de production et offrir aux population une électricité disponible et fiable (Gbaguidi, 2010 ; Gately, 1974). Afin d'identifier les bonnes pratiques et de comprendre les facteurs de succès des processus d'intégration électrique, une approche de benchmarking comparatif s'avère important. Dans la mesure où les pools régionaux d'énergie diffèrent de par le monde selon des critères (gouvernance, architecture du marché, infrastructures, etc.), le benchmarking permet de confronter plusieurs expériences internationales et d'en tirer des leçons, notamment pour les pays de l'Afrique subsaharienne.

Trois expériences sont ainsi mises à contribution à savoir le pool énergétique de l'Amérique centrale, le pool énergétique de l'Afrique australe et le Nord pool en Europe. Le benchmarking devrait permettre de mettre en évidence les différences de mécanismes de gouvernance, de structures de marché, de niveau d'interconnexion, mais aussi de défis auxquels ils sont confrontés.

Tableau 6 - Présentation des pools énergétiques étudiés

Pool	Année de création	Les pays membres	Zone géographique
MER	1996	Costa Rica ; El Salvador ; Guatemala ; Honduras ; Nicaragua et Panama	Amérique centrale
SAPP	1995	Angola ; Botswana ; République Démocratique du Congo ; Lesotho ; Malawi ; Mozambique ; Namibia ; South Africa ; Swaziland (Eswatini) ; Tanzania ; Zambia ; Zimbabwe	Afrique Australe
Nord pool	1991	Norvège ; Suède ; Finlande ; Danemark, Léttonie, Lituanie, Estonie	Europe du nord

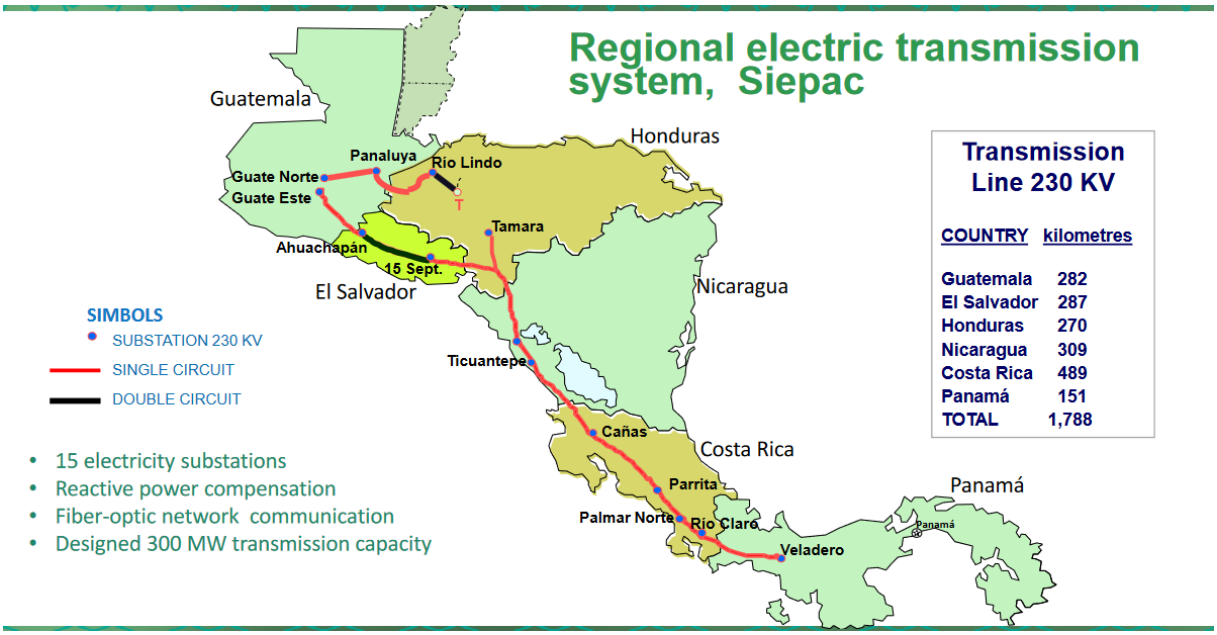
Source : Auteur

Chaque pool est constitué d'un certain nombre de pays et est créé dans un contexte et pour un but précis.

a. Le Marché Régional de l'Electricité (MER) de l'Amérique centrale

Le *Central American Regional Electricity Market* / Marché régional de l'électricité de l'Amérique centrale (MER) est constitué de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua et Panama, six pays de l'Amérique centrale qui ont décidé en 1996 d'entamer un processus graduel d'intégration électrique, par l'interconnexion de leurs réseaux électriques nationaux (Echevaria *et al.*, 2017). Ils signent un traité dans le cadre du projet SIEPAC (Système d'interconnexion électrique d'Amérique centrale), dont les objectifs sont de promouvoir le développement de l'industrie électrique et de satisfaire les besoins en électricité de la région, de renforcer la sécurité énergétique et de réduire les coûts d'approvisionnement afin d'optimiser les réserves d'énergie et de tirer parti de la diversité de la matrice énergétique.

Figure 6 - Réseau régional de transport d'électricité du MER, 2019



Source : ***Ministère de l'énergie du Guatemala, 2019***

Le MER poursuit plusieurs objectifs stratégiques qui sont de :

- ✓ Créer un marché électrique régional concurrentiel,
- ✓ Assurer une utilisation optimale des ressources énergétiques régionales,
- ✓ Renforcer la sécurité d'approvisionnement et la stabilité du réseau interconnecté,
- ✓ Attirer les investissements privés dans les infrastructures électriques régionales et
- ✓ Favoriser l'intégration économique et politique des pays de l'Amérique centrale.

L'ensemble du dispositif du MER repose sur un cadre institutionnel, défini par le Traité du Marché Electrique Régional de l'Amérique centrale qui établit :

- un septième marché pour réaliser des transactions régionales d'électricité entre les agents (compagnies d'électricité publiques et privées de chaque pays),
- la coexistence entre les six marchés et ce marché régional,
- la création de trois organismes régionaux en tant qu'institutions, que sont (Consejo Director del MER (CDMER) ; Comission Regional de interconexion Electrica (CRIE) et Ente Operador Regional (EOR),
- la création d'une société chargée de la construction et de l'exploitation de la première ligne d'infrastructure de transmission d'électricité.

En termes de structure régionale du MER, le Costa Rica tire plus de 95% de son électricité de sources renouvelables telles que l'hydroélectricité, la géothermie et l'éolien. Le Salvador dispose d'une réserve géothermique conséquente, tandis que les ressources du Panama sont l'hydroélectricité et le solaire. Le Guatemala, le Honduras et le Nicaragua bénéficient d'un

mixte combinant l'hydroélectricité, la biomasse, la géothermie et les centrales thermiques au fioul et au gaz.

b. Le Pool énergétique de l'Afrique australe (SAPP)

Le Pool énergétique de l'Afrique Australe a été créé en 1995 sous l'égide de la Communauté de Développement de l'Afrique Australe (SADC). Il résulte de la volonté des Etats membre de la SADC de renforcer la coopération énergétique régionale, de sécuriser l'approvisionnement en électricité et de réduire les coûts de production de l'électricité. Le SAPP est régi par quatre accords que sont : i) le protocole d'accord intergouvernemental qui a permis la mise en place du SAPP, ii) le protocole d'accord inter-entreprises, qui a établi les principes de gestion et d'exploitation de base du SAPP, iii) l'Accord entre membres exploitants qui fixe les règles spécifiques d'exploitation et de tarification ; et les directives opérationnelles et iv) le Protocole d'accord inter-service. Il est composé des pays comme, Afrique du sud, Angola, Botswana, République Démocratique du Congo, Lesotho, Malawi, Mozambique, Namibia, Swaziland (devenu Eswatini en 2018) Tanzanie, Zambie, Zimbabwe. Il est composé aussi bien des entreprises privées que publiques. (SAPP 2007 ; SADoE, 2011).

Figure 7 - Carte des interconnexions dans le Pool énergétique de l'Afrique australe



Source : Google Map, 2024

Le SAPP constitue le premier marché régional d'électricité en Afrique, dont les principaux objectifs sont de :

- ✓ Assurer la sécurité énergétique régionale, grâce à la mutualisation des capacités de production et à la diversification des sources d'énergie,

- ✓ Optimiser les coûts de production de l'électricité,
- ✓ Promouvoir les investissements régionaux dans les infrastructures électriques et renforcer l'intégration économique et régionale et
- ✓ Encourager la transition énergétique.

Les objectifs du SAPP s'appuient sur le principe de solidarité régionale, mais aussi sur une logique de marché, où les transactions d'électricité sont progressivement libéralisées tout en préservant la stabilité des systèmes nationaux (Medinila et al., 2019).

En termes de ressources énergétiques, la région dispose d'une dotation très diversifiée, mais inégalement répartie. L'Afrique du sud regorge majoritairement du charbon, qui représente 80% de sa production d'électricité. La Zambie, la RDC et le Mozambique possèdent d'importantes ressources hydroélectriques, notamment sur les bassins du Zambèze et du Congo. Quant au Zimbabwe et au Botswana, ils disposent également de réserves charbonnières tandis que la Namibie et l'Angola présentent un potentiel en solaire et en éolien.

c. Le Nord pool

Le Nord pool est le marché intégré de l'électricité des pays nordiques composés de la Norvège, la Suède, la Finlande, le Danemark, l'Estonie, la Lettonie et la Lituanie.

Entre 1991 et 2000, les marchés de l'électricité du Danemark, de la Finlande, de la Norvège et de la Suède ont été ouverts à la concurrence en matière de production et de vente au détail, et les quatre marchés nationaux ont été intégrés en un seul marché nordique de l'électricité avec la création d'une bourse commune de l'électricité : Le Nord pool. Dans une large mesure, cette évolution a été induite, par la première directive de l'Union Européenne sur le marché de l'électricité qui est entrée en vigueur en 1997. Le processus de réforme a débuté en Norvège en 1991, s'est poursuivi en Suède en 1996 et en Finlande en 1998 avant de s'achever au Danemark.

Figure 8 - Carte géographique des pays nordiques constituant le Nord pool



Source *: Google Map, 2024*

L'objectif principal du Nord pool est de créer un marché électrique unifié, qui garantit :

- ✓ l'efficacité économique par la mise ne concurrence des producteurs,
- ✓ la sécurité d'approvisionnement grâce à l'interconnexion et à la mutualisation des ressources,
- ✓ la stabilité des prix et
- ✓ le développement des énergies renouvelables.

La structure énergétique du Nord pool repose sur un mix de ressources. La Norvège et la Suède disposent d'abondantes ressources hydroélectriques. Le Danemark regorge d'énergie éolienne. La Finlande et la Suède reposent sur le nucléaire et la biomasse alors que les pays Baltes (Estonie, Lettonie et Lituanie) disposent de gaz et de schistes bitumineux.

3.1. L'analyse comparative des pools énergétiques

L'étude comparative des pools énergétiques se fonde sur les travaux de Elabbas et al. (2023).

En s'inspirant du travail de Correljé (2008) sur le marché hybride de l'électricité, Elabbas et al. (2023) analysent la conception et l'évolution de trois pools énergétiques de l'Afrique subsaharienne à savoir le Pool énergétique de l'Afrique australe (SAPP), le Pool énergétique de l'Afrique de l'ouest (WAPP) et le Pool énergétique de l'Afrique de l'est (EAPP). L'objectif

consiste à identifier les facteurs institutionnels, économiques et politiques qui influencent le développement de ces pools et leur efficacité.

Pour structurer leur analyse comparative, Elabbas et al. (2023) proposent un cadre multi-niveaux articulé autour de quatre dimensions :

i. **Facteurs organisationnels**, relatifs à la gouvernance, au financement, aux capacités techniques et aux relations entre acteurs ;

ii. **Facteurs de conception**, comprenant les contraintes physiques, économiques, institutionnelles et politiques ;

iii. **Variables de conception du marché**, liées à l'autonomie, la régulation, les règles d'adhésion et les mécanismes d'échange ;

iv. **Moteurs de changement**, en lien avec les stratégies des États, le rôle des Communautés économiques régionales (CER) et l'action des partenaires financiers internationaux.

Les résultats montrent que les pools se développent selon deux logiques : un modèle « bottom-up », piloté par les compagnies nationales (comme le SAPP), et un modèle « top-down », centralisé autour d'un régulateur régional (comme le WAPP).
Ces dynamiques sont fortement influencées par les dotations énergétiques, la qualité des infrastructures et le contexte politique des pays membres.
Les CER assurent la cohérence politique et réglementaire, mais les États membres conservent une large marge de manœuvre, arbitrant entre souveraineté nationale et coopération régionale.
Les principales contraintes à l'intégration résident encore dans la faiblesse institutionnelle, les déséquilibres politiques et les limites techniques et financières.

Sur la base de ce cadre, une comparaison est réalisée entre trois marchés régionaux : le Marché de l'électricité d'Amérique centrale (MER), le SAPP et le Nord Pool, en mobilisant les quatre dimensions du modèle d'Elabbas et al. (2023).

3.1.1. L'analyse selon les facteurs organisationnels

En matière de gouvernance, les structures décisionnelles des pools diffèrent sensiblement.
Dans le SAPP, le niveau le plus élevé de décision est le Conseil d'administration, composé uniquement de représentants des entreprises publiques nationales. Les producteurs indépendants peuvent devenir membres, mais ne participent ni au Conseil ni au Comité de gestion, et leurs droits de vote sont limités.
Le SAPP peut modifier ses règles internes, mais toute évolution majeure ou ouverture à de nouveaux acteurs doit être approuvée par les ministres de la SADC.
Son marché fonctionnel lui permet toutefois de disposer d'un comité de marché et d'un organe de surveillance dédiés.

Dans les pays nordiques, chaque État a développé sa propre approche de la gestion de la fiabilité et de la capacité, tout en cherchant à améliorer la coordination régionale. Malgré des cadres nationaux distincts, le marché intégré nordique assure une fiabilité élevée du système électrique. Les quatre pays

(Norvège, Suède, Finlande et Danemark) ont opté pour un marché de capacité, et leurs opérateurs de réseaux de transport (GRT) coopèrent étroitement pour harmoniser l'exploitation du réseau. Le cadre réglementaire est aligné sur la première directive européenne sur le marché de l'électricité, qui promeut un accès régulé des tiers (rTPA) et la concurrence. Les pays nordiques ont généralement retenu les solutions les plus favorables à un marché ouvert, telles que la procédure d'autorisation des producteurs, plutôt que les appels d'offres.

Au sein du MER, la gouvernance repose sur le Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional (CDMER), chargé de la politique d'intégration énergétique régionale. Le CDMER collabore étroitement avec la CRIE (Commission régionale pour l'interconnexion électrique) et l'EOR (Opérateur régional du système électrique).

Sur le plan financier, le SAPP est soutenu par les cotisations fixes de ses membres et les subventions des bailleurs internationaux. Il bénéficie également de revenus de marché, ce qui lui confère une relative indépendance vis-à-vis de la SADC.

Le Nord Pool, en revanche, fonctionne sur un modèle d'actionnariat : il est détenu à 66 % par Euronext et à 34 % par une société holding regroupant les GRT nordiques et Litgrid (opérateur lituanien). L'élimination des tarifs frontaliers et la tarification indépendante de la distance ont favorisé l'élargissement du marché et réduit le pouvoir des grands producteurs.
Le MER est financé par un mélange de prêts (notamment de la BID et du BCIE), de contributions nationales et de redevances sur la consommation d'électricité. Le SIEPAC, infrastructure clé du MER, tire également ses ressources d'une tarification appliquée à la demande électrique régionale.

Concernant les capacités techniques et humaines, le SAPP dispose d'un personnel qualifié, capable de gérer le commerce et les différends internes sans recours fréquent à des consultants.
Le Nord Pool illustre une compétence technique élevée, mesurable par la convergence des prix entre zones de marchés.

Dans le MER, la création d'organismes régionaux comme la CRIE, l'EOR et le CDMER témoigne d'une solide préparation institutionnelle et technique.

Sur le plan des relations partenariales, le SAPP entretient des liens étroits avec des institutions internationales et d'autres marchés, notamment le Nord Pool, dont il bénéficie du transfert d'expertise technique.
Le Nord Pool, quant à lui, a modernisé ses outils de marché avec l'appui d'entreprises spécialisées comme Scott Logic, et coopère avec Euronext pour développer des produits dérivés liés aux prix de l'électricité.
Le MER collabore activement avec des institutions régionales et nationales tels que les régulateurs, les opérateurs de systèmes et les marchés nationaux, consolidant ainsi son intégration institutionnelle.

3.1.2. L'analyse selon les facteurs de conception

L'analyse des facteurs de conception met en lumière les différences structurelles et institutionnelles entre les trois pools énergétiques étudiés. Ces facteurs regroupent les contraintes physiques, institutionnelles, économiques et politiques qui déterminent la performance des échanges régionaux d'électricité.

❖ **Les contraintes physiques**

Les conditions physiques constituent la première contrainte à l'intégration des marchés électriques.

Dans le SAPP, les services publics du nord de la région dépendent largement de la production hydroélectrique, tandis que l'Afrique du Sud et le Botswana s'appuient principalement sur des centrales thermiques. Trois pays à savoir l'Angola, le Malawi et la Tanzanie ne sont toujours pas connectés au réseau interconnecté principal. De plus, la plupart des pays membres fonctionnent selon un modèle d'acheteur unique, où une seule entité publique achète et revend l'électricité, bien que des réformes soient en cours pour ouvrir les marchés à la concurrence.

Dans le Nord Pool, la forte proportion d'hydroélectricité, combinée à une répartition géographique inégale des ressources hydrauliques entre les quatre pays, a favorisé le développement de capacités d'interconnexion importantes. Ainsi, les barrières au commerce transfrontalier sont davantage institutionnelles que physiques (Amundsen et Bergman, 2006). L'élimination des tarifs frontaliers et l'adoption d'un système de tarification indépendante de la distance ont permis d'élargir le marché et d'accroître la concurrence. Cependant, des contraintes ponctuelles de capacité subsistent, pouvant segmenter temporairement le marché en plusieurs zones tarifaires.

Dans le MER, les interconnexions ont débuté entre deux pays en 1975, avant de s'étendre progressivement. Le processus d'intégration régionale s'est accéléré en 1996 avec la signature du Traité-cadre sur le marché de l'électricité en Amérique centrale, accompagné de deux protocoles instaurant les organes régionaux de régulation. La société *Empresa Propietaria de la Red* (EPR), détenue par les entreprises membres et d'autres partenaires, a mis en œuvre la ligne SIEPAC, première interconnexion régionale majeure reliant six systèmes nationaux avec une capacité de 300 MW. Cette infrastructure constitue la colonne vertébrale de l'intégration énergétique centraméricaine.

❖ **Les institutions régionales**

Les caractéristiques des institutions régionales diffèrent sensiblement entre les trois cas étudiés. La qualité des institutions régionales du SAPP est inférieure à celle des autres pools énergétiques. En effet, la SADC, qui est un secrétariat exécutif, joue un rôle de coordination qui vise à renforcer la coopération régionale. Mais, elle n'a pas l'autorité légale pour imposer des exigences aux pays membres. Par conséquent, les accords de la SADC ne sont pas contraignants pour les pays membres Elabbas et *al*. (2023). La région ne dispose pas d'un régulateur régional, mais plutôt d'une association qui soutient les régulateurs nationaux (l'Association régionale des régulateurs d'électricité d'Afrique australe - RERA).

Dans le Nord pool, la principale institution du marché est la bourse de l'électricité Nord Pool, qui est un marché spot sur lequel les prix du système horaire sont déterminés par les enchères à prix unique (Amundsen et Bergman, 2006).

Au sein du MER, le Traité-cadre sur le marché de l'Amérique centrale établit entre autres un septième marché pour réaliser des transactions régionales d'électricité entre les agents (compagnies d'électricité étatiques et privées de chaque pays) et trois organismes régionaux en tant qu'institution que sont le CDMER pour Coordonner les politiques, le CRIE qui sert d'organisme de régulation, et l'EOR qui est l'opérateur régional du Système de marché (Rodríguez, 2017).

- **Les facteurs politiques**

Les conditions politiques jouent un rôle déterminant dans la conception et la stabilité des pools énergétiques.

Le SAPP bénéficie aujourd'hui d'un environnement géopolitique plus stable qu'à sa création, notamment depuis la fin des tensions historiques entre l'Afrique du Sud et ses voisins. Néanmoins, la politique énergétique sud-africaine reste prédominante et influence fortement la régulation, les investissements et les orientations de coopération du pool (Elabbas, 2023).

Dans les pays nordiques, les décisions politiques ont initialement impulsé la réforme du marché de l'électricité, mais les gouvernements pratiquent ensuite une politique de non-intervention. En cas de déséquilibre entre offre et demande ou de hausse des prix, la responsabilité est imputée à des facteurs conjoncturels, comme la faiblesse de la production hydroélectrique, et non à la régulation du marché. Ce libéralisme politique assumé a favorisé la stabilité et la crédibilité du marché (Amundsen & Bergman, 2006).

Dans le MER, le traité régional a été intégré dans les législations nationales, faisant du marché régional un septième marché complémentaire aux six marchés nationaux. Chaque pays conserve la liberté d'adapter ses règles internes, tout en respectant les normes régionales. Les régulateurs nationaux assurent l'interface entre les deux niveaux, garantissant ainsi la cohérence et l'application des règles communes. Les décideurs politiques nationaux siègent au CDMER, renforçant ainsi le lien entre gouvernance nationale et régionale (Rodríguez, 2017).

En résumé, les trois pools se distinguent par leurs bases physiques, cadres institutionnels et logiques politiques.

Le SAPP repose sur une complémentarité entre hydroélectricité et thermique, mais souffre d'un cadre institutionnel faible et d'une centralisation politique sud-africaine. Le Nord Pool, grâce à ses interconnexions denses et à une gouvernance européenne solide, illustre un modèle de marché libéralisé et stable. Quant au MER, il combine des avancées institutionnelles notables et une infrastructure régionale concrète, mais reste tributaire de la coordination nationale et du soutien des bailleurs internationaux.

3.1.3. L’analyse selon les variables de conception

Selon le cadre analytique de Elabbas et al. (2023), les variables de conception permettent d’évaluer le degré d’autonomie, de régulation et de coordination institutionnelle des marchés régionaux de l’électricité. Ces éléments traduisent la manière dont chaque pool parvient à concilier souveraineté nationale, intégration régionale et efficacité économique.

- **L’autonomie institutionnelle**

L’autonomie de fonctionnement varie considérablement d’un pool à l’autre.

Le SAPP dispose d’une autonomie partielle : les questions internes sont tranchées par consensus entre les membres, tandis que les décisions relatives à la coopération externe nécessitent l’approbation du secrétariat de la SADC. Cette double dépendance traduit la prudence institutionnelle des États membres, soucieux de préserver leur souveraineté énergétique.

À l’inverse, le Nord Pool bénéficie d’une autonomie totale, illustrant un marché pleinement libéralisé. Bien que sa création ait résulté de décisions politiques nationales, la gouvernance du marché repose sur une logique de non-intervention étatique. Le Nord Pool opère donc comme une entité indépendante, régie par les règles communes du marché européen.

Le MER présente lui aussi un haut degré d’autonomie, grâce à la mise en place d’institutions régionales permanentes : le Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional (CDMER), la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) et l’Operador Regional del Sistema (EOR). Ces organes assurent la gestion quotidienne du marché régional de manière indépendante des gouvernements nationaux, tout en garantissant la cohérence avec les cadres juridiques domestiques.

- **La régulation du marché**

La régulation est un élément déterminant de la performance et de la crédibilité des marchés régionaux.

Dans le SAPP, la régulation reste largement auto-administrée. Le pool est gouverné par des accords internes entre entreprises publiques, sans autorité régionale contraignante. La RERA (Regional Electricity Regulators Association of Southern Africa), créée à l’initiative de la SADC, joue un rôle de coordination et de conseil, mais sans pouvoir décisionnel. Elle agit principalement dans le renforcement des capacités, la promotion des politiques communes et la coopération transfrontalière. La planification et les investissements en infrastructures demeurent à la charge des États membres, bien que le SAPP dispose d’une Project Advisory Unit (PAU) chargée d’identifier et de faciliter les projets régionaux prioritaires.

Dans le Nord Pool, la régulation est beaucoup plus structurée. Depuis 2002, un marché commun de régulation, le Regulerkraftmarked (RKM) a été instauré pour équilibrer en temps réel l’offre et la demande entre les pays nordiques. Les gestionnaires de réseaux de transport (GRT) de

Finlande (Fingrid), du Danemark (Energinet), de Norvège (Statnett) et de Suède (Svenska Kraftnät) achètent la puissance de régulation sur la base d'un prix unique déterminé par les offres du marché. Cette coordination technique, fondée sur des règles harmonisées, garantit la stabilité du système et renforce l'efficacité de l'intégration régionale.

Dans le MER, la régulation repose sur une interface réglementaire assurant la compatibilité entre les règles nationales et régionales. Après l'adoption du Traité-cadre pour le marché électrique centraméricain, chaque pays a intégré les principes du marché régional dans son droit interne. La CRIE régule le fonctionnement du marché régional et les interactions entre agents transnationaux, tandis que les régulateurs nationaux veillent à l'application locale des normes régionales. Ce dispositif favorise une interaction fluide entre le marché régional (MER) et les marchés nationaux (MM).

- **Les règle de marché et de coordination**

Dans le SAPP, les mécanismes de coordination restent limités par la prédominance des structures publiques et la faible harmonisation réglementaire. Le pool repose encore sur une logique de coopération intergouvernementale, où les initiatives d'ouverture et de modernisation dépendent de la volonté politique des États membres. Le Nord Pool, en revanche, illustre un modèle de marché intégré et performant. Les échanges transfrontaliers sont facilités par une plateforme de marché transparente et par un système de prix uniformisé. Le marché du jour et le marché intra-journalier permettent une allocation efficace des ressources et une meilleure gestion de la flexibilité.

Le MER combine les deux logiques : il repose à la fois sur un cadre intergouvernemental solide et sur une infrastructure de marché intégrée (ligne SIEPAC). Les transactions régionales sont coordonnées par l'EOR selon des règles techniques communes, tandis que la CRIE veille à la cohérence réglementaire entre pays.

En synthèse, le Nord Pool se distingue par une autonomie institutionnelle complète, une régulation intégrée et une coordination technico-économique exemplaire. Le MER affiche également un niveau élevé d'autonomie et de cohérence institutionnelle, bien que dépendant du soutien des institutions régionales et des bailleurs de fonds. En revanche, le SAPP reste limité par son autorégulation et par la centralité des entreprises publiques nationales. Toutefois, il progresse vers une intégration plus opérationnelle grâce à la mise en place d'outils de planification et de coordination

3.1.4. L'analyse selon les moteurs de changement

Pour comprendre comment la conception du pool énergétique évolue, il est nécessaire d'examiner les conditions de départ et la façon dont les pays abordent les programmes d'intégration régionale. Un pool énergétique dont les membres ont des secteurs électriques verticalement intégrés aura une conception différente de celle d'un pool dont les membres ont

des secteurs électriques libéralisés. Par ailleurs, le développement économique initial de la région et les politiques et réglementations nationales influencent les stratégies des membres et leur intérêt pour le commerce régional (Adiar et Litz, 2017). Egalement, la présence d'un organisme régional susceptible d'émettre des politiques régionales, comme la Commission européenne, permet d'adapter les politiques et réglementations nationales (Mundaca et al., 2013).

D'autre part, les programmes d'intégration régionale dans le secteur de l'énergie sont à l'origine de la création du pool énergétique. La théorie de l'intégration régionale décrit deux façons d'établir et de développer les Organisation d'Intégration Régionale (OIR) : Par le biais d'accords intergouvernementaux dans lesquels les États membres sont les principaux acteurs de l'intégration (théorie de l'intergouvernementalisme) ou par le biais d'un organisme transnational doté d'un pouvoir supranational (théorie du néofonctionnalisme) (Schimmelfennig, 2018).

Dans le premier cas, les pays conservent leur souveraineté et s'engagent dans des programmes régionaux qui les intéressent. Des progrès sont réalisés lorsque les pays disposent de suffisamment d'incitations pour faire avancer ces programmes. Ce type d'intégration est également connu sous le nom d'intégration « peu politique » (Hoffmann, 1966). Il prend la forme d'un secrétariat exécutif régional. Dans le deuxième cas, les États membres transfèrent leur pouvoir à l'organe transnational et le pouvoir de cet organe de faire appliquer les programmes régionaux détermine les progrès de l'intégration. Ce type d'intégration est appelé intégration « de haute politique » et prend la forme d'une commission régionale.

Pour représenter ces forces dynamiques régionales, on utilise le concept de « moteurs de changement » issu de la littérature sur la gestion des transitions, qui décrit les forces qui déterminent la trajectoire de développement d'un système composé de divers acteurs et intérêts. Hekkert et al. (2007) introduisent ce concept pour décrire les forces motrices et les voies de changement au sein des systèmes d'innovation. Le même concept a également été utilisé par Beyer (2007) pour décrire le rôle des organisations dans les processus d'élaboration des politiques.

Selon Elabbas et al. (2023), les pools de pouvoir font apparaître trois moteurs de changement que sont :

i. Les Communautés économiques régionales (CER) : en tant que décideurs politiques, ils disposent des principaux moyens de modifier les objectifs, l'organisation et la conception du marché du pool énergétique. Toutefois, cela dépend de leurs caractéristiques juridiques et institutionnelles ainsi que de leurs relations formelles avec le pool énergétique.
ii. Les États membres du pool énergétique : Ils pourraient modifier directement la conception du pool énergétique ou la propager par l'intermédiaire d'un organisme régional. Que les États membres soient ouverts au commerce ou qu'ils poursuivent des

politiques protectionnistes, leurs stratégies ont un impact sur le développement du pool de puissance. Néanmoins, un pool de pouvoir qui fonctionne bien accroît la confiance des membres dans un processus de retour d'information et pourrait finalement avoir un impact sur leurs stratégies initiales visant à accroître le degré d'intégration (Oseni et Pollitt, 2014 ; Schimmelfennig, 2018).

iii. Les institutions financières et partenaires techniques jouent un rôle dans la trajectoire de développement. Les institutions financières soutiennent le développement de l'infrastructure régionale et fournissent une assistance financière et technique pour améliorer la capacité des pools électriques africains. Avec un tel soutien, la conception du pool électrique est susceptible d'être modifiée, en particulier en ce qui concerne les aspects techniques du marché et la conception des tarifs.

Ces trois dimensions interagissent pour déterminer la trajectoire de chaque pool énergétique, sa capacité d'adaptation et son degré d'intégration effective.

- **Le rôle des Communauté économiques régionales (CER)**

Les CER jouent un rôle central dans la coordination politique et institutionnelle du commerce régional d'électricité.

Dans le SAPP, la SADC constitue le cadre politique de référence. Elle assure la supervision du pool à travers son Comité des ministres de l'énergie, qui approuve les principales orientations du marché régional. Cependant, le SAPP conserve une autonomie opérationnelle, notamment pour la mise en œuvre des transactions, la coordination des interconnexions et la gestion du marché à court terme. L'absence d'une autorité de régulation régionale contraignante reste néanmoins une limite structurelle : la RERA (Regional Electricity Regulators Association of Southern Africa) ne dispose que d'un rôle consultatif et de renforcement des capacités (Elabbas et al., 2023).

Dans le Nord Pool, l'intégration repose sur un cadre communautaire fort : celui de l'Union européenne. Les politiques énergétiques des pays nordiques sont alignées sur les directives européennes successives relatives à la libéralisation du marché de l'électricité. Les organismes tels que la Commission européenne, le Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER) et le *European Transmission System Operators* (ETSO) soutiennent la coordination et l'harmonisation des pratiques de marché. Cette structure communautaire assure une gouvernance transparente et une sécurité réglementaire élevée.

Dans le MER, le Système d'Intégration Centraméricaine (SICA) encadre l'ensemble du processus d'intégration énergétique. Le Traité-cadre du marché de l'électricité centraméricain, signé sous l'égide du SICA, a permis de créer des institutions régionales stables (CRIE, CDMER, EOR). Cette organisation régionale fournit le cadre politique et juridique qui garantit la cohérence entre les pays participants, tout en favorisant les investissements dans les infrastructures régionales.

- **Les stratégies nationales et les dynamiques internes**

Les États membres exercent une influence déterminante dans la dynamique de chaque pool, selon des logiques de pouvoir, de dépendance énergétique ou d'intérêts économiques spécifiques. Il est courant que les pays recherchent naturellement l'autosuffisance énergétique comme mesure de sécurité et, par conséquent, que leurs stratégies initiales ne soient pas favorables au commerce régional. Néanmoins, les petits pays qui ne peuvent pas se permettre des projets de production à grande échelle comptent sur l'importation d'électricité pour répondre à leur demande.

Dans le cas du SAPP, la création du pool répondait à une volonté de coopérer pour réduire leur dépendance vis-à-vis de l'Afrique du Sud. Toutefois, en tant que principal exportateur de la région, l'Afrique du Sud continue de dominer la production et les orientations du pool. Cette position dominatrice permet de structurer le marché, mais est aussi source de déséquilibres politique et économique au sein de la région dans la mesure où l'hégémonie sud-africaine est parfois indexée comme un frein à l'ouverture du marché et à la diversification des sources d'approvisionnement.

Dans le Nord pool, du fait de la libéralisation du marché de l'électricité, les Etats jouent un rôle d'impulsion mais restent à distance du fonctionnement du marché. Lorsque les réformes structurelles sont adoptées, les gouvernements, dans le respect de la politique non-interventionniste, laissent la régulation et la coordination technique aux opérateurs et aux instances européennes.

Au niveau du MER, la structure de l'industrie électrique reflète une concentration verticale et horizontale très poussée. Les Etats restent fortement impliqués dans la gouvernance régionale.

Au Panama par exemple, la compagnie nationale d'électricité détient encore 50% de la production de l'électricité. Au Guatemala, Iberdrola contrôle 70 % de la distribution d'électricité. Alors que certains des pays de l'Amérique Centrale ont totalement privatisé leurs compagnies d'électricité et séparé les segments production des segments distribution, d'autres comme le Honduras et Costa Rica ont encore des sociétés verticalement intégrées. On voit bien là qu'il n'y a pas d'uniformité totale des réformes du secteur dans tous les pays membres du Traité SIEPAC. Seuls les opérateurs autorisés par les Etats ou les régulateurs nationaux sur les marchés nationaux respectifs peuvent opérer sur le marché régional. Ce sont les opérateurs nationaux assurant déjà le service public qui sont habilités à opérer sur le marché régional.

- **Le rôle des institutions internationales et des partenaires techniques**

Les institutions internationales et les partenaires techniques jouent un rôle catalyseur dans le développement des trois pools énergétiques.

Le SAPP bénéficie d'un soutien financier de la part des banques régionales de développement et un soutien technique important des partenaires tels que les gouvernements suédois et norvégien, l'U.S. Energy Association et le Nord pool.

Dans le Nord pool, les appuis extérieurs se limitent davantage à la coordination institutionnelle et technologique au sein de l'Union Européenne. Au sein du MER, les institutions internationales ont joué un rôle déterminant. Le projet SIEPAC a été financé par la Banque interaméricaine de développement (BID), la Banque centraméricaine pour l'intégration économique (BCIE) et plusieurs gouvernements nationaux.

Synthèse

A la suite de la comparaison de ces trois pools que sont le Nord Pool, le SAPP et le MER, il ressort des trajectoires d'intégration différenciées, selon les contextes institutionnels, techniques et économiques.

Le Nord Pool constitue le modèle le plus avancé et le plus mature d'intégration régionale de l'électricité. Il repose sur un marché totalement libéralisé, structuré autour de mécanismes concurrentiels sophistiqués, notamment un marché spot avec des prix horaires reflétant les conditions de l'offre et de la demande. La gouvernance du Nord Pool se caractérise par une régulation indépendante et harmonisée à l'échelle régionale, soutenue par des cadres juridiques stables et des institutions solides. L'intégration technique est complète, avec des réseaux fortement interconnectés, une gestion efficace des congestions et des mécanismes d'équilibrage performants. Si l'intégration a initialement bénéficié d'un fort soutien politique, le fonctionnement du marché repose aujourd'hui principalement sur des logiques économiques, conférant au Nord Pool une autonomie opérationnelle élevée vis-à-vis des États.

Le SAPP représente un niveau de maturité intermédiaire avancé, et constitue à ce titre l'expérience la plus aboutie en Afrique subsaharienne. Il bénéficie d'un cadre institutionnel relativement structuré au sein de la Communauté de développement de l'Afrique australe (SADC), ainsi que d'une capacité technique et humaine permettant la gestion des échanges régionaux. Toutefois, le marché régional demeure largement dominé par des accords bilatéraux, et la régulation régionale reste faiblement contraignante, notamment en raison des limites institutionnelles de la Regional Electricity Regulators Association (RERA). Par ailleurs, la forte influence politique et économique de l'Afrique du Sud confère au SAPP une dynamique asymétrique, qui freine l'émergence d'un marché pleinement intégré. Malgré ces limites, le SAPP affiche un degré d'intégration opérationnelle et technique supérieur à celui des autres pools du Sud.

Le MER, mis en place en Amérique centrale, présente une configuration institutionnelle singulière, caractérisée par l'existence d'un cadre juridique régional contraignant et par la création d'organes régionaux dotés d'une autonomie formelle. Le projet SIEPAC a permis l'établissement d'une interconnexion régionale effective, facilitant les échanges

transfrontaliers. Toutefois, la capacité limitée des infrastructures, l'hétérogénéité des réformes nationales et la concentration du marché autour de quelques acteurs restreignent le fonctionnement effectif du marché régional. Le MER opère ainsi davantage comme un marché complémentaire aux marchés nationaux que comme un espace d'intégration électrique pleinement opérationnel, ce qui se traduit par un niveau de maturité inférieur à celui du SAPP, malgré une intégration juridique plus formalisée.

De cette synthèse, il ressort que les trois pools étudiés sont à des niveaux d'intégrations différentes et utilisent différents modèles d'intégration. Mais tout compte fait, le Nord pool est le plus avancé suivi du MER et enfin le SAPP. Ceci étant, le SAPP a du chemin à faire et peut constituer le leader des pools énergétiques de l'Afrique subsaharienne.

4. Les bénéfices concrets des intégrations d'énergie

Plusieurs approches ont été utilisées dans la littérature pour évaluer les impacts du secteur énergétique, en particulier les réformes du secteur électrique. Il s'agit notamment de l'analyse coûts-avantages sociaux, de l'analyse économétrique, de l'analyse de l'efficacité et de la productivité, de l'analyse macroéconomique et d'études de cas spécifiques.

Une analyse coûts-avantages sociaux (ACAS) considère en principe les réformes et la restructuration du secteur énergétique comme un investissement et compare les coûts de l'investissement aux avantages, qui correspondent à l'évolution des performances réelles et prévues par rapport à un scénario contrefactuel défini de ce qui se serait passé en l'absence de réformes et de restructuration (Jones et al. 1990).

L'analyse économétrique est utilisée pour tester des hypothèses à travers l'analyse statistique des déterminants de la réforme et des performances, quantifiant ainsi l'effet de diverses réformes sur les indicateurs de performance du secteur énergétique.

Les analyses d'efficacité et de productivité sont utiles pour évaluer l'efficacité de la transformation des intrants en extrants, par rapport aux meilleures pratiques. Des méthodes paramétriques et non paramétriques sont utilisées pour mesurer la productivité et l'efficacité.

L'analyse macroéconomique utilise des modèles macroéconomiques, tels que les Modèles d'équilibre général calculable (MEGC), pour évaluer les impacts quantitatifs des réformes énergétiques sur l'économie. Les modèles EGC utilisent des données économiques réelles pour estimer comment une économie pourrait réagir à des changements de politique, de technologie ou d'autres facteurs externes liés aux réformes énergétiques.

4.1. Les impacts des réformes sur la tarification de l'électricité

Il n'existe pas de consensus clair concernant les preuves de l'impact des réformes sur les prix de l'énergie dans les pays en développement. Les données mondiales suggèrent que la privatisation n'a pas réduit les coûts à court terme pour l'industrie une fois prise en compte la propriété, tandis que l'ingérence du gouvernement dans les décisions d'investissement a entraîné une augmentation des coûts (Pollitt, 1995). De plus, les données varient selon les régions en développement, et les effets des différentes mesures de réforme sur les prix de l'énergie diffèrent également. Trois études réalisées par Nagayama (2007 ; 2009) et (Erdogdu 2011) sont d'une importance notable pour évaluer les effets des réformes sur les prix au niveau mondial. Par exemple, Nagayama (2007) montre que l'introduction d'IPP étrangers, la privatisation et l'introduction de la concurrence au niveau de la vente au détail ont fait baisser les prix de l'électricité dans certaines régions, mais pas dans tous les pays en développement qu'ils ont étudiés. Les institutions de régulation dans les pays en développement sont souvent jugées non indépendantes, ce qui implique que l'ingérence politique empêche les prix de l'énergie de refléter les coûts. Une étude de (l'ESMAP 2011) montre que le dégroupage vertical a réduit les tarifs de l'électricité de 10%, ce qui indique un degré de compétitivité plus élevé dans les pays en développement.

Les effets des réformes sur la marge entre le prix et le coût de l'électricité (c'est-à-dire la différence entre le prix de l'électricité et son coût) et les niveaux de subventions croisées peuvent varier entre les consommateurs industriels et résidentiels dans les pays en développement et les pays développés. La participation des producteurs indépendants d'électricité (IPP) au marché de la production et l'existence de marchés de gros semblent réduire la marge entre le prix et le coût dans les pays d'Amérique latine (Erdogdu, 2011). De même, la mise en place de marchés de gros de l'électricité et d'un régulateur du marché a eu un effet à la baisse sur les marges prix-coût résidentiels dans les pays en développement. Le dégroupage, élément inhérent au modèle de réforme classique), associé à la privatisation, a également entraîné une baisse des marges prix-coûts résidentiels dans les pays en développement d'Amérique latine. Ces données montrent que chacune des principales étapes de la réforme peut avoir des effets divers sur les marges prix-coûts et les niveaux de subventions croisées dans différents pays. D'autre part, les effets globaux des réformes sur les prix industriels et résidentiels de l'électricité dépendent du niveau de restructuration de l'industrie. (Sen et Jamasb, 2012). En Amérique latine, le passage d'un régime réglementaire basé sur les coûts à un régime de plafonnement des prix n'a pas entraîné d'évolution claire des prix de

l'électricité, bien que les changements de propriété et de régime réglementaire dans le secteur de la distribution d'électricité aient conduit à une baisse générale des prix de détail (Estache et Rossi, 2005). La baisse des prix n'a toutefois pas correspondu aux gains de productivité correspondants. Toutefois, une étude de (Balza, Jimenez et Mercado, 2013) a montré qu'une augmentation de 1 % des investissements privés cumulés entraînait une réduction de 0,015 % des prix de l'électricité dans toute l'Amérique latine. La qualité de la réglementation dans les pays en cours de réforme a également contribué à réduire considérablement les prix de l'électricité. Au Pérou, la restructuration et la privatisation du marché de la distribution d'électricité ont entraîné une augmentation des prix pour les consommateurs (Anaya, 2010). En Argentine, les prix de gros de l'électricité ainsi que les tarifs moyens réels ont baissé par rapport aux niveaux de 1992 en raison de l'intensification de la concurrence due à la restructuration et à la privatisation du secteur, même si les prix ont été gelés à la suite de la crise économique de 2002 due à la dévaluation de la monnaie nationale (Haselip et Potter, 2010). Les prix moyens de l'électricité aux nœuds ont également baissé au Chili par rapport aux niveaux de 1982 avec la mise en œuvre de réformes, tandis que les prix ont baissé de 30 % en Argentine (Pollitt, 2004). Néanmoins, l'évaluation de l'effet causal de la baisse des prix pour les groupes à faibles revenus est compliquée au Chili, car les subventions ciblées et les politiques d'électrification peuvent également produire cet effet plutôt que la privatisation stricte (Paredes, 2001). En Colombie, les prix ont baissé de 20 % (Ayala et Millan, 2003).

Dans d'autres pays en développement, les effets de la réforme du secteur de l'électricité sur les prix de l'électricité sont inverses à ceux observés dans les pays d'Amérique latine. Par exemple, en Turquie, la privatisation des réseaux de distribution d'électricité n'a pas entraîné la baisse attendue des prix de détail au cours des premières années du programme de réforme, malgré une réduction des tarifs de gros (les prix de détail ont augmenté de 6 % tandis que les prix de gros ont diminué de 10 % (Karahan et Toptas, 2013). De même, en Afrique, les prix de l'électricité ont été généralement élevés avant et après les réformes du secteur. Dans la plupart des pays d'Afrique subsaharienne, le tarif moyen de l'électricité est resté presque deux fois plus élevé que dans d'autres régions du monde, que ce soit avant ou après les réformes. Les tarifs élevés de l'électricité qui prévalent, la difficulté des consommateurs socialement vulnérables à absorber de nouvelles hausses de prix (faible accessibilité financière) a souvent empêché la poursuite des réformes tarifaires dans de nombreux pays en transition (Fankhauser et Tepic, 2007).

4.2. Les impacts des réformes sur la qualité du service et l'accès

L'un des principaux objectifs de la plupart des pays en cours de réforme était d'améliorer la qualité de l'approvisionnement énergétique (Joskow 1998 ; Briceno-Garmendia et al. 2004). Les réformes devaient permettre d'accroître la production d'énergie, d'utiliser efficacement les capacités existantes et d'ajouter de nouvelles capacités en attirant les investissements et en réduisant les pertes d'énergie. Des études, telles que celles de (Cubbin et Stern 2004, 2006), Erdogdu (2014) et (Zhang et al.2008), montrent que la concurrence sur le marché et le renforcement de la gouvernance réglementaire résultant des réformes du secteur de l'électricité ont permis d'améliorer la pénétration des services, d'augmenter la capacité de production, d'utiliser la capacité de production et la marge de réserve dans certains pays en développement.

Les effets des réformes sur la qualité et l'accès ont varié selon les régions en développement, comme l'a montré (Nagayama 2010) à l'aide de méthodes économétriques pour l'analyse de données de panel. L'introduction d'IPP étrangers, lorsqu'elle coexistait avec des régulateurs indépendants et une dissociation, a augmenté la capacité de production par habitant dans les pays en développement d'Asie, tandis que la création d'un régulateur indépendant a produit l'effet inverse. La capacité de production par habitant a augmenté dans les pays d'Amérique latine et des Caraïbes avec l'introduction d'un marché de gros de l'électricité et d'une bourse de l'électricité. Les réformes ont eu des effets différents sur les pertes liées au transport et à la distribution d'électricité (Nagayama, 2010). L'introduction d'IPP étrangers a réduit les pertes liées au transport et à la distribution dans les pays en développement d'Asie, tandis qu'elle a eu l'effet inverse en Amérique latine, parallèlement à la mise en place d'un régulateur indépendant du secteur. L'introduction du marché de gros de l'électricité a augmenté les pertes de T&D dans les pays en développement d'Asie, car la quantité d'électricité échangée a augmenté.

D'autre part, les investissements du secteur privé dans les réseaux de transport et de distribution ont contribué à réduire les pertes d'électricité en Amérique latine (Balza, Jimenez et Mercado, 2013). Les pertes techniques et non techniques ont fortement diminué, passant de plus de 20 % en 1992 à un peu plus de 10% en 2007 en Argentine (Pollitt, 2008). Le nombre de minutes d'interruption de l'approvisionnement par an est passé de 9,6 en 1997 à 2,1 en 2003 au Chili, tandis que les pertes de distribution ont diminué de 19,8 % en 1987 à 5,6 % en 2003 (Pollitt, 2004). La capacité de production a également augmenté dans de nombreux pays d'Amérique latine et des Caraïbes, à l'exception du Brésil après les réformes (Millan, 2005).

Le niveau moyen des pertes liées au transport et à la distribution en Afrique subsaharienne était d'environ 27,5 % en 2009, bien que les pertes du système varient considérablement, allant de 14,5 % en Angola à 68 % au Swaziland (ESMAP, 2009). Les réformes n'ont pas non plus permis de réduire le vol d'électricité dans la plupart des régions du monde en développement, étant donné que la qualité de la gouvernance, notamment l'efficacité de la responsabilité, la stabilité politique, l'efficacité du gouvernement et la lutte contre la corruption, peuvent réduire le vol d'énergie dans les pays en développement (Smith, 2004).

L'expérience internationale en matière de restructuration, de privatisation et de libéralisation du secteur de l'électricité a mis en évidence les vulnérabilités de l'approvisionnement en électricité dans divers pays (Hall, 1999). Par exemple, la fin de l'année 1997 a été marquée par des coupures de courant répétées à Rio de Janeiro, au Brésil, puis à Buenos Aires, en Argentine, où une panne d'électricité de 10 jours s'est produite en 1999, tandis que l'Inde a connu l'une de ses plus importantes pannes d'électricité, qui a touché 20 États indiens en 2012. Ces vulnérabilités de l'approvisionnement coïncident avec une augmentation moins importante que prévu des investissements privés dans les segments des réseaux électriques (transport et distribution) dans les industries électriques des pays en développement, parallèlement aux progrès des réformes. En outre, les progrès vers la réforme du secteur de l'électricité ont coïncidé avec un soutien limité des gouvernements à la recherche et au développement (R&D), ce qui menace potentiellement l'amélioration durable de l'efficacité dans les secteurs de l'électricité des pays en développement (Erdogdu, 2013).

Les réformes du secteur de l'électricité dans les pays en développement ont souvent été envisagées dans le but d'améliorer l'accès à l'électricité pour tous les segments de la population (Sinha, 2003). En effet, la participation du secteur privé à la production/génération d'énergie permet d'augmenter les investissements destinés à développer la capacité d'approvisionnement en électricité et, par conséquent, d'améliorer l'accès à l'électricité. Cependant, les données disponibles suggèrent que les réformes du secteur de l'électricité n'accélèrent pas nécessairement l'accès à l'énergie. Il manque également des informations systématiques indiquant une amélioration de l'accès à l'électricité pour les pauvres grâce aux réformes du secteur de l'électricité (Prasad 2008 ; Haanyika 2006). Le coût prohibitif de l'électricité pour les populations pauvres implique également que toute initiative de réforme visant à intensifier l'électrification rurale a peu d'impact sur l'amélioration de l'accès à l'énergie des populations pauvres (Bhattacharya, 2006).

Les données provenant des pays d'Amérique latine suggèrent que les investissements du secteur privé, l'amélioration de la qualité de la réglementation et les réformes institutionnelles globales ont considérablement amélioré la couverture électrique dans la région (Balza, Jimenez et Mercado, 2013). La couverture électrique a connu un succès notable en Amérique du Sud après les réformes, où les niveaux d'électrification post-réforme ont considérablement augmenté par rapport aux niveaux pré-réforme (Kozulj et Di Sbroiavacca, 2004). Par exemple, les taux d'électrification après la réforme en Argentine, au Pérou et au Salvador ont respectivement augmenté pour atteindre 95 %, 72 % et 76 %, contre 91 %, 38 % et 62 % avant la réforme. Le nombre de ménages sans électricité au Chili a diminué pour atteindre 14 % en 2002, contre 62 % en 1982 après les réformes (Pollitt, 2004).

4.3. Les impacts des réformes sur la productivité et l'efficacité économique

Les niveaux d'électrification ont augmenté après les réformes. Les changements dans les structures du marché de l'énergie, ainsi que les changements dans le rôle de l'État et la réglementation du secteur, visaient à améliorer l'efficacité et les niveaux de productivité des services publics grâce à l'introduction de la concurrence sur le marché (Wolfram, 1999). Les preuves des réformes visant à l'amélioration de l'efficacité et de la productivité dans le secteur de l'électricité sont positives, en particulier en Amérique latine, qui reste également la région la plus étudiée. Cependant, les effets des réformes sur l'efficacité et la productivité restent les moins étudiés en Asie du Sud et en Afrique. Seules quelques études analysent l'efficacité des services publics et les réformes au niveau mondial.

Une étude antérieure de (Yunos et Hawdon 1997) a révélé que les changements de propriété ne résolvent pas automatiquement les problèmes d'efficacité en l'absence de concurrence entre les pays les moins développés, où des écarts d'efficacité importants persistent entre les petits et les grands fournisseurs d'électricité. (Rodriguez-Pardina et Rossi 2000) trouvent des preuves qui suggèrent que les pays qui ont réformé leur secteur de l'électricité ont obtenu de meilleurs résultats que ceux qui ne l'ont pas fait. Bien que l'efficacité technique des principales entreprises de distribution d'électricité en Amérique du Sud se soit légèrement améliorée entre 1994 et 2001, les résultats suggèrent qu'il existe une marge considérable pour améliorer l'efficacité des entreprises (Estache, Rossi et Ruzzier, 2004). Les gains de productivité semblent correspondre au degré d'incitation intégré dans la réglementation, tandis que les entreprises privées soumises à une réglementation du taux de rendement ont affiché une productivité du travail similaire à celle des entreprises publiques (Estache et Rossi, 2005).

La productivité du travail dans le secteur de la distribution d'électricité a augmenté après les réformes en Argentine (Pollitt, 2008). La productivité du travail dans la distribution d'électricité a également augmenté au Chili depuis la privatisation des principales entreprises (Fischer, Gutierrez et Serra, 2003). L'intégration de la valeur ajoutée de la distribution (VAD) dans les processus de fixation des tarifs a contribué à améliorer l'efficacité du secteur de la distribution au Chili (Sanhueza, Rudnick et Lagunas, 2004). Au Brésil, la privatisation n'a pas eu d'impact statistiquement significatif sur les dépenses d'exploitation, mais l'efficacité technique a diminué si l'on tient compte des dépenses totales (Motta, 2004). Cela justifie l'inclusion des coûts d'investissement dans tout exercice d'analyse comparative. Dans l'ensemble, les processus de réforme ainsi que les incitations générées dans le cadre du processus de réforme au Brésil ne semblent pas avoir conduit les entreprises à se comporter de manière plus efficace entre 1998 et 2005 (Ramos-Real et al. 2009).

(Bonifaz et Santin 2000) ont constaté que les entreprises privatisées n'étaient pas plus performantes que les entreprises publiques, arguant que la privatisation n'avait pas entraîné d'amélioration en termes d'efficacité parmi les entreprises péruviennes de distribution d'électricité. L'expérience post-réforme suggérait un manque de preuves de changements techniques ou d'économies significatives associées aux améliorations technologiques dans le secteur (Bonifaz et Rodriguez, 2001). Des améliorations de l'efficacité et de la productivité de la distribution d'électricité au Pérou ont été observées avec l'adoption de réformes réglementaires dans le secteur péruvien de l'électricité, bien que la privatisation ne se soit avérée avantageuse que dans les premières années suivant la réforme (Perez-Reyes et Tovar, 2010). Il semble y avoir une relation positive entre la restructuration et les réformes du secteur de la distribution d'électricité et l'amélioration de la productivité au Pérou (Perez-Reyes et Tovar, 2009). Les pratiques de gestion semblent être importantes dans la distribution d'électricité au Pérou, ce qui explique pourquoi les services publics privés sont moins inefficaces que les services publics (Bonifaz et Jaramillo, 2010).

En Colombie, les réformes des années 1990 semblent avoir amélioré les niveaux d'efficacité moyens de la distribution d'électricité, la politique réglementaire ayant eu un effet positif, tandis que la propriété n'a pas eu d'effet concluant (Pombo et Ramirez, 2002a). Les améliorations technologiques et la politique réglementaire ont eu un effet positif sur l'efficacité moyenne, mais l'écart entre les entreprises performantes et les entreprises peu performantes s'est creusé après les réformes (Pombo et Ramirez, 2002b). Mello et Espinoza (2004) n'ont constaté aucun changement significatif dans les niveaux de productivité des 20 entreprises de distribution entre

1993 et 2003, bien que les variables environnementales aient eu une incidence significative. En revanche, (Pombo et Taborda 2006) ont montré que l'efficacité et la productivité des centrales ont augmenté après la réforme réglementaire de 1994, bien que l'efficacité des sociétés de distribution ne se soit pas améliorée après les réformes. Néanmoins, la distribution d'électricité en Colombie se caractérise par une forte persistance de l'inefficacité et une grande hétérogénéité entre les entreprises (Galan et Pollitt, 2014). Les entreprises rurales et celles qui ont de petits clients semblent avoir enregistré les gains d'efficacité les plus importants au cours des 15 années qui ont suivi les réformes.

En Afrique subsaharienne, les résultats obtenus à partir de l'analyse de l'efficacité des entreprises d'électricité de Côte d'Ivoire n'ont pas permis de rejeter l'hypothèse d'une amélioration significative des performances au cours de la période post-privatisation, tandis que les mesures d'efficacité technique ont évolué de manière irrégulière depuis la privatisation (Plane, 1999). Parallèlement, (Estache et al. 2008) ont tenté de documenter les niveaux d'efficacité des entreprises d'électricité africaines sur la base d'un échantillon de 12 opérateurs fournissant des services dans les 12 pays membres du Southern Africa Power Pool. L'étude s'est appuyée sur la technique de décomposition DEA pour estimer les changements dans la productivité totale des facteurs (PTF). Les résultats ont montré des niveaux d'efficacité et de performance comparables dans la région, sans trouver de corrélation claire entre les améliorations de l'efficacité et l'adoption de réformes.

En Pologne, l'efficacité technique des entreprises de distribution d'électricité a augmenté pendant le processus de transition, tandis que l'efficacité allocative s'est détériorée (Cullman et von Hirschhausen, 2008a). L'analyse transnationale a suggéré que les entreprises de distribution polonaises étaient légèrement inefficaces, tandis que la République tchèque affichait l'efficacité la plus élevée (Cullman et von Hirschhausen, 2008b). La Slovaquie et la Hongrie se situaient dans la moyenne. Cela implique que la privatisation a eu un effet positif sur l'efficacité technique dans les quatre pays.

4.4. Les impacts des réformes sur le bien-être économique et la croissance

Quelques études ont évalué les impacts des réformes du secteur de l'électricité sur le bien-être économique. (Galal et al., 1994), qui ont estimé les impacts sur le bien-être de la privatisation des sociétés chiliennes de distribution et de production d'électricité, ont réalisé l'une des premières études les plus complètes sur les implications des réformes du secteur de l'électricité

en matière de bien-être. La privatisation des compagnies d'électricité chiliennes (une de distribution et une de production d'électricité) a entraîné un gain permanent de bien-être social équivalent à 2,1 % de la valeur des ventes de 1986. Cependant, ces gains ont été obtenus au prix d'une perte fiscale et les deux tiers des gains globaux sont allés à des actionnaires étrangers. Au Brésil, la privatisation de la distribution d'électricité au cours de la période 1995-2000, lorsqu'environ 60 % de la privatisation a eu lieu, a généré un gain ponctuel équivalent à 2,5 % du PIB, tandis que les producteurs ont obtenu environ les deux tiers des bénéfices (Mota, 2003). Les consommateurs auraient pu bénéficier davantage de la privatisation dès le début grâce à une réglementation plus stricte. Les effets de la privatisation partielle et de la restructuration du marché de l'électricité péruvien sur le bien-être économique se sont également avérés intéressants, les gains s'élevant à 542 millions de dollars américains aux prix de 2007 (Anaya, 2010). Les gains distributifs suggèrent que le gouvernement et les producteurs ont le plus bénéficié des gains de bien-être, tandis que les consommateurs en ont le moins profité.

En termes d'effets sur la croissance économique, des études ont démontré des effets positifs des réformes du secteur de l'électricité. Par exemple, (Sen et Jamasb, 2012) montrent empiriquement que l'augmentation du stock d'infrastructures électriques a contribué de manière significative à la production économique industrielle. La littérature existante révèle qu'Easterly et Levine (2003), Rodrik et al., (2004) et Acemoglu et Robinson (2010) établissent également une relation positive entre le stock (ainsi que la qualité) des infrastructures et la croissance du PIB par habitant.

Les données empiriques suggèrent également un lien positif fort entre la qualité de la réglementation dans tous les secteurs économiques et les performances économiques telles que la croissance économique dans les pays en développement (Jalilian, Kirkpatrick et Parker, 2007). Les réformes du secteur de l'électricité peuvent stimuler la croissance économique en améliorant l'accès à l'électricité et la consommation d'électricité (Ozturk, 2010). Cependant, seules quelques études ont directement examiné si les réformes du secteur de l'énergie constituent des déterminants de la croissance économique, où le PIB par habitant et l'emploi global sont utilisés comme indicateurs de la croissance économique.

(Chisari et al., 1999) ont estimé les effets macroéconomiques de la privatisation et de la réglementation des services publics, y compris le secteur de l'énergie, qui ont débuté en 1989 en Argentine. La privatisation de la production et de la distribution d'électricité et du gaz a eu un effet positif sur le PIB. La privatisation du secteur du gaz a eu l'effet le plus important sur le PIB, avec une augmentation de 0,31 % du PIB en présence d'une bonne réglementation. La

privatisation des services publics d'énergie n'a pas contribué à la hausse spectaculaire du chômage entre 1993 et 1995. Les conséquences fiscales de la privatisation et de la réglementation des services publics d'infrastructure, y compris l'énergie, suggèrent que le pays a davantage gagné en termes macroéconomiques grâce à la valeur actuelle nette des réductions de subventions (Benitez et al., 2001). La réaffectation des ressources libérées par la suppression des subventions énergétiques à des dépenses publiques plus productives peut contribuer à stimuler la croissance économique à long terme (FMI, 2013).

Un marché régional certes, mais il y a des obstacles à franchir, des défis à relever. En effet la section suivante va éclairer sur les obstacles au développement de pool énergétique et les facteurs de blocage de l'infrastructure énergétique.

5. Les obstacles au développement de pool énergétique et facteurs de blocage de l'intégration des infrastructures énergétiques en Afrique

5.1. Les obstacles au développement de pools énergétiques en Afrique

Le premier obstacle à l'établissement d'un marché régional est la mise en place de l'infrastructure matérielle et immatérielle nécessaire. Le personnel africain manque d'expérience dans l'élaboration des règles, procédures et réglementations nécessaires au marché, car il n'existe pas de marché national concurrentiel en Afrique. Le renforcement des capacités organisationnelles des pools électriques au niveau opérationnel est le premier défi à relever. Dans les premiers temps, le soutien des institutions internationales est indispensable pour acquérir de l'expertise. De même, le développement de l'infrastructure nécessite de soutenir les pays dont les conditions économiques sont difficiles. Le rôle traditionnel d'un pool énergétique est de promouvoir le développement des infrastructures en réalisant des études de faisabilité. Cependant, le pool peut également jouer un rôle dans le développement des infrastructures en facilitant la mobilisation des ressources financières et en supervisant les projets régionaux. Ce rôle est activé au niveau des fondations et exige que les institutions régionales protègent les investissements étrangers.

Le deuxième obstacle est le niveau d'engagement des membres dans le pool de d'énergie. Le pool fournit des services à ses membres tels que la réalisation d'études, la formation, la planification régionale, la coordination et la résolution des litiges en matière d'échange d'électricité. Le problème de l'engagement des membres est que certains pays rejoignent le pool comme mesure défensive contre une éventuelle exclusion du marché. Ces pays maintiennent

des politiques protectionnistes et pourraient bloquer certaines décisions au niveau de la conception. L'autre problème est que les grands exportateurs ayant un intérêt marqué pourraient exercer un effet de levier et tenter de dominer le pool. Une telle stratégie pourrait conduire à une conception inefficace du marché et à l'exclusion d'autres membres. En revanche, les membres peuvent être réticents à s'engager dans le pool lorsque la conception du marché est complexe et que les avantages ne sont pas évidents. Le personnel du pool peut s'attaquer à cet obstacle en répondant aux préoccupations et aux besoins des membres. Les performances du pool énergétique permettent de corriger les stratégies non coopératives.

La structure des réseaux électriques nationaux constitue un autre obstacle au développement d'un marché régional efficace. La majorité des systèmes nationaux d'électricité en Afrique sont organisés dans le cadre de services publics monopolistiques, avec des réglementations protectionnistes pour les producteurs indépendants. Cela réduit le nombre de participants au marché et augmente les possibilités d'exercer un pouvoir de marché. La concurrence imparfaite reste bénéfique pour les compagnies qui interagissent avec le marché et stimulent la coopération sur les projets publics (Venables et al., 2003). Cependant, il devient nécessaire d'adapter la réglementation et la conception du marché à une telle structure. La réglementation devrait permettre aux PIP d'effectuer des échanges régionaux afin d'accroître la liquidité du marché et d'améliorer le signal de prix. En outre, la surveillance du marché est nécessaire s'il existe un risque d'exercice d'un pouvoir de marché. Dans la théorie du commerce international, si les marchés sont initialement monopolisés, l'ouverture au commerce et à la concurrence entre les monopoleurs pourrait conduire à une perte de bien-être (Markusen, 1981). Si un pays vend de l'électricité à des tarifs inférieurs aux coûts réels, le résultat de l'interconnexion des deux pays serait une détérioration du bien-être global par rapport à l'absence d'interconnexion (De Villemeur et Pineau, 2012). Par conséquent, veiller à ce que le commerce suive des tarifs reflétant les coûts en réglementation ou en harmonisant les mécanismes de fixation des prix des pays membres devient crucial pour le développement d'un marché efficace.

5.2. Les facteurs de blocage de l'intégration des infrastructures énergétiques en Afrique

Le développement du réseau à grande échelle permet aux pays d'économiser des ressources en réduisant leur dépendance à l'égard des solutions portables et des centrales thermiques coûteuses et souvent obsolètes. Dans la pratique, cependant, la mise en commun de l'énergie n'est pas simple. Les pools électriques doivent se développer progressivement comme un

ensemble d'interconnexions, d'arrangements bilatéraux et d'accords entre les membres, où un régulateur régional doit être habilité à appliquer ses règles (Medinilla et al., 2019).

5.2.1. Les facteurs de blocages financiers de l'intégration des infrastructures énergétiques

Aujourd'hui, la plupart des compagnies publiques d'électricité en Afrique sont lourdement endettées et incapables d'obtenir par elles-mêmes les ressources financières nécessaires pour construire les tronçons d'interconnexion régionale et les lignes de distribution nationales connexes dont elles ont besoin (NDEA, 2019).

Les intérêts des États dans le secteur de l'énergie continuent de façonner les perspectives du commerce et de la coopération régionale en matière d'énergie jusqu'à aujourd'hui. De nombreuses entreprises nationales africaines de services publics sont en position de monopole et gèrent le plus souvent des infrastructures vieillissantes. Cette situation constitue rarement une bonne base pour des investissements compétitifs en faveur du commerce régional de l'énergie. L'énergie du Mali en Afrique de l'Ouest, par exemple, est continuellement au bord de la faillite, mais dans le même temps, les élites nationales et les fonctionnaires continuent de considérer le secteur énergétique national comme un buffet en libre-service pour de l'électricité bon marché et/ou des opportunités commerciales lucratives mais non compétitives (Medinilla et al., 2019). Comme indiqué plus haut, malgré son rôle crucial dans le SAPP, Eskom a également été mal gérée ces dernières années de manière court-termiste, accompagnant le passage de l'Afrique du Sud du statut de pays excédentaire à celui de pays déficitaire. Si des coopérations et des accords régionaux sont conclus en Afrique de l'Ouest (par exemple entre le Nigeria et le Niger, entre le Ghana, la Côte d'Ivoire et leurs voisins, entre la Mauritanie, le Sénégal, le Mali et la Guinée), ils sont moins soumis à la dynamique du marché qu'au maquignonnage intergouvernemental. En ce sens, le niveau régional reproduit les dynamiques nationales.

5.2.2. Les facteurs de blocages non financiers de l'intégration des infrastructures énergétiques

Selon la Banque africaine de développement (NDEA, 2019), les principaux obstacles au développement des projets régionaux d'infrastructure électrique se résument à **i)** l'absence générale de planification régionale du secteur de l'électricité qui prend en compte et intègre les plans d'expansion à moindre coût des Etats membres, **ii)** l'infrastructure insuffisante d'interconnexion entre les Etats membres ; ce qui empêche l'intégration régionale et les

échanges d'électricité, **iii)** la mauvaise préparation et la mauvaise structuration des projets régionaux d'infrastructure électrique par rapport aux projets nationaux (la plupart des projets proposés au niveau régional ou sous-régional ne bénéficie pas d'une préparation, d'une structuration des transactions et de stratégies d'atténuation des risques adéquats ; également, certains projets pourraient ne jamais voir le jour, faute de viabilité commerciale ou de bancabilité), **iv)** la complexification des projets régionaux d'infrastructure électrique, mettant en jeu de multiples parties prenantes et pays participants, **v)** la difficulté à répartir les risques et attribuer les coûts et les avantages entre les différentes parties impliquées dans les projets régionaux de grande envergure, **vi)** l'absence de flux de revenus fixes qui rend les projets d'interconnexion régionale plus difficiles à financer, **vii)** les difficultés de trésorerie et cote de crédit laissant à désirer de la plupart des distributeurs d'électricité appartenant à l'Etat (nombreux sont les projets régionaux d'infrastructure électrique qui sont dans l'impasse parce qu'un ou plusieurs des pays participants ne sont pas en mesure de fournir une contre garantie ou une garantie souveraine pour la dette à long terme, ni de mettre en place une garantie partielle de risque ou d'autres mesures de rehaussement de crédit), **viii)** la réticence des services publics d'électricité à la participation du secteur privé ou à leur manque d'expérience pour encourager cette participation (le secteur privé est absent, en particulier dans les projets d'interconnexion transfrontalière et de distribution, même si le secteur privé a marqué son intérêt à participer à de tels projets et représente une source potentielle de financement supplémentaire), **xv)** le manque d'expérience de gestion dans le développement et la mise en œuvre de projets transfrontaliers complexes, **x)** l'absence de réglementation sur l'électricité, de politique énergétique nationale et de régulateur indépendant de certains Etats ou le manque d'harmonisation avec les pays voisins pour les échanges transfrontaliers et de mécanismes pour une plus grande participation du secteur privé lorsqu'il existe des cadres juridiques et réglementaires et **xi)** l'insuffisance de la volonté politique pour les échanges régionaux d'électricité en raison de l'accent mis sur la sécurité énergétique nationale (certains pays enregistrent des excédents d'énergie importants qui dépassent la demande nationale d'électricité et les marges de réserves obligatoires ; or leurs pools énergétiques respectifs n'ont pas encore développé un marché d'échange d'électricité pour permettre la vente de la surcapacité).

Le manque de confiance dans le fonctionnement technique et financier des systèmes d'intégration électrique est également un blocage au processus d'intégration efficace. Également, les problèmes de solvabilité des compagnies électriques et les difficultés

financières, ainsi que les difficultés de coordination régionales des politiques intérieures entravent la mutualisation des efforts intégrateurs.

5.2.3. L'épineux facteur politique : marché régional sans libéralisation ?

Les gouvernements ont tendance à percevoir la sécurité énergétique dans le contexte étroit de la satisfaction de la demande nationale. Historiquement, la sécurité énergétique est également considérée comme une responsabilité essentielle de l'État. Ceci - parmi de nombreux autres facteurs - contribue à expliquer pourquoi les secteurs nationaux de l'énergie restent largement contrôlés par l'État et sont dans de nombreux cas, intégrés verticalement, ce qui signifie que l'ensemble de la chaîne, de la production à la transmission et à la distribution, est contrôlé par une seule entité. Par conséquent, toutes les réformes, en particulier celles liées à la gouvernance du secteur de l'énergie et à l'approvisionnement en énergie, ne sont pas seulement de nature économique, mais aussi politique.

En Afrique de l'Ouest par exemple, bien que la plupart des pays aient commencé à libéraliser le secteur de l'énergie dans les années 1990 dans le cadre des Programmes d'ajustement structurel (PAS) de la Banque mondiale et du FMI, seuls la Côte d'Ivoire et le Cap Vert ont un secteur de l'électricité détenu en majorité par des entreprises privées, et seuls quelques autres pays autorisent les producteurs d'électricité indépendants. Dans l'EAPP, même si les pays autorisent la participation de producteurs d'électricité indépendants, les entreprises publiques verticalement intégrées restent le seul acheteur dans la plupart des États membres de l'EAPP et dominent les secteurs nationaux de l'énergie.

Les services publics nationaux monopolistiques ont généralement du mal à attirer les investissements dans la production d'énergie, ce qui peut entraver le développement du commerce régional de l'énergie et la fourniture d'une électricité plus fiable et moins chère (Pineau, 2008). Dans l'Afrique du Sud post-apartheid, par exemple, Eskom a systématiquement sous-investi dans sa capacité de production, tout en s'efforçant d'étendre le réseau électrique et l'infrastructure de transmission pour atteindre tous les Sud-Africains (Vanheukelom & Bertelsmann-Scott, 2016). En fin de compte, cette approche a réduit la capacité de l'Afrique du Sud à s'engager dans le commerce régional de l'électricité et à inverser les rôles des producteurs et des consommateurs dans la région. Dans d'autres cas, les marchés nationaux de l'énergie sont si peu performants que le retour sur investissement est tout simplement jugé trop faible ou les risques trop élevés.

D'autre part, le cas de la Côte d'Ivoire montre que la réforme du secteur de l'électricité peut déboucher sur une expansion opportune de la production d'électricité - la Côte d'Ivoire a réussi à attirer des investissements privés pour deux projets IPP, ce qui lui a permis de développer une capacité excédentaire et de devenir un exportateur net d'énergie en Afrique de l'Ouest (UNECA, 2004).

Les pools énergétiques visent à libéraliser le marché national de l'énergie, c'est-à-dire à le rendre concurrentiel. Cela peut ne pas être dans l'intérêt des compagnies monopolistiques et des décideurs auxquels elles sont liées. Un marché régional est également difficile à réaliser dans un contexte de subventions énergétiques qui, dans de nombreux pays africains, contribuent à garantir un prix abordable pour les consommateurs (Clements et al., 2013). Il peut également y avoir une forte résistance de la part des consommateurs puissants et privilégiés qui ont tout à perdre d'une libéralisation du secteur.

Si, en théorie, les arguments en faveur des centrales électriques sont solides, il faudra peut-être du temps et des gains progressifs pour que les pays fassent confiance à un modèle intrinsèquement flexible, mais moins prévisible, pour le commerce régional de l'énergie. Une partie de la réponse peut résider dans la coopération sous-régionale, par le biais d'organisations existantes telles que les organisations de bassins fluviaux, et dans de nouvelles interconnexions autour de grands projets d'infrastructure. Si le travail au fil de l'eau est quelque peu intégré dans les pools africains, il est tout aussi important de maintenir l'élan autour de la planification à plus long terme.

En fin de compte, les pools énergétiques dépendent d'une masse critique de capacité excédentaire, qui a longtemps fait défaut sur le continent africain. Cela conduit à une situation délicate, où l'intérêt immédiat du commerce régional de l'électricité est souvent limité en raison de l'insuffisance de la capacité excédentaire actuelle. Le déficit structurel de nombreuses régions ne plaide pas en faveur d'investissements coûteux en matière d'interconnexion ou de l'utilisation de mécanismes de marché à court terme.

Enfin, s'il apparaît clairement que les infrastructures de production bénéficient d'une plus grande traction tant au niveau national qu'international, les pools énergétiques n'atteindront pas leurs objectifs si les compagnies d'électricité des États membres n'investissent pas dans les capacités de transmission et la maintenance. Bien que de nouvelles capacités de production doivent être mises en service, les compromis entre la couverture nationale et l'alimentation d'un marché régional ne disparaîtront pas, et l'augmentation de la demande d'électricité continuera probablement à influencer les politiques nationales et à les éloigner de la mise en commun de

l'électricité, à l'exception peut-être d'un nombre limité de mégaprojets. Quelle que soit la forme que prendra la coopération future, le défi consistant à répondre aux besoins en électricité des différents pays demeurera probablement, ce qui nécessitera la poursuite de la coopération régionale dans ce domaine.

Conclusion

Le présent chapitre avait pour objectif de dresser un panorama des programmes régionaux d'électricité et d'analyser les fondements conceptuels, institutionnels et empiriques de la coopération régionale dans le secteur énergétique, à travers un examen approfondi des expériences de pools énergétiques existants. L'objectif était d'identifier les déterminants de l'intégration régionale de l'électricité et d'évaluer, à partir d'expériences comparées, les conditions susceptibles de favoriser l'émergence et la consolidation d'un marché régional de l'électricité, en particulier dans les pays en développement et en Afrique subsaharienne.

La revue de la littérature a permis de mettre en évidence les justifications économiques et institutionnelles de la coopération énergétique. Celle-ci repose notamment sur la relation étroite entre la disponibilité de l'électricité et la croissance économique, ainsi que sur la répartition inégale des ressources énergétiques entre les pays. Une pareille asymétrie crée des opportunités de spécialisation et d'échanges fondées sur les avantages comparatifs, mais impose dans le même temps, des contraintes structurelles qui rendent indispensable une coordination régionale. À cela s'ajoutent les coûts élevés liés à la construction, à l'exploitation et à la maintenance des infrastructures électriques, lesquels limitent la capacité d'investissement des États pris individuellement et renforcent la pertinence d'une mutualisation des ressources et des financements à l'échelle régionale.

Les analyses mettent également en lumière, les conditions nécessaires à la réussite d'un marché régional de l'électricité. Elles montrent que l'intégration des systèmes électriques ne peut être limitée à la seule interconnexion physique des réseaux, mais suppose une harmonisation progressive des cadres réglementaires, techniques et institutionnels. Cette harmonisation concerne notamment les normes techniques, les règles d'accès aux réseaux, les mécanismes de tarification, les dispositifs de règlement des différends et le rôle des autorités de régulation. En l'absence de telles conditions, les échanges transfrontaliers demeurent limités et largement dépendants d'accords bilatéraux, réduisant ainsi la portée intégratrice des pools énergétiques.

Sur cette base, le cœur du chapitre repose sur une analyse comparative de plusieurs expériences de pools énergétiques, mobilisant le cadre analytique proposé par Elabbas et al. (2023), inspiré des travaux de Correljé (2008) sur les marchés hybrides de l'électricité. La comparaison du Nord Pool, du SAPP et du MER a permis de mettre en évidence des trajectoires d'intégration différenciées et des niveaux de maturité contrastés. Le Nord Pool apparaît ainsi comme un modèle d'intégration avancée, caractérisé par une libéralisation effective des marchés, une régulation indépendante, des institutions régionales solides et des mécanismes de marché transparents. À l'opposé, le MER, bien qu'appuyé sur un cadre juridique régional contraignant et des institutions formellement autonomes, reste limité par des capacités techniques restreintes, une faible profondeur de marché et une intégration effective encore partielle. Le SAPP quant à lui, occupe une position intermédiaire, illustrant un processus d'intégration progressive marqué

par des avancées significatives sur les plans technique et opérationnel, mais encore contraint par la prédominance des contrats bilatéraux et par une régulation régionale peu contraignante.

L'analyse comparative montre ainsi que la maturité d'un pool énergétique dépend moins de son ancienneté ou de l'existence d'institutions régionales que de la cohérence entre gouvernance, cadre réglementaire, infrastructures et conception du marché. Les expériences les plus avancées soulignent le rôle central de la crédibilité des règles du marché, de l'autonomie des institutions régionales et de la capacité des mécanismes de tarification à refléter les signaux économiques réels.

De manière plus générale, le présent chapitre met en évidence que l'intégration régionale de l'électricité constitue un processus graduel, qui nécessite un engagement politique durable, des investissements soutenus dans les infrastructures et une adaptation progressive des cadres institutionnels aux réalités économiques et sociales des États membres. Les expériences internationales analysées montrent également que les réformes du secteur de l'électricité, bien qu'orientées vers le marché, continuent de reposer sur un rôle central de l'État, notamment dans la planification, la régulation et la sécurisation des investissements.

Ces enseignements constituent une importance particulière pour l'Afrique subsaharienne, où le déficit énergétique demeure un frein majeur au développement économique et social. Ils laissent supposer que les pools énergétiques pourraient constituer des instruments structurants de l'intégration régionale et de la sécurité énergétique, à condition que les réformes engagées aillent au-delà de la coopération formelle pour s'inscrire dans une logique d'intégration effective des marchés et de renforcement des capacités institutionnelles.

Dans cette perspective, l'étude d'un pool régional en construction tel que le Système d'Échanges d'Énergie Électrique Ouest Africain (WAPP) parait pertinent pour examiner les opportunités et les limites de l'intégration régionale par l'électricité, en l'occurrence en Afrique de l'Ouest. Le chapitre suivant se propose ainsi d'analyser en profondeur l'évolution institutionnelle du WAPP, ses réalisations en matière d'infrastructures et d'échanges transfrontaliers, ainsi que les contraintes qui freinent encore son fonctionnement. L'objectif est d'évaluer dans quelle mesure le WAPP peut devenir un levier effectif d'intégration régionale et d'identifier les conditions nécessaires à sa consolidation en tant que marché régional de l'électricité pleinement opérationnel.

CHAPITRE 4 : IMPACT DES ECHANGES TRANSFRONTALIERS D'ELECTRICITE SUR L'INTEGRATION REGIONALE : CAS DU SYSTEME D'ECHANGE D'ENERGIE ELECTRIQUE DE L'AFRIQUE DE L'OUEST

CHAPITRE 4 : IMPACT DES ECHANGES TRANSFRONTALIERS D'ELECTRICITE SUR L'INTEGRATION REGIONALE : CAS DU SYSTEME D'ECHANGE D'ENERGIE ELECTRIQUE DE L'AFRIQUE DE L'OUEST

SIGLES ET ABREVIATIONS *229*

LISTE DES ILLUSTRATIONS *231*

Introduction *232*

1. La présentation de la Communauté économique des Etats de l'Afrique de l'ouest (CEDEAO) *235*

1.1. Les caractéristiques sociodémographiques de la CEDEAO 235

1.2. Les caractéristiques économiques 237

1.2.1. Le taux de croissance du PIB 237

1.2.2. Le solde budgétaire 239

1.2.3. L'endettement 241

1.2.4. Le niveau de pauvreté 242

1.3. Une vue d'ensemble du secteur énergétique 243

1.4. Les compagnies électriques au sein du Pool énergétique de l'Afrique de l'ouest 244

2. Le Pool Energétique Ouest Africain (WAPP) *245*

2.1. L'historique de la création du Système d'Echange d'Energie Electrique Ouest Africain 245

2.2. Un cadre juridique au WAPP 247

2.3. Les organes du WAPP 249

2.4. Le marché de l'électricité ouest africain 251

2.4.1. La conception du marché de l'électricité ouest africain 251

2.4.2. L'organisation du Marché de l'Electricité ouest africain 253

2.4.3. Les dispositions mises en œuvre pour le bon fonctionnement du marché de l'électricité régional 254

2.4.4. Le schéma de fonctionnement du WAPP en comparaison avec d'autres power pools, en l'occurrence le SAPP, l'EAPP, le MER et le Nord pool 258

3. Le Plan directeur de la CEDEAO pour le développement des moyens régionaux de production et de transport d'énergie électrique 2019-2033 ..... *260*

4. Les réalisations au sein du Pool énergétique de l'Afrique de l'ouest *263*

4.1. L'exploitation du système électrique du Pool énergétique de l'Afrique de l'ouest 263

4.2. Les principaux défis et facteurs critiques identifiés dans les pays du WAPP 270

4.2.1. Les défis opérationnels 271

4.2.2. Les défis techniques 272

4.2.3. Les défis financiers 273

4.2.4. Le défis de planification 274

4.2.5. Les défis de gouvernance 275

5. Les effets des échanges transfrontaliers d'électricité sur l'intégration régionale en Afrique occidentale *276*

5.1. L’accès à l’énergie 276
5.2. Le développement économique 277
5.3. La coopération régionale 280
5.4. Le renforcement du marché régional 281
5.5. La réduction des disparités 282
Conclusion *284*
Recommandations : *284*

SIGLES ET ABREVIATIONS

ARREC	**:**	Autorité de Régulation Régionale du Secteur de l'Electricité de la CEDEAO
ASS	**:**	Afrique Subsaharienne
BAD	**:**	Banque Africaine de Développement
BCIE	**:**	Banco Centroamericano de Integración Económica
BID	**:**	Banque Interaméricaine de Développement
BIDC	**:**	Banque d'investissement et de développement de la CEDEAO
CDMER	**:**	Conseil des Directeurs du MER
CEA	**:**	Commission Economique pour l'Afrique
CEB	**:**	Communauté électrique du Bénin
CEDEAO	**:**	Communauté Économique des États de l'Afrique de l'Ouest
CEET	**:**	Compagnie énergie électrique du Togo
CFRH	**:**	Comité des Finances et des Ressources Humaines
CI	**:**	Côte d'Ivoire
CIC	**:**	Centre d'Information et de Coordination
CIE	**:**	Compagnie Ivoirienne d'Electricité
CMLT	**:**	Coûts Marginaux à Long Terme
COMESA	**:**	Common Market for Eastern and Southern Africa
CPS	**:**	Comité de Planification Stratégique
CRIE	**:**	Commission régionale pour l'interconnexion électrique
CTE	**:**	Comité Technique et d'Exploitation
DIRD	**:**	Dépenses Intérieures de Recherche et Développement
EAGB	**:**	Empresa de Eletricidade e Águas da Guiné-Bissau
ECG	**:**	Electricity Company of Ghana
EDG	**:**	Electricité De Guinée
EDM-SA	**:**	Energie Du Mali SA
EDSA	**:**	Electricity Distribution and Supply Authority
EEEAO	**:**	Système d'Echange d'Energie Electrique Ouest Africain
ENR	**:**	Énergies Renouvelables
EOR	**:**	Opérateur Régional
EPR	**:**	Empresa Propietaria de la Red
ARREC	**:**	Autorité de Régulation Régionale du secteur de l'Electricité de la CEDEAO
EU	**:**	Etats-Unis
GERD	**:**	Grand barrage Ethiopien de la Renaissance
GNL	**:**	Gaz Naturel Liquéfié
HFO	**:**	Hydrofluoro-Oléfine
IBEX	**:**	Independent Bulgarian Energy exchange
ICC	**:**	International Chamber of Commerce
IDA	**:**	Association internationale de développement
IFD	**:**	Institutions de Financement du Développement
EAPP	**:**	Eastern African Power Pool
LEC	**:**	Liberia Electricity Corporation
LOLE	**:**	Loss of Load Expectation

MCCA : Marché Commun Centraméricain
MER : *Central American Regional Electricity Market*
NAWEC : National Water & Electricity Company
NBET : Nigerian Bulk Energy Trading
NEDCO : Northern Electricity Distribution Company
NIGELEC : Société Nigérienne d'Electricité
OMC : Organisation Mondiale pour le Commerce
OSM : Opérateur du Système de Marché
PEAC : Pool Electrique d'Afrique Centrale
PIB : Produit Intérieur Brut
PSS : Power System Stabilizer
RDC : République Démocratique du Congo
RERA : Régulateurs d'électricité d'Afrique australe
RMR : Règles du Marché Régional
RTN : Réseau de Transport Régional
SAPP : Southern African Power Pool
SBEE : Société béninoise d'électricité
SENELEC : Société Nationale d'Electricité du Sénégal
SIEPAC : Système d'Interconnexion Électrique des Pays d'Amérique Centrale
SOGEM : Société de Gestion de l'Energie de Manantali
SONABEL : Société Nationale d'Electricité du Burkina Faso
SPS : Sécurité Protection de la Santé
TCN : Transmission Company of Nigeria
UA : Union Africaine
UEMOA : Union Économique et Monétaire Ouest-Africaine
USD : United States dollar
VRA : Volta River Authority
WAGP : West African Gas Pipeline
WAPP : West African Power Pool
ZMAO : Zone Monétaire de l'Afrique de l'Ouest

LISTE DES ILLUSTRATIONS

LISTE DES FIGURES

Figure 9 - Organigramme du WAPP 249
Figure 10 - Réseau électrique du WAPP, 2021 264

LISTE DES GRAPHIQUES

Graphique 26 - Superficie des pays de la CEDEAO 235
Graphique 27 - Population de la CEDEAO (millions) 236
Graphique 28 - Taux de croissance du PIB des pays de la CEDEAO, 2022 – 2023 237
Graphique 29 - Taux de croissance par habitant dans les pays de la CEDEAO, 2023 239
Graphique 30 - Solde budgétaire des pays de la CEDEAO (% du PIB), 2023 240
Graphique 31 - Dette publique des pays de la CEDEAO (% du PIB), 2023 241
Graphique 32 - Taux d'accès à l'électricité en Afrique de l'ouest, 2023 244
Graphique 33 - La puissance installée des pays du WAPP de 2019 à 2024 265
Graphique 34 - Puissance disponible des pays du WAPP, 2019-2024 266
Graphique 35 - Production d'énergie (GWh) des pays du WAPP, 2016-2023 267
Graphique 36 - Consommation d'électricité (GWh) dans les pays du WAPP, 2016-2024 268
Graphique 37 - Exportation d'électricité (GWh) dans les pays du WAPP, 2016-2024 269
Graphique 38 - Importation d'électricité (GWh) dans les pays du WAPP, 2016-2024 270

CHAPITRE 4 : IMPACT DES ECHANGES TRANSFRONTALIERS D'ELECTRICITE SUR L'INTEGRATION REGIONALE : CAS DU SYSTEME D'ECHANGE D'ENERGIE ELECTRIQUE DE L'AFRIQUE DE L'OUEST

Introduction

Les secteurs de l'électricité à travers le monde ont connu une expérience majeure d'introduction de réformes et de restructurations axées sur le marché en réponse à une combinaison de facteurs politiques, idéologiques, économiques et technologiques qui a débuté au début des années 1980 et s'est accélérée depuis les années 1990. Ces réformes visaient à mettre en place des politiques énergétiques, des législations, des réglementations et des institutions susceptibles de démanteler le monopole des services publics détenus par l'État et d'offrir aux acteurs privés la possibilité de participer à un marché concurrentiel (Ljung, 2007).

Les mesures de réforme de haut niveau se sont concentrées sur l'introduction de la concurrence dans les segments de gros et de détail de l'approvisionnement énergétique, le dégroupage horizontal des opérateurs historiques afin de créer des concurrents viables, la création d'un organisme de régulation indépendant et souvent (mais pas nécessairement toujours) la privatisation. Ces mesures ont permis la corporatisation des différents segments de l'approvisionnement énergétique et ont également facilité la séparation verticale entre les monopoles naturels et les segments potentiellement concurrentiels des secteurs énergétiques verticalement intégrés qui étaient détenus et gérés de manière monolithique par les gouvernements des États avant les réformes. La séparation verticale de ces activités distinctes de l'industrie de l'approvisionnement énergétique était censée empêcher les subventions croisées entre les entreprises concurrentielles et les entreprises réglementées de l'approvisionnement énergétique et les pratiques discriminatoires telles que le refus d'accès aux réseaux (Joskow, 2006). Le degré de séparation verticale (ou dégroupage) variait en termes de séparation fonctionnelle, de séparation comptable, de séparation juridique et de séparation de propriété. Les mesures de réforme de faible ampleur comprenaient des aspects de la tarification reflétant les coûts (tels que la suppression des subventions et la restructuration des subventions, la libéralisation des tarifs et la fixation des prix), l'adoption de nouvelles technologies énergétiques, de nouveaux mécanismes financiers et la participation de la communauté (Prasad, 2008).

En Afrique, les progrès vers l'intégration régionale ont fait l'objet de nombre d'évaluations ces dernières années. L'une d'elle (Kotcho, 2016) indique que, malgré les différents défis, les pays africains ont poursuivi leur marche vers l'intégration de leurs économies et ceci dans la quasi-totalité des domaines ciblés depuis le traité d'Abuja. En particulier dans le domaine des infra structures, il a été noté que les pays africains ont fait des progrès remarquables pour combler le déficit d'infrastructures, en finançant près de la moitié (46,7 milliards de dollars USD sur 99,6 milliards de dollars) du total en 2013. La plupart ont augmenté leur budget consacré aux infrastructures au cours des dernières années tandis que le budget global de l'État a augmenté en Afrique de 3% en 2011-2013, celui dédié aux infrastructures s'est accru de 8% et celui de l'énergie a augmenté de 5%. Ces interventions individuelles ont été soutenues, surtout dans le domaine de l'énergie, par une stratégie qui a consisté, entre autres, à procéder à un maillage du continent par les pôles énergétiques.

On a assisté ainsi à la mise en place d'une approche régionale dont les justifications théoriques et pratiques ont été bien documentées. En effet, une réforme réussie du secteur de l'électricité devrait améliorer l'efficacité du secteur, renforcer la fiabilité et la qualité des services énergétiques, réduire l'écart entre les prix et les coûts grâce à une tarification reflétant les coûts et augmenter les investissements (Newbery, 2002 ; Jamasb, 2006 ; Kessides, 2012). Une réforme réussie du secteur de l'électricité devrait également profiter aux pauvres en leur donnant accès aux services énergétiques, en améliorant la rentabilité, en améliorant d'autres services tels que la santé, l'éducation et les communications, et en stimulant le développement économique et l'amélioration des finances du secteur public (Davies et al., 2003).

Il est ainsi nécessaire que l'Afrique renforce considérablement son approvisionnement en électricité afin d'améliorer l'accès à l'énergie pour sa population croissante et de fournir les moyens nécessaires à la croissance économique. Une vision à long terme est donc nécessaire pour tirer le meilleur parti des ressources nationales disponibles, compte tenu de la nature durable des infrastructures énergétiques.

L'Afrique de l'Ouest pour sa part, est à un moment charnière de son développement énergétique, avec des ressources abondantes telles que l'énergie solaire, l'hydroélectricité et les réserves de gaz offrant des opportunités exceptionnelles pour un développement électrique durable.

Pourtant, ceci contraste avec la situation de déficit électrique de la sous-région où encore 48% de la population n'a pas accès aux services électriques, résultant entre autres, d'un sous-investissement dans le secteur. Comme dans les autres régions subsahariennes, l'une des

explications essentielles du faible niveau d'investissements dans le secteur de l'électricité qui explique le retard de l'Afrique de l'ouest tient à la taille insuffisante des marchés et à la faiblesse des économies de la plupart des pays. Les infrastructures électriques sont particulièrement exigeantes en capitaux ; « l'unité de compte » pour un parc de production associé aux réseaux adéquats s'évalue couramment en centaines de millions d'euros, sur des durées allant jusqu'à une dizaine d'années, voire davantage (Heuraux, 2011). La faible capacité financière des pays est d'autant plus insupportable que la majorité des marchés sont trop étroits et leur capacité de consommation trop modeste pour espérer des retours sur investissement attractifs.

La mutualisation des ressources énergétiques et l'intégration régionale des industries électriques sont également apparues comme une solution à l'Afrique ouest africaine à la fois pour mutualiser les investissements, accroitre la taille des marchés et des consommateurs et rationaliser le déploiement des infrastructures énergétiques, en l'occurrence intra régionales. En créant un marché régional pour l'électricité, l'intensification des échanges transfrontaliers pourrait contribuer à stimuler les investissements nécessaires dans la production de l'électricité à faible coût (A. Eberhard et al., 2008). La carte de la régionalisation devrait ainsi permettre de disposer d'un marché électrique plus performant et d'une électricité plus abordable et fiable.

Une question clé est de savoir quel est l'impact des échanges transfrontaliers d'électricité sur l'intégration régionale en Afrique occidentale**.** Pour répondre à cette question, il faut revenir sur les fondements théoriques et examiner les données empiriques relatives aux réformes du secteur de l'électricité par rapport à leurs objectifs prévus. Cependant, une analyse complète des effets des réformes du secteur de l'électricité sur l'accès à l'énergie (le prix, la disponibilité et la qualité de l'approvisionnement énergétique), le développement économique (la croissance économique, le bien-être social et la réduction de la pauvreté) et la coopération régionale est envisageable.

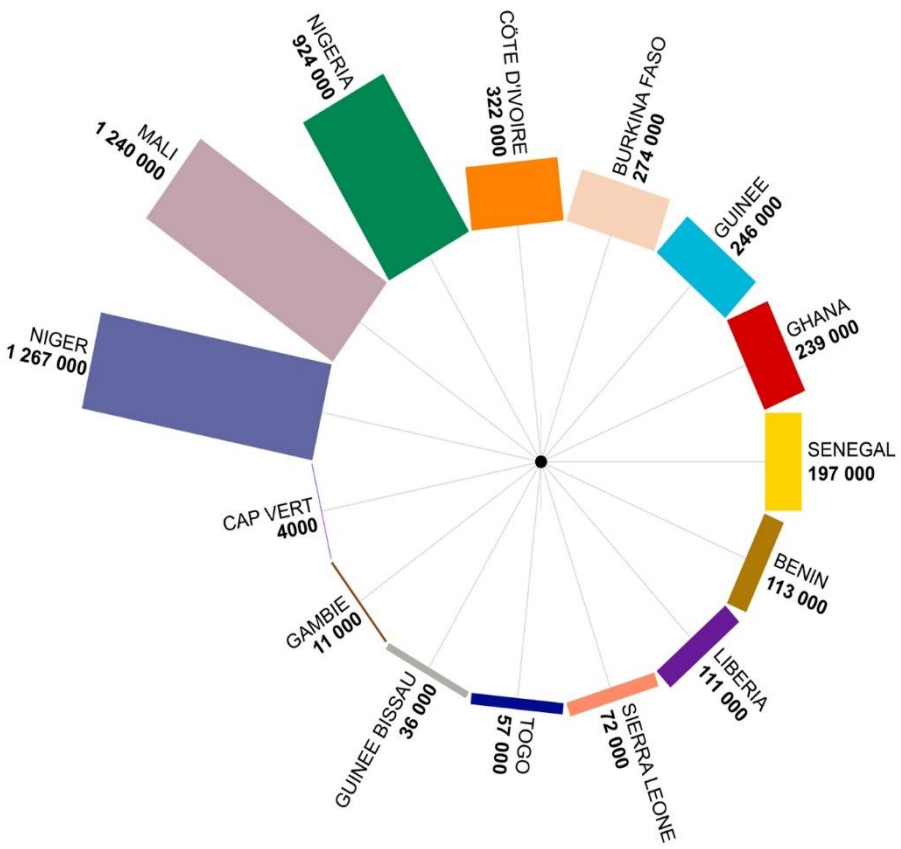
Outre l'introduction et la conclusion ce chapitre comprend six sections. La première section fait la description de l'Afrique de l'ouest. La deuxième section concerne le Pool Energétique Ouest Africain. La troisième section est axée sur le plan directeur de la CEDEAO. La quatrième section évalue certaines réalisations au sein du Pool énergétique de l'Afrique de l'ouest. La cinquième section aborde des principaux défis et facteurs critiques identifiés dans les pays du WAPP. Et enfin la sixième section se concentre sur les effets des échanges transfrontaliers d'électricité sur l'intégration régionale en Afrique de l'ouest.

1. La présentation de la Communauté économique des Etats de l'Afrique de l'ouest (CEDEAO)

1.1. Les caractéristiques sociodémographiques de la CEDEAO

Avec une superficie totale de 5 113 000 km^2, la Communauté économique des Etats de l'Afrique de l'ouest (CEDEAO) couvre 16,8% du continent africain. Les deux pays les plus grands sont le Mali et le Niger, suivis du Nigeria. Viennent, ensuite, sept pays à savoir la Côte d'Ivoire, le Burkina Faso, la Guinée, le Ghana, le Sénégal, le Bénin et le Libéria, dont la superficie est comprise entre 111 000 et 322 000 km2.Trois autres Etats, la Sierra Leone, le Togo et la Guinée-Bissau, ont une superficie allant de 36 000 à 72 000 km2. Restent deux autres Etats ayant une superficie beaucoup plus modeste, allant de 11 000km2 (Gambie) à 4000 km2 (Cap-Vert).

Graphique 26 - Superficie des pays de la CEDEAO

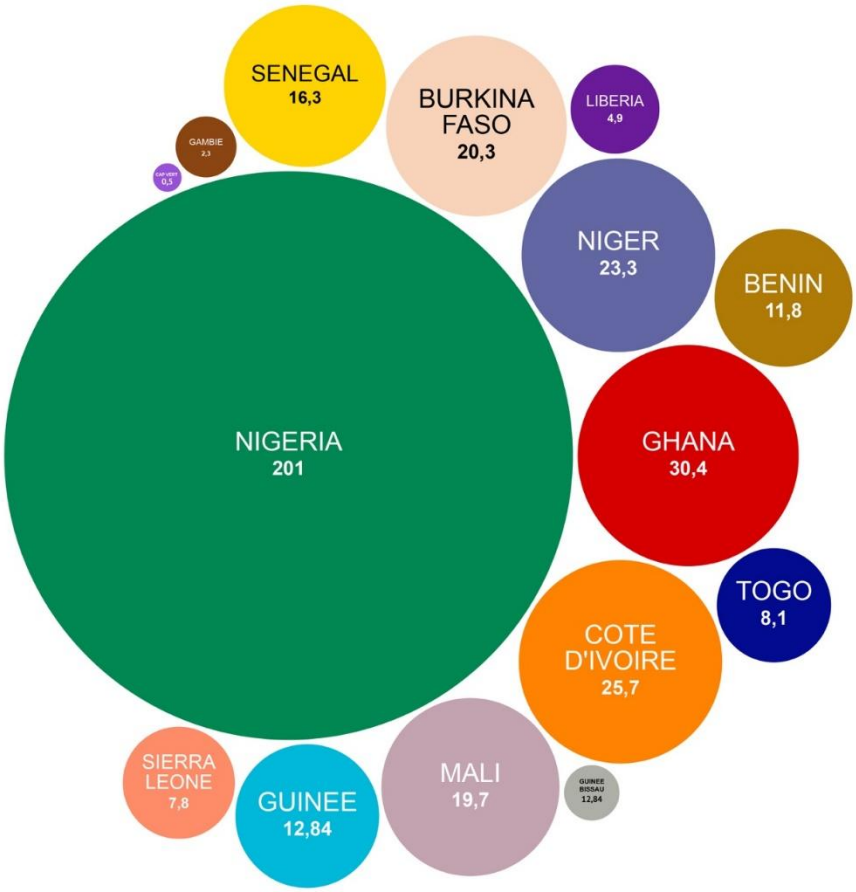


Source : Auteurs, à partir des données de la Commission de la CEDEAO

La population de la CEDEAO est estimée à 386,8 millions d'habitants et représente 32 % de la population africaine. Les Etats sont très inégalement peuplés, un seul d'entre eux dépassant les 31 millions d'habitants. Le Nigeria avec ses 201 millions d'habitants, a lui seul, plus d'habitants

que les quatorze autres Etats réunis. En outre, huit Etats de la CEDEAO (Ghana, Côte d'ivoire, Niger, Burkina Faso, Mali, Sénégal, Guinée, Bénin) ont une population comprise entre 10 et 30 millions, six autres pays restants ont une population inférieure à 9 millions, dont trois (Cape vert, Guinée Bissau, Gambie) ne dépassent pas 2,3 millions.

Graphique 27 - Population de la CEDEAO (millions)



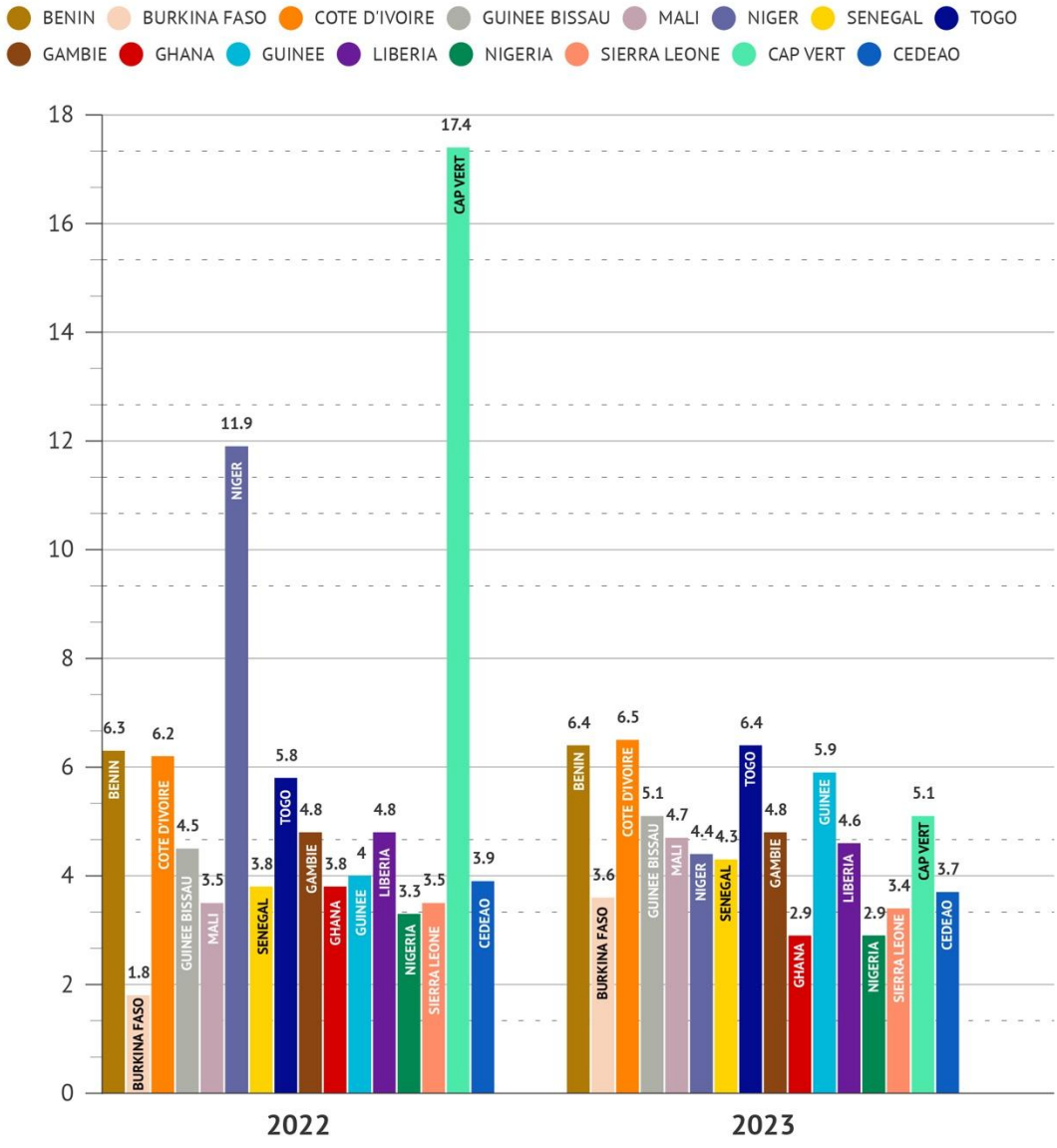
Source : Auteur, à partir des données de la Banque mondiale, 2025

1.2. Les caractéristiques économiques

1.2.1. Le taux de croissance du PIB

La croissance économique dans l'Union Economique et Monétaire Ouest Africaine (UEMOA) est de 5,3 % en 2023, en raison de la faiblesse de la croissance au Niger. De même, dans la ZMAO, la croissance est restée modérée à 3,1 % en 2023 en raison d'une croissance sous-optimale au Nigéria et au Ghana.

Graphique 28 - Taux de croissance du PIB des pays de la CEDEAO, 2022 – 2023

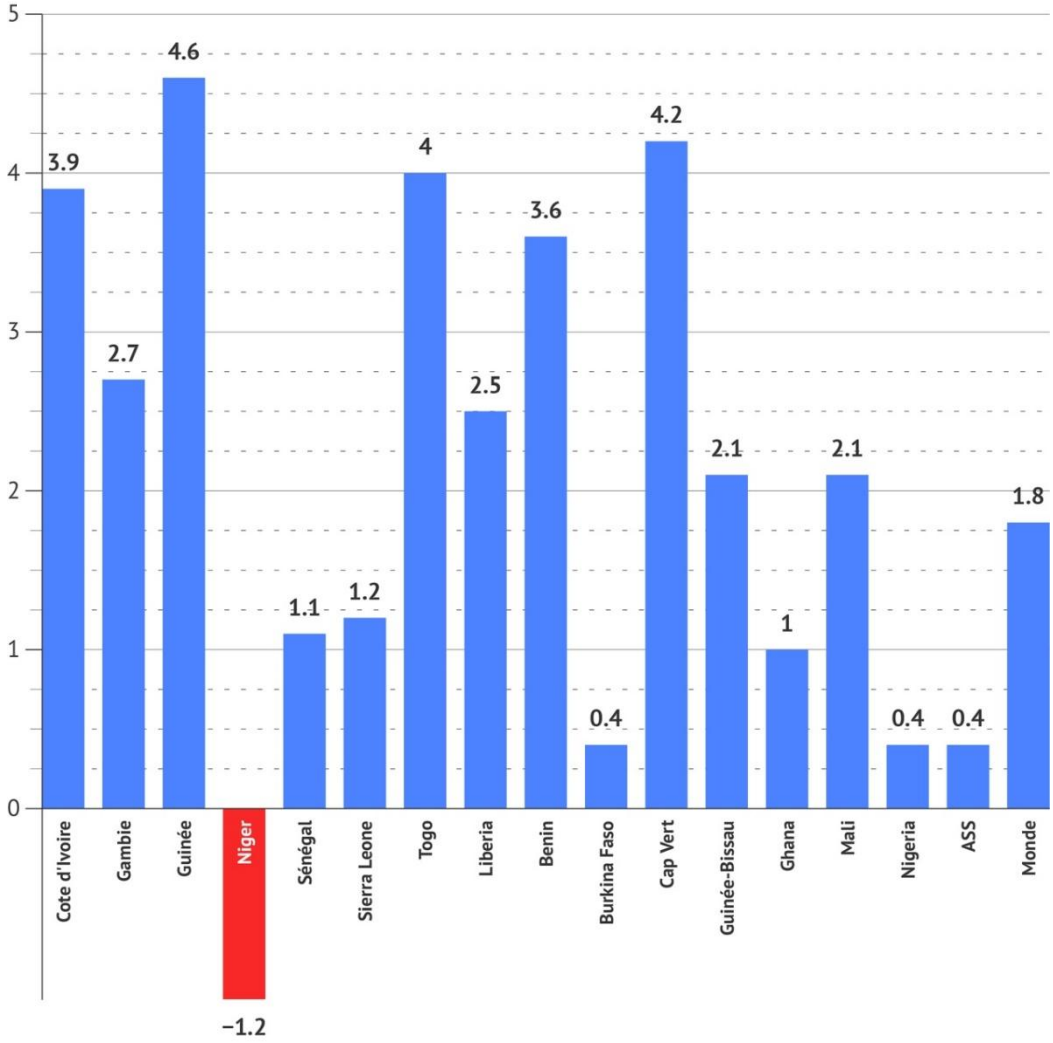


Source : Ministère des finances des États membres, Bureau des statistiques des États membres. AMAO, 2024

La croissance économique est jugée inégale dans les États membres. La croissance du PIB réel en Côte d'Ivoire par exemple est de 6,5 % en 2023, soutenue principalement par les secteurs de l'industrie (10,3%) et des services (8,4%). De même, la croissance au Bénin est de 6,4% et au

Togo de 6,4%, en raison d'une saison agricole favorable au Bénin et d'une amélioration des services liés au commerce au Togo. Au Sénégal, la croissance se situe à 4,6% en 2023 et ceci grâce à l'effet d'une croissance observée dans l'ensemble des secteurs. Dans les autres pays de la sous-région, le taux de croissance économique se situe à 4,7% au Mali, 5,1% en Guinée-Bissau et de 3,6% au Burkina Faso. Par contre, au Nigeria, la croissance s'est située à 2,9% en 2023, reflétant principalement la baisse de la production dans les secteurs de l'agriculture et de l'industrie. Au Ghana, la croissance s'est établie à 2,9% en raison de la contraction du secteur industriel due à la baisse des activités pétrolières, de la production d'électricité et des activités dans le secteur de la construction. En Gambie, la croissance s'est ralentie, pour atteindre 4,8% à cause de la contraction des services d'éducation, de l'administration publique et de la défense, des services professionnels, scientifiques et techniques, ainsi que des services d'arts, de spectacles et de loisir. De même, la croissance au Libéria s'est ralentie pour atteindre 4,6% compte tenu du ralentissement de la croissance dans les secteurs primaire et secondaire de l'économie. En Sierra Leone, la croissance économique a enregistré un ralentissement pour se fixer à 3,4%, principalement imputable à une production insuffisante dans les secteurs de l'agriculture et de l'exploitation minière. En revanche, en Guinée, le taux de croissance économique s'est accru pour atteindre 5,9%, dopé par des réformes dans le secteur minier, une saison agricole favorable et l'amélioration des activités dans le sous-secteur de la construction. Au Cap Vert, la croissance économique s'est située à 5,1% en 2023 ; ce qui traduit à la fois une baisse de l'inflation et un retour de la croissance à son niveau optimal. L'économie a également connu un ralentissement significatif dans le secteur de l'industrie en raison de la contraction dans les activités extractives et de construction, dans le secteur des services, du commerce, de la réparation, de l'éducation, de la santé et de la protection sociale. Les activités associées aux transports et à l'entreposage ainsi qu'à l'hôtellerie et à la restauration ont également connu d'importants ralentissements.

Graphique 29 - Taux de croissance par habitant dans les pays de la CEDEAO, 2023



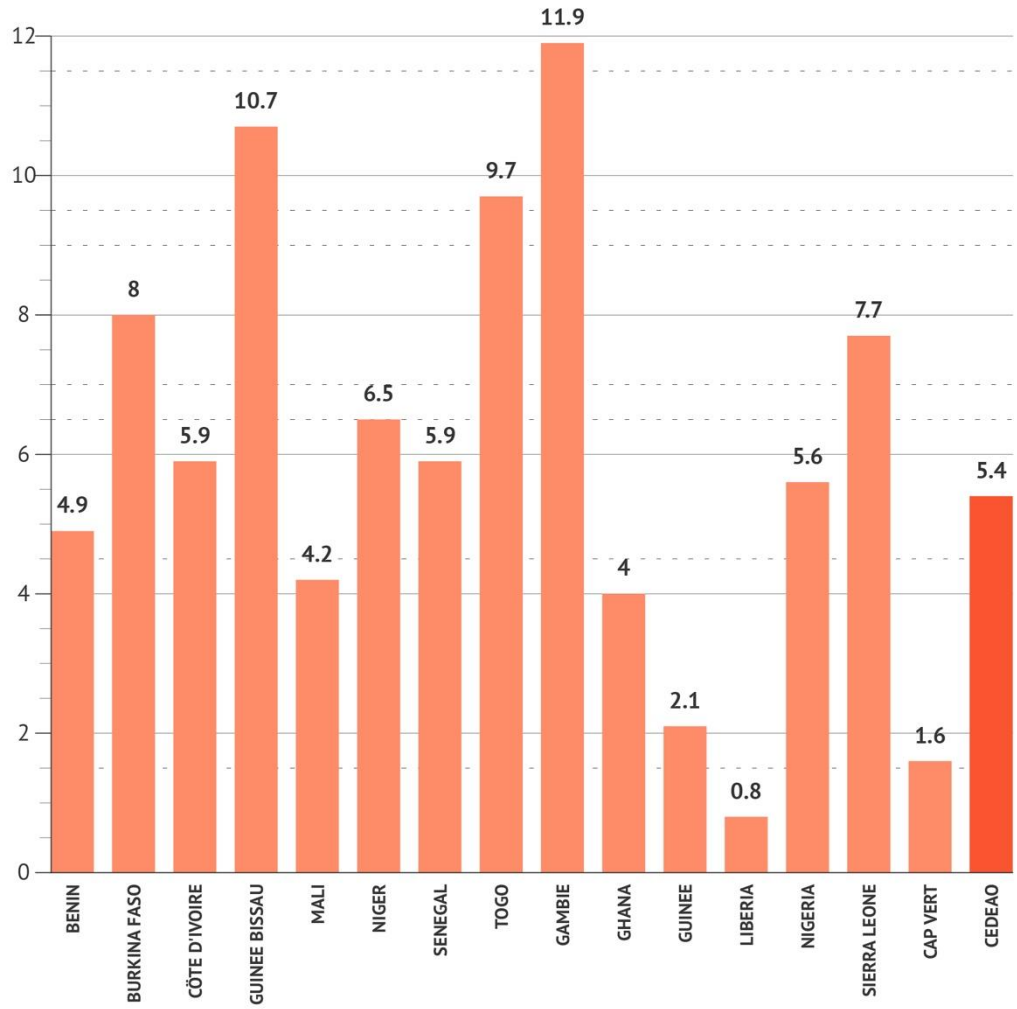
Source : Ministère des finances des États membres, Bureau des statistiques des États membres. AMAO, 2024

1.2.2. Le solde budgétaire

Selon les données de l'Agence Monétaire de l'Afrique de l'Ouest (AMAO, 2024) dans la région ouest africaine, les opérations budgétaires se sont concentrées sur l'assainissement des finances publiques ; ce qui implique l'augmentation des recettes et la gestion efficace des dépenses publiques tout en préservant les dépenses sociales. En conséquence, le déficit budgétaire hors dons s'est fixé à 5,4% du PIB en 2023.

Particulièrement, au Nigeria, le déficit budgétaire hors dons est porté à 5,6 % du PIB en 2023, attribuable à l'augmentation significative des dépenses courantes, due partiellement à l'organisation des élections générales, et aux dépenses en capital. Le déficit de la Gambie, hors dons, a augmenté à 11,9% du PIB, principalement en raison de l'augmentation significative des dépenses d'investissement dans les projets d'infrastructures.

Graphique 30 - Solde budgétaire des pays de la CEDEAO (% du PIB), 2023



Source : Ministère des finances des États membres, Bureau des statistiques des États membres. AMAO ; FMI, 2024

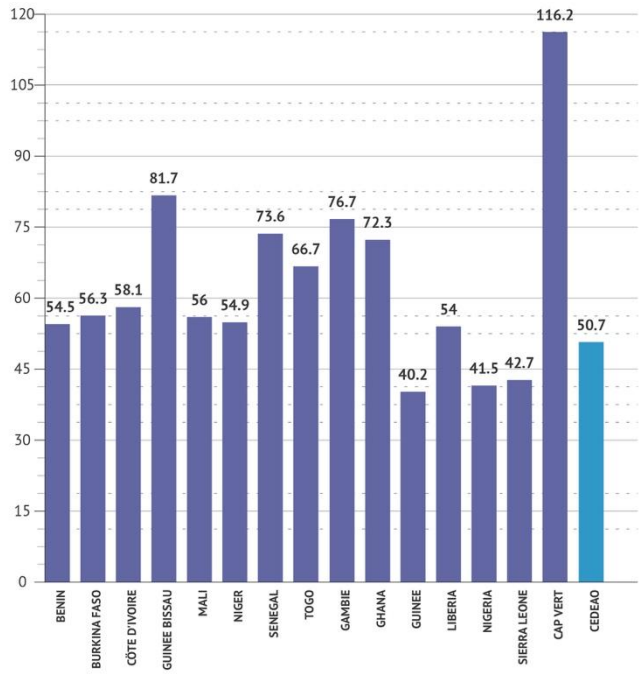
Au Ghana, le déficit s'est amélioré à 4,1% en 2023, reflétant l'amélioration de la mobilisation des recettes intérieures et à l'assainissement des finances publiques. En Sierra Leone, le déficit hors dons était de 7,7% du PIB, dû au glissement de la base suite au récent exercice de rabaissement du PIB et de l'amélioration des recettes intérieures. Au Libéria, le déficit budgétaire, hors dons s'est situé à 0,8% du PIB en 2023, traduisant l'engagement des autorités à respecter les objectifs fixés en matière d'équilibre budgétaire.

La situation budgétaire s'est nettement améliorée dans l'espace UEMOA, le déficit budgétaire hors dons est 6,9 % du PIB en 2023, du fait d'une augmentation des recettes intérieures assortie d'une maitrise des dépenses. Le déficit (hors dons) a enregistré une baisse au Bénin pour s'établir à 4,9 % du PIB, en Côte d'Ivoire pour s'établir à 5,9% du PIB, au Sénégal à 5,9% du PIB, en Guinée-Bissau à 7,4% du PIB au Niger à 6,5% du PIB et au Mali à 4,2% du PIB, à la faveur de l'amélioration de la mobilisation des recettes. De même, pour le Togo on a 9,7% au Togo et de 8,0% au Burkina Faso, par suite de l'amélioration de la collecte des recettes et de la modération des dépenses. Cependant, en Guinée Bissau, le déficit budgétaire hors dons a augmenté pour s'établir à 10,7% du PIB, reflétant les pressions budgétaires. Au Cabo Verde, le déficit budgétaire sans les dons, le déficit est de 1,6 % du PIB.

1.2.3. L'endettement

L'encours de la dette publique dans la région de la CEDEAO a été porté à 50,7 % du PIB à fin décembre 2023. Cette augmentation importante de la dette publique est principalement due à la dépréciation du taux de change, à des emprunts supplémentaires dans certains États membres et à la titrisation des avances budgétaires (Ways and Means Advances) du gouvernement fédéral du Nigeria.

Graphique 31 - Dette publique des pays de la CEDEAO (% du PIB), 2023



Source : Ministère des finances des États membres, Bureau des statistiques des États membres. AMAO ; FMI, 2024

La dette publique totale a grimpé dans la zone UEMOA à 59,7 % du PIB à fin décembre 2023, du fait du financement des projets d'infrastructures. Le ratio de la dette s'est fixé au Mali à 56,0% du PIB, au Niger à54,9 % du PIB, au Sénégal à 73,6% du PIB et en Guinée Bissau à 81,7% du PIB, en raison des pressions budgétaires persistantes. Au Bénin, en Côte d'Ivoire et au Togo, l'encours de la dette s'élevait à 54,5% du PIB, 58,1% du PIB et 66,6% du PIB respectivement à fin décembre 2023, tandis qu'il s'est modéré au Burkina Faso à 56,3% du PIB.

L'encours de la dette publique dans la ZMAO a augmenté de 15,4 points de pourcentage pour se situer à 46,7 % du PIB à fin décembre 2023, en raison de l'augmentation substantielle de l'encours de la dette publique du Nigeria, qui a atteint 41,5 % du PIB du fait de la titrisation des avances budgétaires. Au Ghana, le ratio de la dette est ressorti en baisse à 72,3 % du PIB en 2023. Cette situation est due aux réformes fiscales et à l'effet du glissement de la base d'imposition. Le ratio de la dette a augmenté en Guinée et au Libéria, pour atteindre 40,2 % du PIB et 54% du PIB à fin décembre 2023 respectivement, en raison de l'augmentation des emprunts intérieurs pour financer les projets d'infrastructure en cours et compenser les déficits fiscaux. En revanche, les ratios d'endettement ont diminué en Gambie et en Sierra Leone, respectivement pour s'établir à 76,7% et 42,7% du PIB à fin décembre 2023, en raison de l'assainissement budgétaire en Gambie et de l'effet du glissement de la base d'imposition en Sierra Leone. Au Cap Vert, le ratio de la dette s'est considérablement réduit jusqu'à atteindre 116,2 % du PIB à fin décembre 2023. Cette baisse résulte des progrès remarquables réalisés en matière d'assainissement budgétaire, comme en témoigne le faible déficit budgétaire enregistré au cours de la période sous revue.

1.2.4. Le niveau de pauvreté

L'année 2023 a été marquée par une détérioration des statistiques relatives à la pauvreté des travailleurs dans la sous-région, avec environ 148,7 millions de personnes classées comme travailleurs pauvres (BIDC, 2023). Neuf des 15 États membres ont enregistré une hausse dans la catégorie de l'extrême pauvreté, mettant en évidence les conditions économiques difficiles auxquelles ils ont été confrontés au cours de ces dernières années. Le Libéria a enregistré la plus nette amélioration en 2023, réduisant de près de 15 points de pourcentage le nombre de personnes vivant dans l'extrême pauvreté (c'est-à-dire les personnes vivant avec moins de 1,90 USD par jour). La Sierra Leone a également amélioré son taux de personnes vivant dans l'extrême pauvreté d'environ 12 points de pourcentage. En revanche, les difficultés macroéconomiques du Ghana ont entraîné une détérioration des indices de pauvreté, le pourcentage de personnes vivant dans l'extrême pauvreté a augmenté d'environ 18 points pour

atteindre 26,5%, tandis que le taux de personnes vivant en situation de quasi pauvreté a diminué de manière significative, soit environ 24 points de pourcentage en faveur des deux autres indicateurs. Le Cap Vert est resté l'État membre ayant la plus faible proportion de travailleurs pauvres de la sous-région, avec 1,01% de personnes vivant dans l'extrême pauvreté et 75% de la population active dans la catégorie des presque pauvres (c'est-à-dire des personnes vivant avec une somme entre 3,20 et 2,20 USD par jour).

Dans l'ensemble, le Niger enregistre le taux de travailleurs pauvres le plus élevé de la sous-région, avec environ 49% de la population de travailleurs relevant de cette catégorie.

1.3. Une vue d'ensemble du secteur énergétique

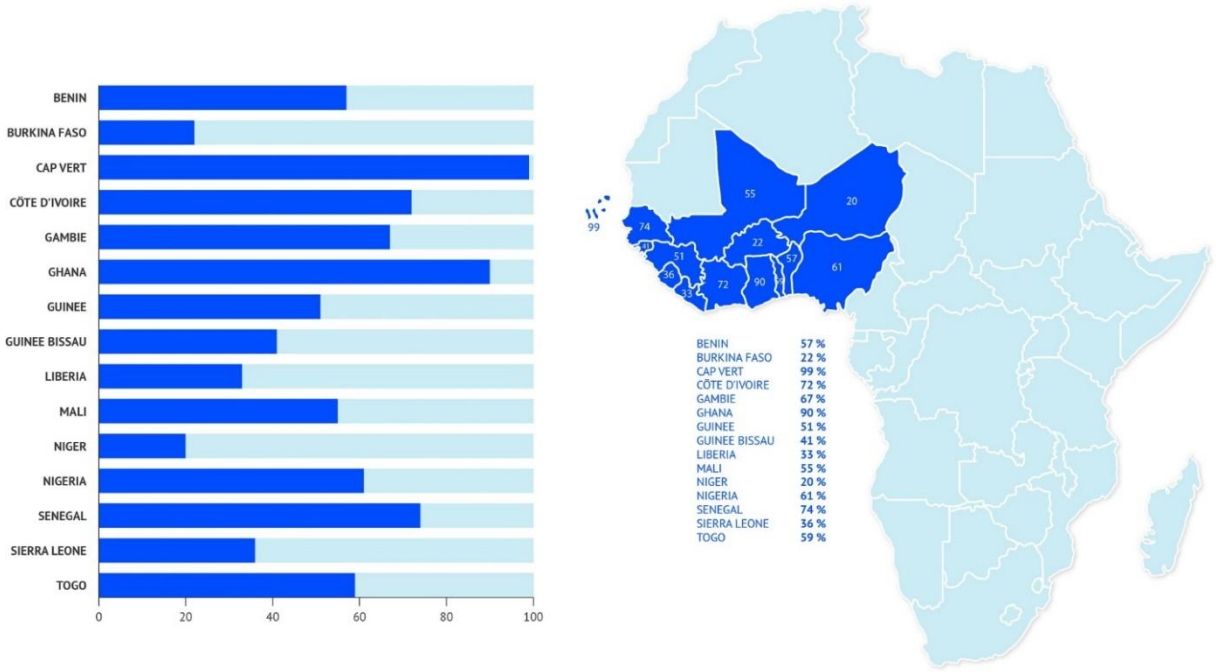
La CEDEAO recèle l'un des plus forts potentiels de production énergétique en Afrique, un potentiel qui inclut des sources d'énergie non renouvelables telles que le pétrole, le gaz et l'uranium ainsi que des sources d'énergie renouvelables comme l'hydroélectricité, le solaire et l'éolien (Karim Karaki, 2017).

En 2021, l'approvisionnement total en énergie dans l'espace CEDEAO était évalué à 145 785 kilos tonnes équivalent pétrole (ktep). Cette offre est dominée par la biomasse énergie qui représente près de 61% des approvisionnements. L'hydroélectricité contribue à près de 1,4% des approvisionnements énergétiques de la zone CEDEAO et l'électricité importée à hauteur de 0,1%. Entre 2010 et 2021, l'approvisionnement total en énergie est passé de 103 199 ktep à 145 785 ktep. La progression la plus importante est celle de l'énergie solaire photovoltaïque qui a connu une augmentation moyenne annuelle de 48% pour une production d'électricité qui est passée de 18 GWhs à 1 500 GWhs en 2021. En 2021, le gaz naturel était la première source de production d'électricité (42%) dans la zone CEDEAO ; il est suivi par les produits pétroliers (37%) et l'hydroélectricité (19%). Le solaire photovoltaïque représente 1% dans la production d'énergie électrique de la CEDEAO. Les Etats membres producteurs de produits pétroliers dans la sous-région sont : la Côte d'Ivoire (49 %), le Nigeria (29 %), le Niger (10%), le Sénégal (9%) et le Ghana (4%).

En termes d'électrification, le taux d'accès à l'électricité dans la région ouest africaine s'établit à 56,6%[54] en 2023, soit le niveau le plus élevé des régions communautés régionales subsahariennes.

[54] *Africa Energy Portal*, disponible sur https://africa-energy-portal.org/region, consulté le 07 juillet 2025

Graphique 32 - Taux d'accès à l'électricité en Afrique de l'ouest, 2023



Source : Auteur, à partir des données de la Banque mondiale, 2025

Le Cap vert (97,1%) et le Ghana (85,1%) sont les seuls pays dont le taux d'électrification est le plus élevé de la sous-région. Le taux d'accès à l'électricité en Côte d'Ivoire, au Sénégal et en Gambie sont respectivement de 72,4%, 74,2%, 66,9%. Le Nigéria affiche un taux d'électrification de 61,2%, le Togo de 59,2%, le Benin de 57%, le Mali de 54,5%, la Guinée de 51,1%, et la Mauritanie de 50,3%. Le taux d'électrification dans les autres pays de la CEDEAO ne dépasse pas les 50% soit le Burkina Faso (21,7%), la Guinée-Bissau (40,5%), le Libéria (32,5%), le Niger (20,1%) et la Sierra-Leone (35,5%).

1.4. Les compagnies électriques au sein du Pool énergétique de l'Afrique de l'ouest

Les "compagnies électriques du WAPP" font référence aux sociétés d'électricité nationales de 14 pays d'Afrique de l'Ouest membres du WAPP (*West African Power Pool*) encore appelé le Système d'Echange d'Energie Electrique Ouest Africain (EEEAO). Parmi les sociétés membres, on retrouve la CEET du Togo, la CIE de la Côte d'Ivoire, la EDG de la Guinée, la SENELEC du Sénégal, la TCN du Nigeria, ou encore la VRA et la ECG du Ghana. Ces sociétés travaillent ensemble pour coordonner la production et le transport, et pour réaliser des projets visant à renforcer l'infrastructure électrique régionale. Les sociétés nationales d'électricité des

pays de la CEDEAO sont les membres du WAPP. Elles sont appelées à collaborer pour la préparation et la mise en œuvre des projets. Elles regroupent leurs exploitations pour former un marché régional unifié. Elles mettent à disposition des experts de haut niveau pour soutenir les activités du WAPP.

Selon Khaled (2015), le WAPP a pour objectif d'intégrer les réseaux électriques nationaux dans un marché régional unifié de l'électricité en vue d'assurer, à moyen et long terme, un approvisionnement en énergie électrique régulier, fiable et à un coût compétitif aux populations.

Alors tenant compte de la situation du secteur de l'électricité et conscients de l'importance de l'électricité pour un développement socioéconomique harmonieux de la Communauté, les Pays ont décidé de mettre en place le Pool énergétique de l'Afrique de l'ouest afin de tirer profit des avantages d'une mutualisation des industries électriques

Chaque pays de la CEDEAO détient au moins une compagnie d'électricité. Ces entités sont de différents statuts. Ces entreprises sont contenues dans un tableau en annexe mentionnant leur pays d'origine, date de création, mission et mandat et quelque fois leur vision et statut d'entreprise publique ou privée.

2. Le Pool Energétique Ouest Africain (WAPP)

Reconnaissant que toute activité humaine dépend de la disponibilité de l'énergie, à la création de la CEDEAO en 1975, il était déjà prévu dans les articles 3, 26, 28, et 55 de son Traité de création, les dispositions relatives à la promotion, la coopération, l'intégration et le développement des projets et secteurs de l'énergie des Etats membres de la Communauté. Ceci a constitué le point de départ de la définition de toute une politique de la promotion du secteur de l'énergie au sein de la Communauté, jusqu'à la création du Système d'Echange d'Energie Electrique Ouest Africain.

2.1. L'historique de la création du Système d'Echange d'Energie Electrique Ouest Africain

Le Système d'Echange d'Energie Electrique Ouest Africain a été créé en 1999 par les Chefs d'Etats et de Gouvernement de la CEDEAO, avec pour mission de promouvoir et développer les infrastructures de production et de transport d'énergie électrique ainsi qu'assurer la coordination des échanges d'énergie électrique entre les Etats de la Communauté.

En 1982, les Etats sont en effet partis de plusieurs constats, notamment i) leurs dépendance presqu'entière des ressources énergétiques importées des pays autres, ii) la dominance même

des pays pétroliers de la Communauté par les sociétés des pays industrialisés du fait du niveau relativement bas des capacités scientifiques et technologiques, iii) l'importance stratégique de l'énergie dans le cadre du développement économique mondial que la crise de l'énergie de 1973 a mis en relief, iv) la constante augmentation des prix des produits pétroliers et de l'électricité et v) la dépendance excessive vis-à-vis du bois de chauffage alors que le désert gagne du terrain ; pour adopter, par Décision **A/DEC. 3/5/82** de 1982, **la Politique énergétique de la CEDEAO.**

Tenant compte de la relation entre l'énergie et l'ensemble du développement et de la sécurité d'une communauté, mais également du niveau de pauvreté de la majeure partie des pays, les Etats membres de la CEDEAO ont décidé de mettre sur pied, un Plan Marshall sur l'énergie à travers l'adoption commune de la politique énergétique pour une action concertée et soutenue. En ce sens, les Etats de la sous-région de la CEDEAO voulaient tirer profit des ressources énergétiques « conventionnelles » et « non-conventionnelles » dont ils disposent. En termes d'énergie renouvelable, l'une des plus viables et prometteuses à l'intérieur de la CEDEAO est l'énergie solaire.

La politique de l'énergie de la CEDEAO comprend ainsi i) un cadre institutionnel, avec la promulgation d'une loi établissant un organe au sein du mécanisme du Gouvernement, chargé de la coordination et de la supervision des fonctions et activités liées à la gestion globale et efficace de l'énergie et ii) une coordination harmonisée des efforts à travers l'élaboration d'un programme sur l'énergie, l'harmonisation des mesures commerciales et la coopération technique en matière d'énergie, l'intégration des plans et de la politique énergétique de tous les Etats membres, mais également, l'instauration au sein de la Communauté, des systèmes d'échange réciproque de matières premières énergétiques et non-énergétiques, le développement de la diversification collective des ressources énergétiques pour l'accélération du développement industriel, économique et socio-politique. La Politique d'énergie prévoit aussi, la création d'un Fonds de développement des ressources énergétiques, au sein du Fonds de la CEDEAO, financée sur la base du volontariat, les mesures pour la protection de l'environnement, un Plan Marshall pour la main d'œuvre qualifiée.

Le WAPP a ainsi été créé par la **Décision A/DEC.5/12/99 du 10 Décembre 1999** par les Etats membres de la CEDEAO afin de promouvoir l'intégration énergétique régionale. Les principales missions du WAPP consistent à faciliter la mise en place d'un cadre institutionnel et réglementaire propice aux investissements, au développement des infrastructures de production et de transport d'électricité et à la création d'un marché régional de l'électricité.

L'EEEOA a pour objectif de mutualiser les ressources énergétiques de la Communauté, d'assurer la promotion et le développement des infrastructures de production et de transport de l'énergie électrique, ainsi que la coordination des échanges d'électricité entre les pays membres. L'EEEOA devrait également intégrer l'exploitation des réseaux électriques nationaux dans un marché d'électricité régional unifié, en vue d'assurer un approvisionnement en énergie électrique régulier, fiable et à des coûts compétitifs aux populations des Etats membres de la CEDEAO.

2.2. Un cadre juridique au WAPP

Afin de donner un cadre juridique au WAPP, le **Protocole A /P4/1/03** sur l'Energie a été signé à Dakar (Sénégal) en janvier 2003, selon la **Décision A/DEC. 17/01/03 relative à l'adoption du Protocole sur l'Energie de la CEDEAO.**

Ce protocole établit un cadre juridique visant à promouvoir une coopération à long terme dans le domaine de l'énergie, fondée sur la complémentarité et les avantages mutuels, en vue d'accroître les investissements dans le secteur de l'énergie et le commerce de l'énergie dans la région de l'Afrique de l'Ouest. Le protocole couvre également les aspects tels que le commerce transfrontalier des produits énergétiques, la promotion et la protection des investissements, le transit, le transfert de technologie, l'accès aux capitaux et les mécanismes de règlement des différends entre les États membres et les investisseurs. Il vise ainsi à sécuriser l'approvisionnement énergétique, à encourager les investissements et à développer un marché de l'énergie ouvert et concurrentiel au sein de la CEDEAO, tout en tenant compte des dispositions de l'Organisation Mondiale pour le Commerce (OMC) et des enjeux environnementaux.

Spécifiquement, en termes de commerce d'énergie, l'article 3 du protocole stipule que : « *Les Parties Contractantes œuvrent en vue de promouvoir l'accès aux marchés internationaux des matières et produits énergétiques et des équipements liés à l'énergie à des conditions commerciales et, de manière générale, de développer un marché ouvert et concurrentiel de l'énergie* ». Etant dans une Communauté régionale, la question du transit des produits énergétiques est pleinement prise en compte. A cet effet, l'article 7.10 désigne le « *Transit* » comme le transport, à travers la zone d'une Partie Contractante ou à destination ou en provenance des installations portuaires situées dans sa zone à des fins de chargement ou de déchargement, de produits et matières énergétiques originaires de la zone d'un autre Etat et destinés à la zone d'un troisième Etat, pour autant que l'autre Etat ou le troisième Etat soit une

Partie Contractante; ou comme le transport, à travers la zone d'une Partie Contractante, de produits et matières énergétiques originaires de la zone d'une autre Partie Contractante et destinés à la zone de cette autre Partie Contractante. Les équipements de transport d'énergie incluent les gazoducs à haute pression, les réseaux et lignes de transport d'électricité à haute tension et tous autres équipements fixes spécifiquement destinés à la manutention de matières et produites énergétiques.

L'article 7 du Protocole sur l'énergie de la CEDEAO précise pour une meilleure intégration que chaque Partie Contractante doit prendre les mesures nécessaires pour faciliter le transit des matières et produits énergétiques, conformément au principe de libre transit, sans distinction d'origine, de destination ou de propriété, sans discrimination quant à la formation des prix basés sur ces distinctions, et sans imposer de manière non justifiée des retards, restrictions ou taxes. Les Parties sont ainsi encouragées à coopérer pour moderniser les équipements de transport, développer des équipements transfrontaliers, compenser les interruptions d'approvisionnement et faciliter l'interconnexion des équipements. Sauf accord international contraire, les matières et produits en transit et, l'utilisation des équipements de transport doivent être traités de la même manière, voire plus favorablement, que les produits originaires ou destinés à la zone respective des Parties.

L'article 7 spécifie également que si les équipements existants ne permettent pas le transit conformément aux dispositions, la Partie ne doit pas faire obstacle à la création de nouvelles capacités, sauf si cela met en péril la sécurité et l'efficacité des systèmes énergétiques existants, y compris la sécurité d'approvisionnement. L'article sur le transit ne déroge pas aux droits et obligations découlant du droit international et des accords bilatéraux ou multilatéraux existants. En cas de différend lié au transit, la Partie dont la zone est traversée par le transit s'abstient d'interrompre ou de réduire le flux existant avant l'achèvement des procédures de règlement des différends, sauf disposition contractuelle contraire ou autorisation du conciliateur.

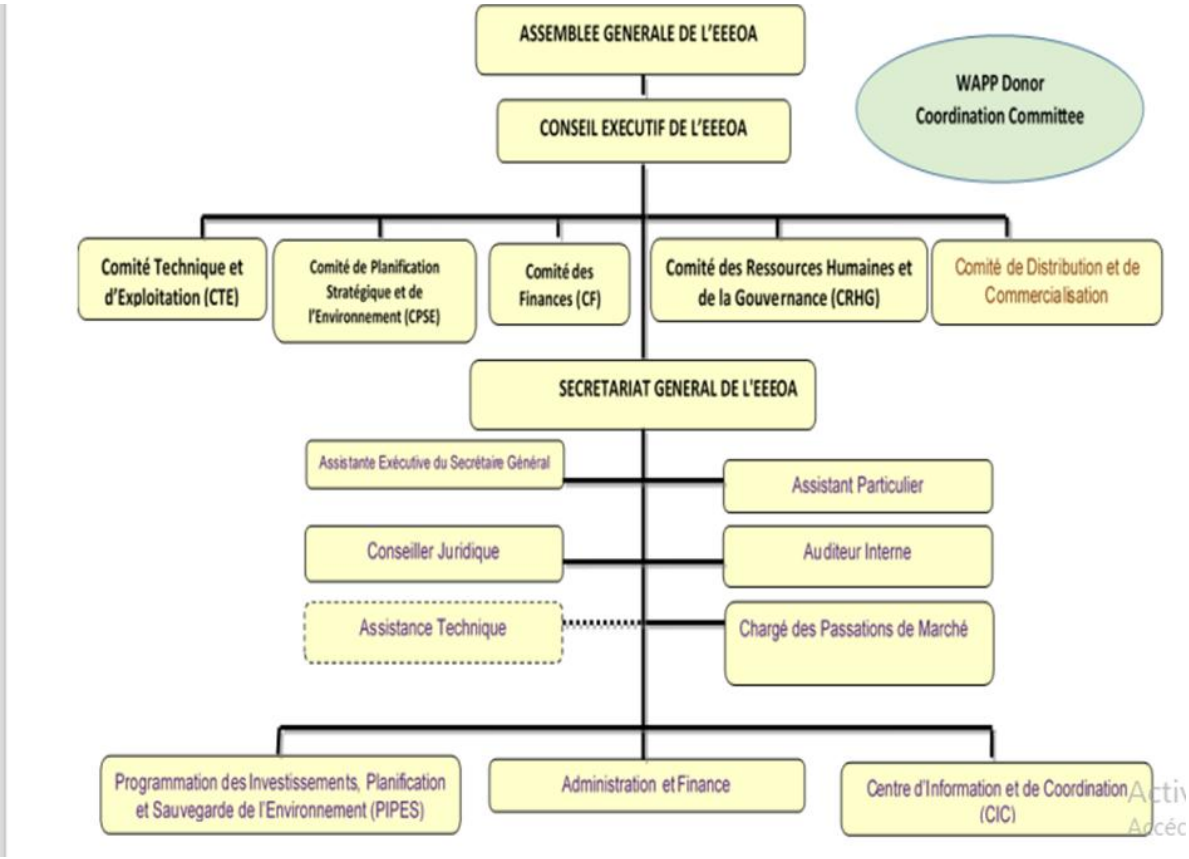
Le cadre juridique du Protocole sur l'énergie de la CEDEAO vise à augmenter les investissements dans le secteur énergétique, faciliter et développer le commerce transfrontalier des produits énergétiques et promouvoir une coopération à long terme, fondé sur la complémentarité et les avantages mutuels.

En complément du Protocole sur l'énergie, la **Décision A/DEC.20/01/06** de janvier 2006, a accordé à l'EEEOA, le statut d'Institution Spécialisée de la CEDEAO. Le siège de l'EEEOA est situé à Cotonou, en République du Bénin.

2.3. Les organes du WAPP

L'institutionnalisation du WAPP par la Décision A/DEC.20/01/06 a permis la mise en place de ses organes pour son bon fonctionnement.

Figure 9 - Organigramme du WAPP



Source : Commission Economique des Etats de l'Afrique de l'Ouest, 2022

La structure de gouvernance de l'EEEOA se compose comme suit :

i. L'Assemblée Générale

Instance de décision suprême de l'EEEOA, l'Assemblée Générale se compose de l'ensemble des Membres de l'EEEOA. Ses attributions incluent de veiller au respect de la Convention et des accords d'adhésion, de faciliter la coordination des mesures de mise en œuvre, d'engager les Membres à respecter leurs obligations, d'examiner et adopter les amendements à la Convention, d'approuver les demandes d'adhésion ainsi que les révocations ou réintégrations de Membres. L'Assemblée Générale a le pouvoir d'élection des Membres du Conseil Exécutif.

ii. Le Conseil Exécutif

Il est l'organe chargé de la mise en œuvre des décisions prises par l'Assemblée Générale. Les attributions du Conseil exécutif couvrent essentiellement la gestion, le contrôle et la direction

des affaires générales de l'EEEOA. Il est composé de sept personnes : six élues par l'Assemblée Générale (quatre parmi les propriétaires/exploitants du système de transport, deux parmi les usagers du réseau) et le Secrétaire Général (nommé par l'Assemblée Générale sur sélection indépendante).

iii. Les Comités Organisationnels

Ils soutiennent et conseillent le Conseil Exécutif sur la formulation de politiques communes et la mise à jour des procédures d'exploitation techniques, opérationnelles et environnementales. Ils sont composés d'experts techniques désignés par les Membres et nommés par le Conseil Exécutif. Trois Comités spécifiques sont mis en place :

a) Le Comité Technique et d'Exploitation (CTE) : Chargé de recommander des pratiques pour la protection du système régional, la planification, l'exploitation, l'adéquation des interconnexions et la capacité opérationnelle afin d'assurer un approvisionnement fiable. Il entretient des modèles et bases de données sur le réseau électrique régional.
b) Le Comité de Planification Stratégique (CPS) : Chargé de collecter et analyser l'information sur les tendances de l'industrie électrique, d'évaluer l'environnement et la capacité de l'EEEOA, de formuler des stratégies pour l'accomplissement de sa mission.
c) Le Comité des Finances et des Ressources Humaines (CFRH), qui appuie le Conseil Exécutif dans l'exécution de ses fonctions financières (comptabilité, budgets, audit, gestion du risque) et en matière de ressources humaines (rémunération, avantages, structure du personnel).

iv. Le Secrétariat Général

Il est l'organe administratif de l'EEEOA, chargé d'appuyer le Conseil Exécutif et de gérer le quotidien de l'organisation.

v. Le Centre d'Information et de Coordination (CIC)

Cet organe du Secrétariat Général a pour mission de promouvoir la coordination opérationnelle entre les propriétaires et exploitants de réseau de transport *via* un échange d'informations quotidien. Il collecte, analyse et publie des informations sur la situation actuelle et future de l'EEEOA, observe l'évolution électrique dans les États membres (en particulier en situation d'urgence), analyse la faisabilité des échanges d'énergie, facilite le développement de normes

techniques pour la collecte/traitement de l'information et aide au suivi des performances techniques des sociétés.

vi. L'Autorité de Régulation Régionale du Secteur de l'Electricité de la CEDEAO (ARREC)

Toujours dans le cadre de la mise en place des organes réglementaires régionaux pour le secteur de l'électricité, il a été adopté, par **Acte Additionnel A/SA.2/01/08 de 2008**, la création de l'Autorité de Régulation Régionale du Secteur de l'Electricité de la CEDEAO (ARREC), dont l'objectif est de s'assurer de la régulation des échanges transfrontaliers d'énergie électrique entre les Etats membres de la sous-région en vue de favoriser les échanges d'électricité ouverts, et transparents dans la sous-région, d'améliorer l'efficacité de l'approvisionnement en énergie électrique des Etats et d'accroitre l'accès à l'énergie électrique des citoyens. L'ARREC constitue un mécanisme de coopération entre les autorités de régulation nationales pour instaurer de bonnes pratiques contractuelles en matière d'échanges transfrontaliers d'énergie électrique.

L'ARREC est l'Institution Spécialisée de la CEDEAO, dotée de la personnalité juridique, de l'indépendance et de l'autonomie nécessaires à l'exercice de ses missions et pouvoirs pour les échanges transfrontaliers d'énergie électrique à travers le réseau de transport sur l'ensemble du territoire des États membres de la CEDEAO.

2.4. Le marché de l'électricité ouest africain

2.4.1. La conception du marché de l'électricité ouest africain

Le projet du modèle du marché de l'électricité ouest africain a été conçu dans l'optique de permettre aux Etats d'échanger l'énergie électrique au travers des infrastructures d'interconnexion.

L'objectif général du projet est de « concevoir et développer un marché de l'électricité pour le *West African Power Pool* ». Cet objectif devrait être atteint grâce aux activités spécifiques telles que i) l'élaboration d'une feuille de route nécessaire pour faire passer la situation technique et commerciale des compagnies électriques nationales, à un marché régional de l'électricité, ii) l'élaboration des règles du marché de l'électricité, iii) la consolidation des accords énergétiques existants et iv) l'élaboration des lignes directrices pour la création du marché de gros de l'électricité (WEM), les tarifs de transport pertinents et la transition vers un marché de l'énergie concurrentiel.

Afin de parvenir à une conception claire et concise du marché pour le WAPP, les principes suivants ont été convenus :

i) La création d'un « quinzième marché », coexistant avec les quatorze marchés nationaux ou systèmes nationaux existants. Ceci est sans doute inspiré du modèle du marché centre américain où le MER a été créé comme un septième marché à côté des six marchés nationaux. Ce « quinzième marché », doté de règles régionales distinctes, ne serait présent qu'aux points d'un « réseau de transport régional » (RTN) défini comme les « frontières » entre les marchés nationaux et le marché régional,

ii) Le Réseau de transport régional est un réseau initialement constitué d'actifs appartenant aux services publics existants dans la région, auxquels s'ajouteraient de nouveaux éléments qui pourraient être intégrés au réseau régional, par le biais de différents mécanismes établis dans la réglementation du marché régional,

iii) Les besoins découlant de la coordination réglementaire régionale sont traités par le régulateur régional. La participation des régulateurs nationaux à cette institution est nécessaire pour garantir et promouvoir la convergence des politiques, la portée des règles « régionales » et pour obtenir un consensus sur les dispositions réglementaires qui pourraient être nécessaires,

iv) Les rôles et responsabilités du Centre d'Information et de Coordination font partie de la conception et de la réglementation du marché régional de l'électricité,

v) La coordination technique et opérationnelle du RTN est également sous la responsabilité d'une institution régionale, impliquant les services publics nationaux (transport) et d'autres entités susceptibles de détenir des actifs du RTN

Cette approche conceptuelle du marché régional de l'électricité répond strictement à des raisons pragmatiques, visant à éviter les difficultés liées à la mise en place d'une organisation centralisée, fondée sur une réglementation régionale approfondie qui primerait sur les réglementations nationales, voire les remplacerait (y compris le remplacement ou la modification des lois, décrets, règlements, règles, normes, procédures techniques).

L'expérience d'autres marchés régionaux a prouvé que les objectifs d'un marché centralisé doivent s'inscrire dans des objectifs à plus long terme et, être revisités à la lumière des changements et des expériences découlant de la vie réelle du marché régional de l'électricité sur la voie vers des étapes plus matures.

Cela est compatible avec l'approche fondamentale du gradualisme sans empêcher les membres de bénéficier des avantages de l'environnement régional, en encourageant le développement de transactions régionales efficaces, transparentes et prévisibles.

2.4.2. L'organisation du Marché de l'Electricité ouest africain

Dans la continuité des efforts de la CEDEAO pour développer son secteur énergétique et promouvoir l'intégration régionale, la **Directive C/DIR/1/06/13 sur l'Organisation du Marché de l'Electricité du 21 Janvier 2013** a été adoptée afin d'assurer une harmonisation des institutions, règles et réglementations des systèmes électriques nationaux au sein de la CEDEAO et l'établissement progressif du marché régional de l'électricité. La Directive vise également à organiser le marché régional de l'électricité et définir les principes qui le régissent dans le cadre du Protocole de l'Energie de la CEDEAO. Son champ d'application inclut la conception du Marché régional et ses phases, le libre accès au réseau de transport régional et l'accès des clients éligibles et, l'harmonisation des dispositions contractuelles relatives aux échanges transfrontaliers d'électricité, à l'accès, l'interconnexion et l'utilisation du réseau de transport régional.

Pour organiser et réguler le Marché régional de l'électricité, la Directive C/DIR/1/06/13 défini les termes spécifiques tels que :

i. *Contrat d'échange transfrontalier d'énergie électrique* : C'est un accord conclu entre un vendeur et un acheteur, en vue de la livraison d'énergie électrique, par l'utilisation d'un Réseau de Transport et d'une Interconnexion transfrontalière par lequel, le vendeur s'engage à injecter et, l'acheteur à soutirer, le volume d'électricité convenu dans l'intervalle ou les intervalles de temps arrêtés et à un prix convenu.
ii. *Exportation d'électricité* : Ceci est défini comme la vente ou l'accord de fourniture d'énergie électrique en vue d'une consommation dans un Etat autre que celui dans lequel l'énergie électrique est produite et dont la livraison nécessite l'utilisation d'une Interconnexion Transfrontalière.
iii. *Importation d'électricité* : C'est l'achat ou l'accord d'achat d'électricité à partir d'un Etat membre autre que celui dans lequel l'électricité est produite et dont la livraison nécessite l'utilisation d'une interconnexion transfrontalière.
iv. *Interconnexion transfrontalière* : Ce terme désigne les lignes permettant la jonction de deux ou plusieurs réseaux de transport nationaux, reliant les systèmes électriques d'au moins deux Etats membres de la CEDEAO et comportant des équipements de

comptage placés sur les nœuds du Réseau de Transport Régional situés dans chacun des Etats membres concernés.

v. *Marché régional d'électricité* : Il définit l'ensemble des échanges transfrontaliers d'énergie électrique à caractère onéreux et des services associés, réalisés à travers les Réseaux de Transport dans l'espace de la CEDEAO.

vi. *Réseau de transport* : Il désigne l'ensemble des lignes électrique à très haute et à haute tension, ainsi que les équipements associés, permettant le transport d'électricité aux fins de fournir à des clients ou à des distributeurs, dans le cadre des échanges transfrontaliers d'énergie électrique.

vii. *Réseau de transport régional ou Réseau de transport interconnecté de l'EEEOA* : Ceci correspond à l'ensemble des lignes et postes de transport dument déclarés par l'EEEOA comme constitutifs du Réseau de Transport Régional. Ces lignes se composent notamment des interconnexions régionales, des lignes régionales détenues par des Sociétés à Objectifs Spécifiques de l'EEEOA et des lignes de transport des systèmes nationaux faisant partie du Réseau Régional de Transport.

viii. *Secteur de l'électricité* : Il rassemble toutes les activités de production, de transport, d'importation, d'exportation, de distribution et de commercialisation d'énergie électrique, ainsi que l'ensemble des acteurs qui concourent à ces activités dans un Etat membre donné ou dans le cadre de la CEDEAO, dont notamment les institutions nationales ou régionales, les sociétés d'électricité et les consommateurs.

En termes de tarification sur le Marché régional, la Directive C/DIR/1/06/13 distingue le prix de l'énergie échangée, qui est négocié contractuellement entre les parties et, la tarification du service de transport transfrontalier, qui est régulée par l'ARREC, selon une méthodologie spécifique (Article 6). Les autorités nationales conservent ainsi leurs prérogatives en matière de fixation des tarifs nationaux.

L'ARREC reste l'organe chargé de la fourniture aux intervenants sur le marché régional, des modèles de contrat à long terme et de contrats bilatéraux à moyen terme et, de l'approbation de tous les contrats conclus entre les parties pour leur effectivité.

2.4.3. Les dispositions mises en œuvre pour le bon fonctionnement du marché de l'électricité régional

Dans la conception du marché régional de l'électricité ouest africain, des règles ont été établies pour assurer son bon fonctionnement. Il s'agit de :

- **Décision Nº 005/ERERA/15 portant approbation des règles du marché régional pour le système d'échange d'énergie électrique ouest africain**

Les présentes règles régissent toutes les transactions commerciales relatives aux flux d'électricité transfrontaliers qui transitent à travers les lignes de transport et ouvrages connexes du réseau interconnecté du Système d'Echange d'Energie Electrique Ouest Africain. Tout ceci dans le respect des normes et procédures définies dans le manuel d'exploitation des réseaux interconnectés de l'EEEOA. Cette règle lie toutes les personnes enregistrées auprès de l'Opérateur du Système de Marché (OSM) en tant que participants ou parties requérantes. Ces règles visent la mise en place et la gestion d'un marché efficace, concurrentiel, transparent et fiable pour la vente et l'achat d'électricité de gros et les services auxiliaires dans la région de l'EEEOA et, à s'assurer que le Manuel d'Exploitation et les RMR (Règles du Marché Régional) concourent à assurer une coordination efficace et une participation adéquate.

- **Décision Nº 006/ERERA/15 portant adoption de la méthodologie tarifaire pour les coûts et le tarif du réseau de transport du système d'Echange d'Energie Electrique Ouest Africaine.**

La méthodologie tarifaire pour les coûts et le tarif du réseau de transport du système d'Echange d'Energie Electrique Ouest Africaine est destinée à formuler les étapes à suivre et des règles qui doivent régir la tarification du transport entre les parties impliquées dans des opérations d'échanges transfrontaliers d'énergie électrique dans le marché régional de l'électricité. La Directive C/DIR/1/06/13 du 21 Juin 2013, sur l'organisation du marché régional de l'électricité dispose que l'ARREC doit publier, conformément à ses procédures et après consultation des parties prenantes, la Méthodologie de Tarification du Transport, qui est l'une des conditions préalables au démarrage de la phase 1 du marché régional de l'électricité.

- **La Décision Nº 007/ERERA/15 portant adoption du manuel d'exploitation du système d'échange d'énergie électrique Ouest africain**

Le manuel d'exploitation du Système d'Echanges d'Energie Electrique Ouest-Africain a pour objectif de s'assurer que tous les systèmes électriques interconnectés de l'EEEOA exploitent correctement et efficacement le réseau interconnecté Ouest-Africain et, qu'ils participent de façon équitable, aux obligations et avantages résultant de l'Interconnexion.

Le manuel stipule que l'adhésion à l'EEEOA est volontaire et reste ouverte à toute personne physique ou morale qui : a) possède et exploite des équipements de production d'une capacité d'au moins 20 MW ou plus, et/ou qui distribue et vend l'électricité en détail (les « usagers du

réseau de transport »); et/ou b) possède/ exploite « des installations principales de la région », si de telles installations sont interconnectées et ont un impact sur la coordination du système d'exploitation dans la région de l'Afrique de l'Ouest (« les propriétaires et exploitant du réseau de transport »). Les Pétroliers, les Producteurs et Transporteurs de gaz destinés à la production d'énergie, de même que les principaux investisseurs dans le secteur de l'énergie peuvent en être Membres.

- **Décision No 009/ERERA/17 portant adoption des modèles de contrat bilatéraux de fourniture d'énergie électrique dans le cadre du Marché Régional du système d'Echange d'Energie Electrique Ouest Africain**

Le Conseil de Régulation de l'EEEOA a adopté deux modèles de contrats bilatéraux contenant chacun, vingt-et-huit articles (publiés sur le site internet de l'ARREC) qui sont un modèle de contrat bilatéral à long terme (durée au-delà d'un an) et un modèle de contrat bilatéral court-moyen terme (durée ne dépassant pas un an).

- **Décision Nº 010/ERERA/17 portant approbation des procédures du marché régional de l'électricité pour le système d'échange d'énergie électrique ouest africain ;**

Le document décrit de manière détaillée, les procédures relatives aux actions et à l'interface entre l'Opérateur du Système Marché-régional (OSM) et les participants au Marché intervenant sur le marché de l'électricité du Système d'Echange d'Energie Electrique Ouest Africain. Ces procédures sont lues conjointement avec les Articles 1.4.c et 7.2 des Règles du Marché Régional du Système d'Echange d'Energie Electrique Ouest Africain et, s'appliquent à l'Opérateur du Système-Marché et à tous les participants au Marché intervenant sur le marché de l'électricité de l'EEEOA. Les procédures suivantes sont associées aux présentes procédures du marché : i) Procédure d'approbation des contrats, ii) Toute autre procédure élaborée par l'OSM et approuvée par l'ARREC. Les documents suivants sont associés aux présentes procédures du marché : i) Accords de participation au marché, ii) Formulaires de demande pour participants au marché. Les présentes procédures précisent les règles et procédures permettant la mise en œuvre des responsabilités de l'OSM.

- **Directive C/DIR/2/12/18 sur la Sécurisation des échanges transfrontaliers d'énergie électrique du Marché Régional d'Electricité, 2018**

La présente directive établit l'ensemble des règles visant à renforcer la sécurité des échanges transfrontaliers d'électricité au sein du pool électrique ouest africain (WAPP) à travers la sécurisation des approvisionnements et des paiements.

- **Décision Nº 013/ERERA/18 portant approbation de la procédure de demande d'admission au marché régional de l'électricité**

La procédure de demande d'admission de participants au Marché Régional de l'Electricité est élaborée conformément à l'Article 27 « Admission des Participants au Marché » des Règles du Marché Régional (RMR) pour encadrer la demande de participation au Marché Régional de l'Electricité. L'admission en tant que Participant au Marché dans le Système d'Echange d'Energie Electrique Ouest Africain est volontaire et ouverte à toute entité, publique ou privée, qui remplit les critères minimaux d'admission d'un Participant au Marché tel que définis aux Articles 8 et 9 des Procédure du Marché Régional de l'Electricité de la CEDEAO pour la phase du Marché correspondante.

- **Décision Nº 014/ERERA/19 portant approbation des procédures d'accès et d'utilisation des services de transport du système d'échange d'énergie électrique ouest africain (PAUSTE)**

Les procédures d'accès et d'utilisation des Services de Transport de l'EEEOA décrivent les conditions et les procédures d'accès, d'utilisation et de paiement des Services de Transport dans le Marché Régional de l'Electricité. Les PAUSTE doivent être lues conjointement avec la Directive C/DIR/1/06/13 du 21 Juin 2013 sur l'organisation régionale du marché d'électricité, avec les Règles du Marché Régional et avec toutes autres procédures du Marché applicables en vertu des Règles du Marché Régional.

- **Décision Nº 006/ERERA/15 portant adoption de la méthodologie tarifaire pour les coûts et le tarif du réseau de transport du système d'Echange d'Energie Electrique Ouest Africaine**

Elle est destinée à formuler des étapes à suivre et des règles qui doivent régir la tarification du transport entre les parties impliquées dans des opérations d'échange transfrontaliers d'énergie électrique dans le marché régional de l'électricité.

- **Règlement C/REG.17/06/19 sur les sanctions pour le marché régional de l'électricité**

Le présent Règlement porte sur les sanctions applicables par l'Autorité de Régulation Régionale du secteur de l'électricité de la CEDEAO (ARREC), en cas d'infraction à la règlementation sur le Marché Régional de l'Electricité de la CEDEAO. Les règles sur les sanctions s'appliquent à tous les participants au Marché Régional de l'Electricité de la CEDEAO, à l'Opérateur de Marché et du Système, à tout gestionnaire du réseau de transport ou à tout fournisseur de services de transport ou à tout fournisseur de service de transport des Etats membres de la CEDEAO, ainsi qu'à toute autre personne soumise à la Réglementation sur le Marché Régional de l'Electricité de la CEDEAO.

2.4.4. Le schéma de fonctionnement du WAPP en comparaison avec d'autres power pools, en l'occurrence le SAPP, l'EAPP, le MER et le Nord pool

- La gouvernance

En termes de gouvernance, selon (Elabbas et al. 2023) l'Assemblée Générale est la plus haute autorité décisionnelle du WAPP et tous les membres ont des droits de vote égaux (même si la moitié des votes appartient à seulement deux pays, le Ghana et le Nigeria) et donc un modèle de gouvernance plus démocratique et inclusif. En revanche dans le SAPP la plus haute autorité décisionnelle est le conseil administration et ici les décisions sont prises uniquement par les représentants des entreprises publiques au détriment des entreprises privées. Au niveau du MER c'est le Conseil des Directeurs du MER (le CDMER) qui est chargé de la politique d'intégration énergétique du pool (Rodriguez 2017).

- Appui financier et technique

Les modalités de financement du WAPP et du SAPP sont constituées des cotisations ou contributions des membres et des subventions de donateurs. Alors que les contributions des membres du WAPP varient proportionnellement à l'énergie échangée, le SAPP opte pour des cotisations annuelles fixes. Au niveau du WAPP les subventions sont facilitées par la CEDEAO. En plus des contributions de membres et des subventions, le SAPP peut compter sur des frais de marché. Le financement au niveau du MER est assuré par des prêts de banques telles que la Banque Interaméricaine de Développement (BID) et le Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE), des contributions des compagnies d'électricité régionales sous forme d'une tarification appliquée à la demande d'électricité de chaque pays. En outre, le WAPP dépend de contrats externes pour mener à bien la plupart de ses activités et qu'il entretienne de bonnes relations aussi bien avec les pays membres qu'avec les institutions internationales. Le SAPP de son côté démontre la qualité de son personnel par sa gestion réussie du commerce et

des différents entre les membres. Au niveau du MER, la création des entités régionales comme la Commission Régionale pour l'Interconnexion Electrique (CRIE), l'Opérateur Régional (EOR) et le Conseil des Directeurs des Marchés Régionaux de l'Electricité (CDMER) témoigne de la capacité du personnel et de la préparation technique au sein du pool.

- Conditions physiques

Au sein du WAPP, les petits pays, tels que le Bénin et le Togo, et les pays enclavés, tels que le Mali et le Burkina Faso, dépendent des pays riches en ressources tels que le Nigeria, le Ghana et la Côte d'Ivoire, qui disposent également d'une importante capacité hydroélectrique. Dans le SAPP, les services publics du Nord dépendent de la production d'hydroélectricité et complètent la production thermique de l'Afrique du Sud et du Botswana. Au niveau du MER, les interconnexions ont commencé par deux pays en 1975 puis ont pris de l'ampleur à partir de 1996 avec la signature du traité-cadre sur le marché de l'électricité en Amérique centrale conduisant à la première interconnexion régionale SIEPAC qui est le Système d'Interconnexion Électrique des Pays d'Amérique Centrale reliant les six systèmes nationaux.

- Aspect institutionnel

Le WAPP, tout comme le MER constituent en eux même des institutions fortes, puisqu'il s'agit respectivement du 15ième et du 7ième marchés pour réaliser des transactions régionales d'électricité entre les agents (compagnies d'électricité étatiques et privées) de leurs pays. En revanche, le SAPP ne dispose pas d'institutions régionales fortes. De plus, dans le cas du SAPP, les décisions politiques ont une influence majeure sur le pool de telle sorte que les orientations politiques des États membres de la SADC, en particulier l'Afrique du Sud, façonnent le cadre réglementaire, les investissements et la coopération nécessaires pour le développement et le fonctionnement du pool. En outre, le WAPP, il dispose de l'ARREC qui jouit d'un pouvoir statutaire et quasi-judiciaire pour émettre des règlements et des décisions qui sont contraignants et directement applicables sur le territoire de la CEDEAO. Le SAPP est jusqu'à présent autorégulé par des accords internes et la RERA ne jouit d'aucun pouvoir de décision mais ses attributions se limitent simplement à faire des recommandations à la Commission de l'Energie du SAPP.

- Stratégie des pays membres

Les compagnies du Nigeria, du Ghana et de la Côte d'Ivoire ont une approche ambiguë du WAPP, craignant qu'il ne contraigne et ne contrôle leurs opérations. Dans le SAPP les pays membres ont initialement coopéré pour réduire leur dépendance à l'égard des importations en

provenance d'Afrique du Sud. Certains des pays de l'Amérique Centrale ont totalement privatisé leurs compagnies d'électricité et séparé les segments production des segments distribution, d'autres comme le Honduras et Costa Rica ont encore des sociétés verticalement intégrées. Seuls les opérateurs autorisés par les Etats ou les régulateurs nationaux sur les marchés nationaux respectifs peuvent opérer sur le marché régional.

- Appartenance à une CER

Les pays du SAPP appartiennent tous à la Southern African Development Community (SADC), les pays du WAPP à la Communauté Économique des États de l'Afrique de l'Ouest (CEDEAO) et les pays du MER au Système d'intégration centraméricain (SICA).

3. Le Plan directeur de la CEDEAO pour le développement des moyens régionaux de production et de transport d'énergie électrique 2019-2033

Encore appelé Schéma Directeur Énergie (SDE) ou Plan Stratégique Énergétique (PSE), le Plan directeur de la CEDEAO est un outil de planification énergétique qui définit une vision à moyen et long terme pour une organisation, une entreprise ou une collectivité. Il s'agit d'une feuille de route qui identifie et planifie les actions nécessaires pour atteindre les objectifs énergétiques fixés par la réglementation ou par l'organisation elle-même.

Le plan directeur de la CEDEAO a été élaboré de façon à répondre à trois grands objectifs :

- L'intégration optimale des énergies renouvelables dans le système électrique ouest-africain en prenant en compte les contraintes économiques, environnementales et techniques ;
- La nécessité de garantir la sécurité d'approvisionnement à court, moyen et long-terme, prenant en compte les besoins en termes d'énergie électrique et les contraintes liées à la production (notamment renouvelable) et au transport de l'électricité ;
- Le développement des infrastructures (transport et production) nécessaires à l'établissement d'un marché de l'électricité en Afrique de l'Ouest, prenant en compte les contraintes opérationnelles identifiées.

Le plan directeur a été scindé en ces trois horizons temporels considérant, d'une part, les possibilités d'échange avec l'Afrique de l'Ouest, et d'autre part, avec le Pool Electrique d'Afrique Centrale (PEAC).

- Plan directeur à court-terme (2018 – 2022)

Selon cet horizon temporel, la demande en énergie électrique de la CEDEAO de 15.3 GW en 2018 devrait évoluer vers 21.3 GW en 2022. Une telle croissance nécessite le développement massif de moyens de production et de transport d'électricité et la liste des projets décidés en production et transport est important. Ces investissements sont majeurs pour assurer la sécurité d'approvisionnement de la région en énergie à coût abordable.

Du point de vue de la production, l'horizon de court-terme est ainsi caractérisé par la mise en service de nombreuses unités de production hydroélectriques totalisant 2 103 MW. En outre, il était prévu que 46% de la nouvelle puissance installée en 2022 concerne des technologies d'énergie renouvelable. Cette transition vers le développement de projets solaires dans l'ensemble des pays de la sous-région devra ainsi être soutenue par un cadre règlementaire de mesures financières appropriées afin de pouvoir se réaliser.

A court-terme, outre la mise en service des projets d'interconnexion décidés, il a été prévu que la priorité consiste à assurer la sécurité d'exploitation du réseau interconnecté grâce à leur mise en service rapide.

Ainsi, selon le rapport statistique annuel d'exploitation 2022 du WAPP, à la fin 2022, le système électrique interconnecté de l'EEEOA était composé de systèmes électriques de 13 pays qui sont interconnectés électriquement mais qui fonctionnent en trois blocs synchrones distincts, en raison de problèmes de stabilité dynamique.

Les trois blocs synchrones sont définis comme suit : i) le bloc synchrone Est : composé du système électrique du Nigéria, du Niger et d'une partie du Togo-Bénin ; ii) le bloc synchrone Centre : composé du système électrique du Ghana, de la Cote d'Ivoire, du Burkina Faso, d'une partie du Mali, d'une partie du Togo, du Benin, du Libéria, de la Sierra leone et de la Guinée ; iii) le bloc synchrone Ouest : composé du système électrique du Sénégal, de la Gambie et d'une partie du Mali.

La Guinée Bissau est le seul pays qui est encore isolé électriquement des autres pays de l'EEEOA. Cependant avec la réalisation du projet OMVG au cours de l'année 2023, il est prévu que la Guinée Bissau soit connectée à la Guinée et par conséquent aux autres pays.

- **Plan directeur à moyen-terme (2023 – 2029)**

À moyen terme, la demande de charge devrait continuer de croître, passant de 21,3 GW en 2022 à 26,8 GW en 2025 et à 36,4 GW en 2029.

Sur la base des résultats du plan directeur production, l'horizon de moyen terme verra s'agrandir de manière significative la part du renouvelable dans le mix énergétique de la région. Un potentiel économique de 19 285 MW a été identifié à l'horizon 2029.

Par conséquent, en 2029, l'électricité produite dans toute la région d'Afrique de l'Ouest proviendra à 38% de technologies utilisant des énergies renouvelables, dont 24% d'hydroélectricité, 13% de solaire photovoltaïque et 1% d'énergie éolienne.

Du point de vue du réseau, les principaux besoins en termes de renforcement des interconnexions sont :

- Renforcement de capacités d'import-export du Nigéria par la construction du dorsale médiane 330kV entre le Nigéria (Kainji) et la Côte d'Ivoire (Ferke) avec des sous-stations intermédiaires au Ghana, Togo et Bénin. Cette ligne revêt une importance cruciale pour l'intégration des énergies renouvelables à long terme.
- Seconde ligne d'interconnexion Guinée-Mali permettant d'assurer l'échange d'énergie renouvelable (hydro et solaire). La construction doit coïncider avec la mise en service de Koukoutamba. Cette nouvelle interconnexion se connectera à la sous-station 225 kV existante Linsan (Guinée) d'un côté et à l'actuel 225 kV Manantali poste (Mali), d'autre part.
- Nouvelle ligne d'interconnexion 225kV entre la Guinée (Fomi) et la Côte d'Ivoire (Boundiali) permettant également de connecter le site de Morisanako (100MW hydro + 100MW PV) ; ·
- Interconnexion Libéria-Côte d'Ivoire (Buchanan – San Pedro) qui doit coïncider avec la mise en service du site hydroélectrique de Tiboto (site partagé entre le Libéria et la Côte d'Ivoire).

Plan directeur à long-terme (2030 et au-delà)

La période de long terme considérée ici couvre les années 2030 jusque 2033. Sur cet intervalle de long terme, la demande continue de croître de manière exponentielle dans la région, la prévision de la demande de pointe synchrone de la région passant effectivement de 36.4 GW en 2029 à 50.8 GW en 2033.

Comparativement à la période de moyen-terme, on peut constater que les investissements dans des unités hydroélectriques sont proportionnellement très réduits. En effet, les projets économiquement les plus intéressants ont été pris en compte à l'horizon moyen-terme et les

projets candidats restants n'apparaissent pas comme une option économiquement viable pour l'alimentation électrique de la sous-région à l'horizon 2033.

A cet horizon, et compte tenu du taux d'intégration des énergies renouvelables, l'un des principaux enjeux réside dans la satisfaction des critères de fiabilité et l'apport de suffisamment de flexibilité au système. Il en résulte que des investissements supplémentaires doivent être réalisés dans des unités thermiques essentiellement à partir de 2030. Cela explique notamment pourquoi les investissements dans les centrales gaz sont proportionnellement plus importants sur l'horizon de long terme par rapport aux autres horizons.

Du point de vue du réseau de transport, les interconnexions recommandées à long-terme sont :

- Un axe 330kV entre le Sénégal, la Guinée, le Mali, le Burkina Faso et la Côte d'Ivoire qui se connectera à la dorsale médiane à Ferkessedougou.
- La distance totale de la ligne de Tobène à Linsan et jusque Sikasso est d'environ 1600 km. En raison des longues distances entre ces sous stations potentielles, des sous-stations supplémentaires devraient être créées afin d'augmenter les capacités de transport de la ligne et de permettre un fonctionnement plus facile de celle-ci ;
- Entre Sikasso et Bobo, le tronçon 330kV de la ligne Bolgatanga-Bobo Sikasso devant être développé à court-terme permettra de connecter le Burkina Faso à cet axe ;
- Entre Bobo et Ferke, un nouvel axe 330kV permettra de fermer l'axe Est Ouest.

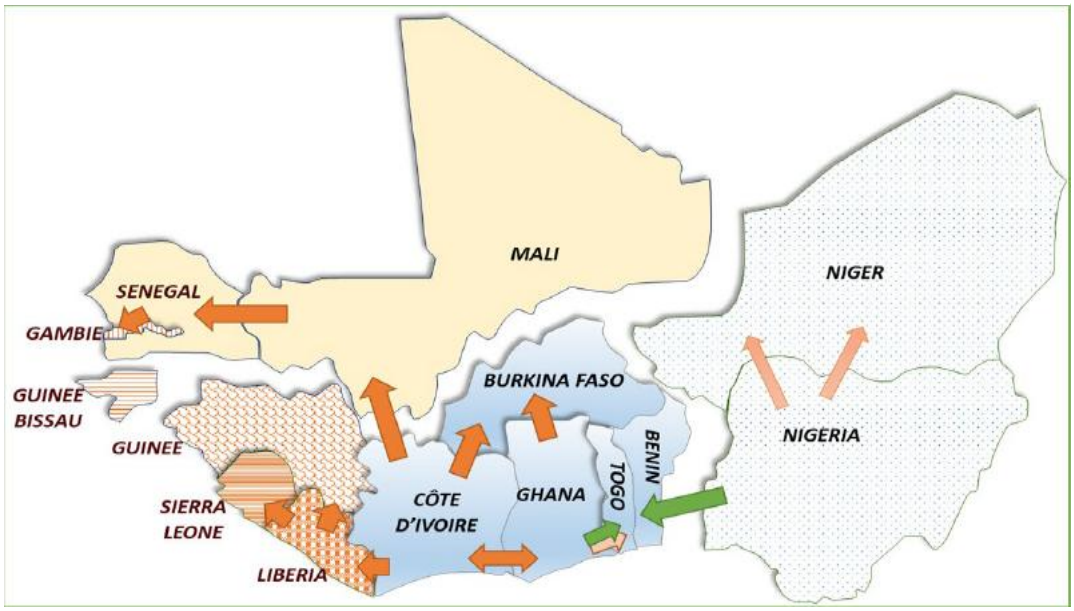
4. Les réalisations au sein du Pool énergétique de l'Afrique de l'ouest

4.1. L'exploitation du système électrique du Pool énergétique de l'Afrique de l'ouest

Les pools énergétiques présentent des avantages largement reconnus. Ils permettent l'expansion des systèmes électriques au-delà des frontières et l'investissement dans des projets à grande échelle qui ne sont pas viables pour un seul pays. Ils favorisent la participation du secteur privé et, en permettant le partage des réserves, les pools énergétiques augmentent la sécurité de l'approvisionnement, ainsi qu'une plus grande pénétration des énergies renouvelables, grâce à une zone d'équilibrage plus large (Elabbas et al., 2023). Le WAPP a ainsi pour mission de promouvoir et développer des infrastructures de production et de transport d'énergie électrique et assurer la coordination des échanges d'énergie électrique entre les Etats membres de la CEDEAO.

L’interconnexion des industries électriques au sein du WAPP et les investissements réalisés ont permis d’accroitre le volume des échanges d’électricité entre les pays.

Figure 10 - Réseau électrique du WAPP, 2021



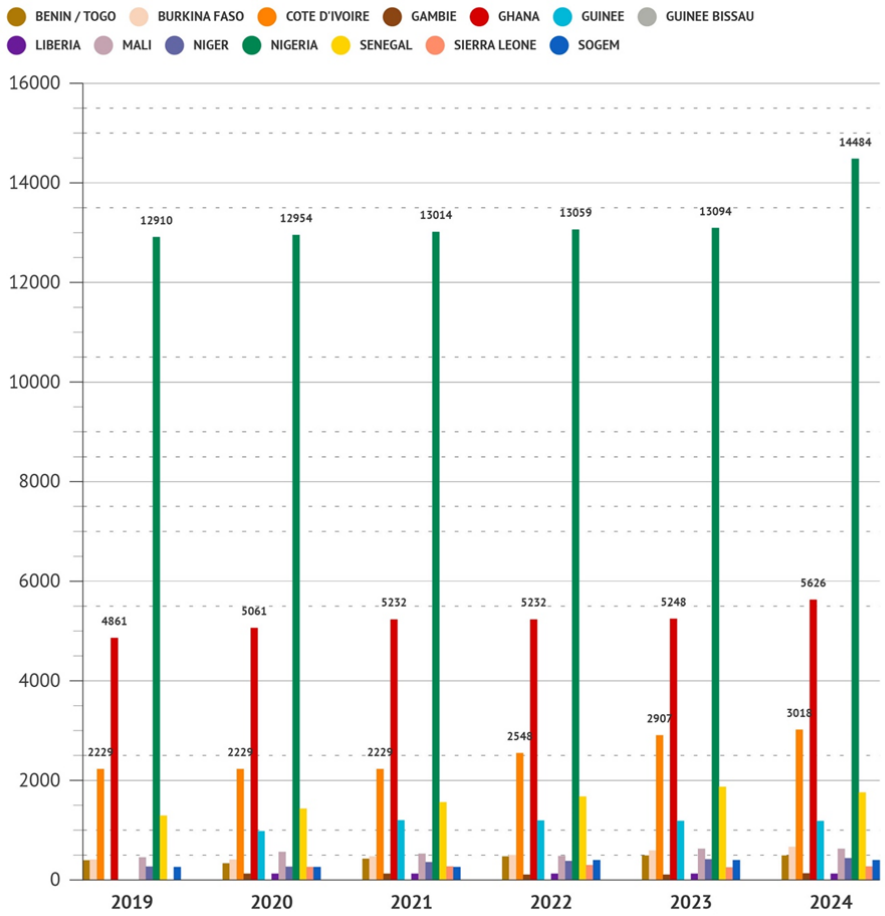
Source : Commission Economique des Etats de l’Afrique de l’Ouest, 2022

L’interconnexion des industries électriques au sein du WAPP et les investissements réalisés ont permis d’accroitre le volume des échanges d’électricité entre les pays.

- **Puissance installée**

Le mix énergétique au sein du WAPP est principalement dominé par des actifs de production thermique (gaz, diesel, HFO, LFO). Le reste du mix concerne les actifs hydroélectriques avec l’apparition récente des nouveaux renouvelables (solaire PV).

Graphique 33 - La puissance installée des pays du WAPP de 2019 à 2024



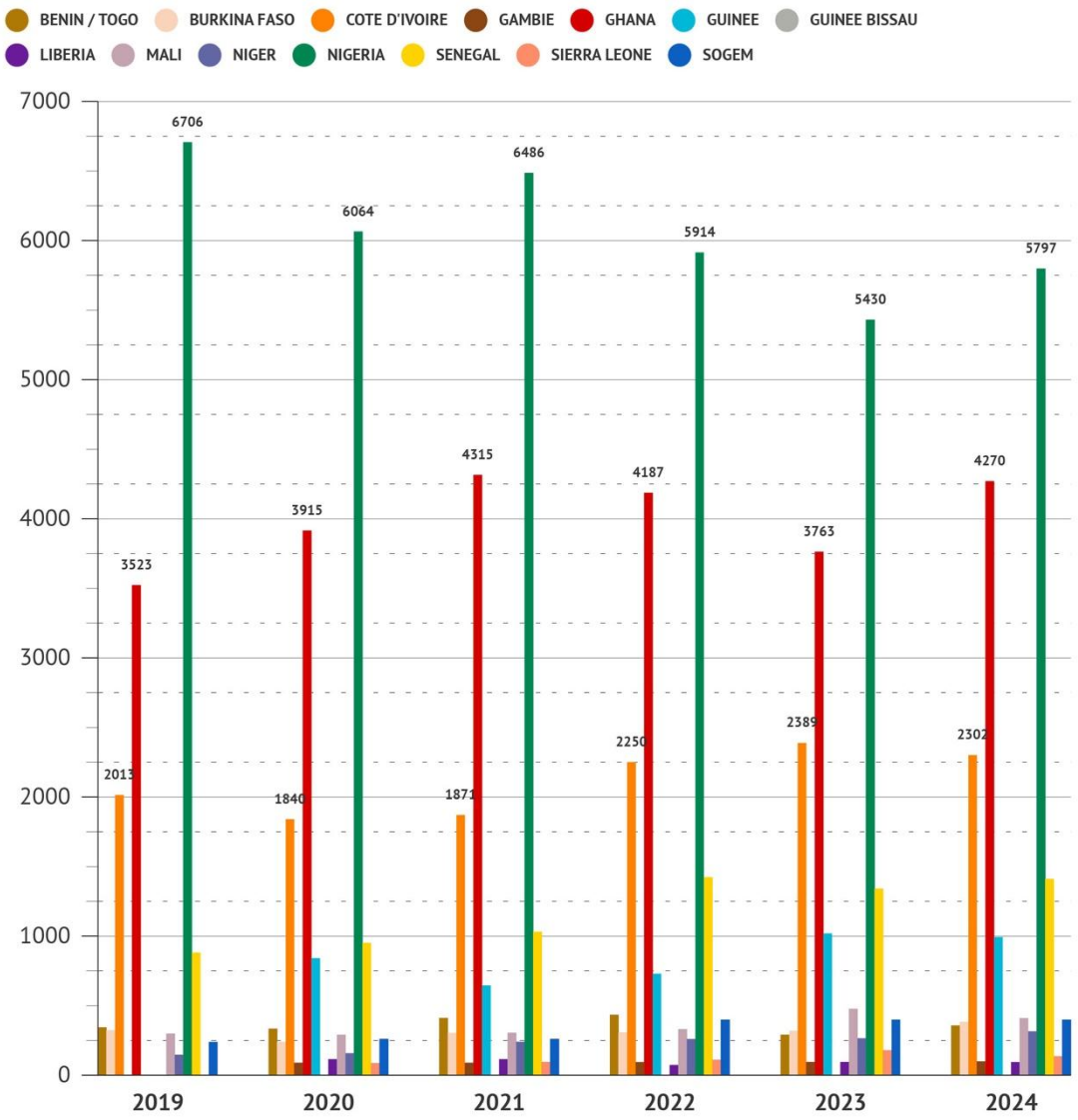
Source : : Auteur, à partir des rapports statistiques annuel d'exploitation du West African power pool, 2025

Au cours de la période considérée, la puissance installée totale s'est accrue passant de 23 076 MW en 2019 à 29 219 en 2024, soit un taux de croissance de 26,6%. La Côte d'Ivoire, le Ghana et le Nigéria présentent à eux trois un peu plus de 79% de la capacité installée au sein du WAPP en 2024. Le thermique, l'hydroélectrique et ENR (solaire PV & Eolien) représentent respectivement 74% (soit 19 732 MW), 23% (soit 6 116 MW) et 3% (soit 717 MW) de cette puissance installée en 2022.

Toutefois, la puissance disponible au total au sein du WAPP en 2024 n'est que 16 966 MW, soit 58% de la puissance totale installée (29219 MW). La plupart des systèmes électriques présentent des taux de puissance disponible par rapport à leur puissance installée supérieure à

58% à l'exception du Nigéria, de la Sierra Léone et du Burkina Faso qui présentent des taux de disponibilité respective de 40%, 50% et 57%.

Graphique 34 - Puissance disponible des pays du WAPP, 2019-2024

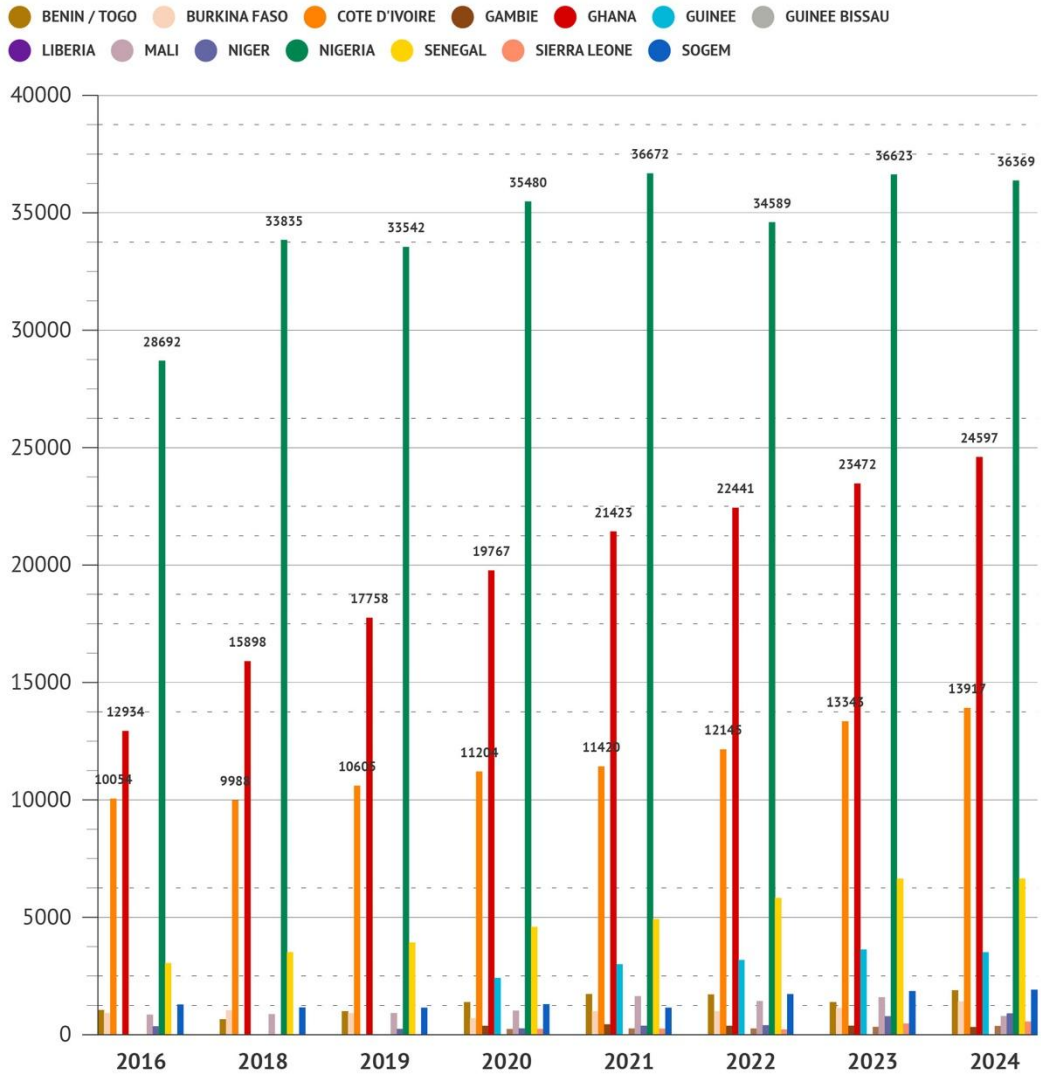


Source : Auteur, à partir des rapports statistiques annuels d'exploitation du West African power pool, 2025

Production d'électricité

Le développement des capacités installées a permis d'accroitre la production d'énergie électrique de la sous-région.

Graphique 35 - Production d'énergie (GWh) des pays du WAPP, 2016-2023



Source : Auteur, à partir des rapports statistiques annuels d'exploitation du West African power pool, 2025

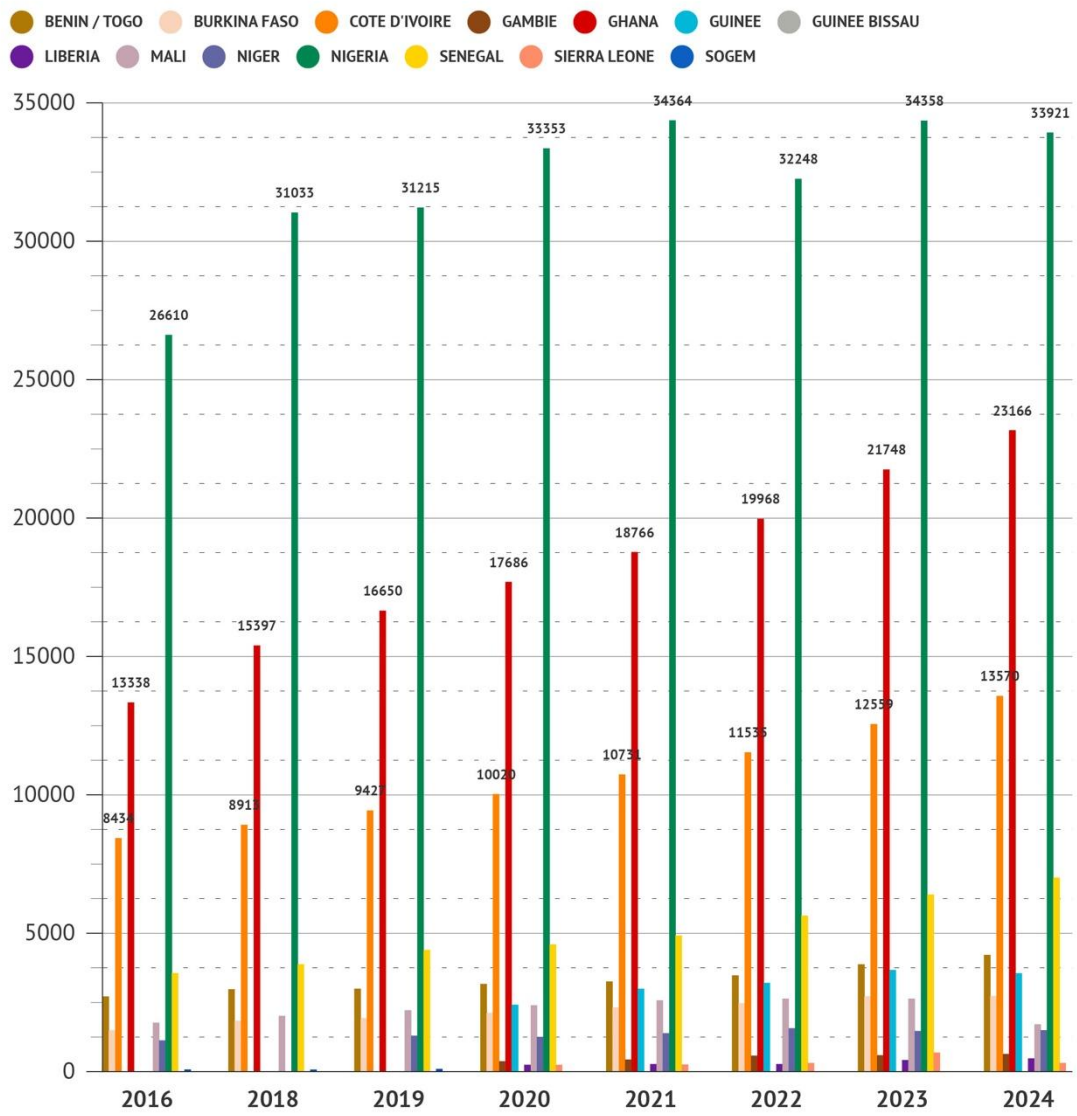
L'énergie totale produite en 2024 au sein du système électrique interconnecté du WAPP est de 93 176 GWhs. Cette énergie produite représente une augmentation de 1535 GWh par rapport à l'énergie totale produite en 2023 (91 641GWh). La production d'énergie est dominée par le Nigéria qui représente 39% de l'énergie totale, suivie du Ghana 26% et de la Côte d'ivoire (15%).

- La consommation d'électricité au sein du WAPP

En termes de consommation d'énergie électrique, un important déséquilibre existe dans la région entre les différents pays membres du WAPP. A titre d'exemple, en 2024, sur les 92 771

GWh consommés, 33 921 GWh étaient consommés par le Nigéria, le Ghana (23 166 GWh) et la Côte d'Ivoire (13 570 GWh). Le Nigéria est à lui seul, responsable de 36,6% de la consommation totale de la région, suivi par le Ghana 25,0% et la Côte d'ivoire 14,6%.

Graphique 36 - Consommation d'électricité (GWh) dans les pays du WAPP, 2016-2024



Source : Auteur, à partir des rapports statistiques annuels d'exploitation du West African power pool, 2025

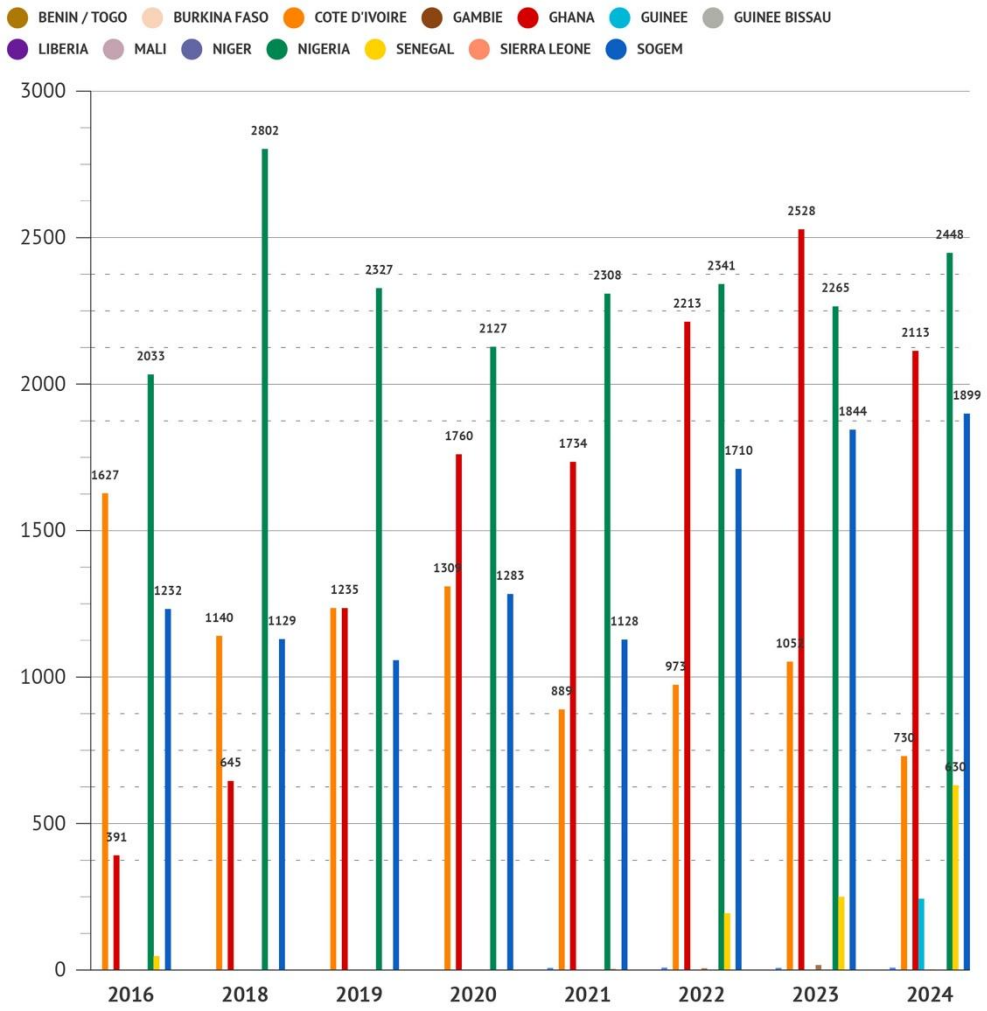
La consommation totale d'énergie électrique de la sous-région enregistre un taux de croissance de 1,8% par rapport à la consommation d'énergie de 2023 (91 098 GWh).

- Exportation et importation d'électricité

Le volume total exporté par les pays du WAPP a progressé de 5330 GWhs à 8 073 GWhs entre 2016 et 2024. Les principaux pays exportateurs d'énergie électrique dans la sous-région en 2024 sont le Nigeria (30%), le Ghana (26%), la Côte d'Ivoire (9%) et le Sénégal (7,8%). En 2024,

ces quatre (4) pays ont exporté une énergie totale de 5 921 GWhs qui représente environ 73% de l'énergie exportée au sein du système électrique de l'EEEOA.

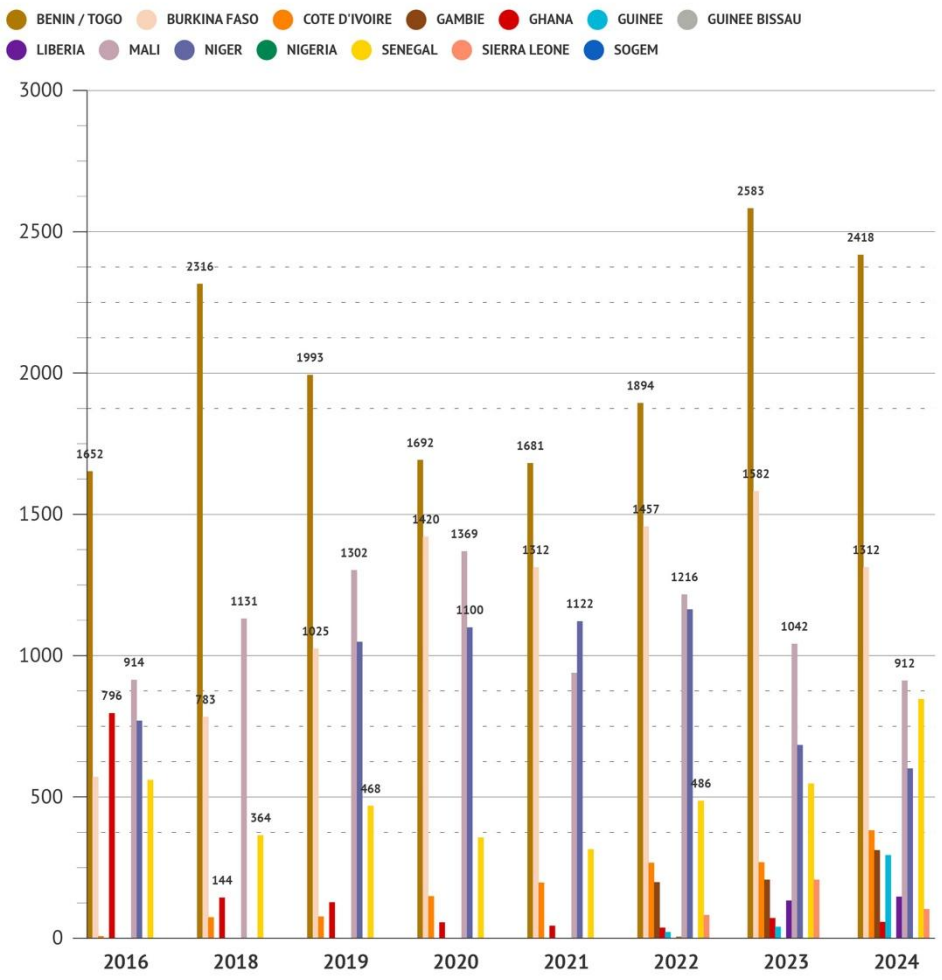
Graphique 37 - Exportation d'électricité (GWh) dans les pays du WAPP, 2016-2024



Source : Auteur, à partir des rapports statistiques annuels d'exploitation du West African power pool, 2025

En termes d'importation, l'énergie totale importée des pays importateurs en 2024 au sein du système électrique interconnecté de l'EEEOA est de 7 385 GWhs. Cette importation d'énergie enregistre seulement une hausse de 21 GWhs (soit une croissance de 0,3%) par rapport à l'énergie importée en 2023 (7364 GWh).

Graphique 38 - Importation d'électricité (GWh) dans les pays du WAPP, 2016-2024



Source : Auteur, à partir des rapports statistiques annuels d'exploitation du West African power pool, 2025

Les principaux pays importateurs d'énergie dans la sous-région en 2024 sont le Bénin-Togo (33%), le Burkina (18%), le Mali (12%), le Sénégal (11,5%) et le Niger (8%). En 2024, ces six (6) pays ont importé 6089 GWhs qui représente environ 83% de l'énergie importée au sein du système électrique de l'EEEOA. Les 17% restants représentent l'énergie importée par les autres pays.

4.2. Les principaux défis et facteurs critiques identifiés dans les pays du WAPP

Ci-après sont présentés les principaux défis et facteurs critiques identifiés à travers les pays membres de l'EEEOA. Il s'agit des défis opérationnels, techniques, financiers, de planification et de gouvernance.

4.2.1. Les défis opérationnels

La gestion des réseaux électriques est confrontée à de nombreuses difficultés, telles que la faiblesse des Codes Réseau, l'absence ou l'insuffisance de réserves tournantes et le recours au dispatching manuel de l'électricité. Ces insuffisances se traduisent par des coupures fréquentes et prolongées, la remise sous tension devant s'effectuer manuellement. L'intégration des énergies renouvelables intermittentes pourrait également compromettre la qualité de l'alimentation si ces limitations ne sont pas correctement prises en compte.

L'entretien des infrastructures de production, de transport et de distribution requiert une réactivité opérationnelle, procédurale et financière. Il suppose des opérateurs capables de diagnostiquer les problèmes, des financements disponibles pour y remédier et des procédures de passation de marchés permettant d'intervenir dans des délais adéquats. Dans la pratique, ces conditions sont rarement réunies, et les conséquences d'un entretien insuffisant se traduisent par une détérioration et une usure prématurée des équipements, des pertes techniques importantes, une consommation spécifique accrue et une faible disponibilité des capacités installées, tant en production qu'en transport. Ces insuffisances peuvent également entraîner des délestages et des coupures, incitant au recours à des groupes électrogènes de secours ou à l'autoconsommation. Ainsi, dans certains pays comme le Togo, plus de la moitié des industriels se tournent vers des solutions d'alimentation alternatives.

Par ailleurs, l'intégration des nouvelles énergies renouvelables exige une gestion technique fine. L'insertion significative de centrales solaires photovoltaïques sur le réseau soulève notamment deux problèmes affectant la stabilité de la fréquence : le manque d'inertie et l'absence de mécanismes de régulation primaire. Les pays souhaitant augmenter la part des énergies renouvelables dans leur mix, tels que le Sénégal, le Ghana et le Burkina Faso, devraient tenir compte de contraintes telles que la constitution d'une réserve tournante adéquate pour compenser l'intermittence. Dans le cas du solaire photovoltaïque, la production atteint son pic en milieu de journée, tandis que la demande culmine en fin de journée, accentuant le décalage entre production et consommation.

Un obstacle majeur au développement de projets solaires dans certains pays du WAPP a été l'absence de Codes Réseau, indispensables pour définir les conditions de raccordement et encadrer l'intégration technique des énergies renouvelables.

Enfin, l'essor des énergies renouvelables et le développement des réseaux interconnectés régionaux génèrent de nouveaux besoins en compétences spécifiques. Outre la gestion des nouveaux contrats, des compétences techniques spécialisées sont désormais cruciales, notamment dans les domaines de la stabilité des réseaux, de la régulation de la fréquence et de la tension, ainsi que du dispatching.

4.2.2. Les défis techniques

L'intégration des secteurs électriques des pays d'Afrique de l'Ouest constitue un enjeu économique majeur, visant à terme un mix électrique régional diversifié, robuste et à moindre coût, objectif porté par le WAPP.

Les principaux échanges transfrontaliers d'électricité s'effectuent à travers les interconnexions de l'Organisation de Mise en Valeur du fleuve Gambie (OMVG), de l'Organisation de Mise en Valeur du fleuve Sénégal (OMVS), de la boucle Côte d'Ivoire–Libéria–Sierra Leone–Guinée (CLSG), ainsi que de celle reliant le Ghana, le Burkina Faso, la Guinée et le Mali. Les échanges de gaz naturel aux frontières sont assurés *via* le *West African Gas Pipeline*. L'expérience du fonctionnement de ces infrastructures montre que le système repose davantage sur des relations politiques et « fraternelles » que sur des relations commerciales solides. Historiquement, les négociations de ces échanges se réalisaient à un niveau politique élevé, en dehors de tout cadre technique coordonné. Ainsi, les exportateurs livrent leur surplus et, en l'absence de surplus, en raison de sécheresses ponctuelles ou de déficits de planification et d'investissement, la fourniture aux importateurs peut être perturbée.

Cette faiblesse de l'encadrement commercial engendre un manque de fiabilité des importations et des exportations, tant pour l'électricité que pour les combustibles. Cette fiabilité est particulièrement cruciale pour les pays fortement importateurs, tels que le Togo et le Bénin (*via* la CEB), le Niger ou la Gambie. Elle implique également une meilleure anticipation des risques financiers, comme les écarts liés aux taux de change, souvent absents des contrats d'import/export.

Le service client apparaît comme un facteur déterminant dans ce contexte. L'absence de services clients efficaces entraîne, dans certains pays comme le Libéria, la perte de clients potentiels raccordables, incapables de faire valoir leur demande ou de suivre l'avancement de leur processus de raccordement. Cette lacune peut conduire certains clients à recourir à des solutions de raccordement clandestin. L'identification rigoureuse des clients et de leurs besoins réels est donc essentielle pour assurer la pérennité de la distribution électrique.

Le diagnostic du secteur montre également que le manque de cadre réglementaire et institutionnel constitue un frein majeur, notamment pour le développement de grands projets impliquant des acteurs privés à travers des Partenariats Public-Privé (PPP) ou des Producteurs Indépendants (*Independent Power Producers, IPPs*). L'implémentation réglementaire est souvent plus lente que l'avancement des projets, entraînant des retards significatifs.

La mobilisation du financement apparaît comme un enjeu central et fréquemment critique pour le développement des grands projets. Les capacités d'endettement public des États membres de le WAPP sont limitées, et les banques commerciales régionales ne disposent pas toujours de produits de financement adaptés aux investissements lourds et de long terme. Les financements proviennent généralement de bailleurs de fonds et d'institutions financières de développement

(IFD), du secteur privé *via* des PPP ou des IPPs, ou encore de crédits export via des banques d'import-export.

Par ailleurs, la capacité des États à mobiliser efficacement ces financements doit être renforcée. Les projets soumis aux bailleurs de fonds souffrent souvent d'une préparation insuffisante, avec des dossiers incomplets et des négociations entreprises sans feuille de route préalable. Ces lacunes prolongent les délais de financement et retardent le développement des projets prioritaires.

4.2.3. Les défis financiers

Sur le plan financier, certains pays tels que le Libéria et le Niger ne disposent pas d'une vision claire du coût réel de leur service électrique. L'absence de connaissance précise des coûts de production et de transport empêche l'élaboration d'une tarification adaptée.

De plus, la séparation comptable des différentes activités, production, transport et distribution, n'est pas systématiquement effectuée, rendant difficile l'évaluation des coûts propres à chaque activité. Dans des cas particuliers, comme celui de la Guinée-Bissau où la société nationale intervient sur plusieurs secteurs (électricité, eau et assainissement), l'absence de comptabilité analytique complique l'identification des revenus générés par chacun des services.

Les pertes techniques, combinées aux pertes liées au recouvrement des factures, représentent la majeure partie des déficits quasi-budgétaires des sociétés publiques d'électricité dans la moitié des pays africains. Au niveau du transport et de la distribution, ces pertes se classent au second rang dans 19 pays d'Afrique, suivies par les pertes liées au recouvrement des factures. Les sociétés subissant d'importantes pertes techniques ont tendance à rencontrer également des difficultés dans le recouvrement, traduisant une gestion non optimisée tout au long de la chaîne de valeur.

Dans les pays membres du WAPP, les tarifs appliqués ne reflètent pas les coûts réels du service et ne permettent pas aux entreprises de recouvrer leurs dépenses. Ce déficit chronique compromet la santé financière des sociétés d'électricité. Dans certains pays, aucune périodicité minimale de réévaluation des tarifs n'est définie, ce qui entraîne une inadéquation entre tarifs et coûts évolutifs. Des mécanismes d'ajustement existent, comme au Ghana, pour tenir compte de facteurs exogènes tels que la variation des prix des combustibles sur les marchés internationaux. Cependant, leur utilisation reste marginale et partielle.

Même lorsque des augmentations tarifaires sont envisagées pour couvrir les coûts, les compagnies rencontrent des résistances. En Côte d'Ivoire, par exemple, la hausse des tarifs a été contestée par les consommateurs, faute d'amélioration perceptible de la qualité de l'alimentation électrique. De plus, lorsque des subventions sont mises en place pour compenser les déficits tarifaires, leur suivi est souvent insuffisant, aggravant la dette du secteur.

Un facteur critique de pérennité réside également dans le comptage rigoureux de l'électricité auprès des clients finaux. Les pertes non techniques, issues de fraudes, représentent un manque à gagner important mais difficile à détecter, nécessitant parfois la mise en place de brigades de contrôle, comme en Gambie. L'estimation de la consommation, notamment pour les clients facturés au forfait, constitue un autre défi majeur. Les écarts entre consommation réelle et consommation estimée peuvent être conséquents et nuire à la planification de la demande.

Le faible taux de recouvrement des factures constitue un enjeu majeur pour les pays du WAPP. Il entraîne une baisse des recettes tarifaires et affecte directement la santé financière des sociétés, limitant leur capacité à rémunérer leurs fournisseurs. Les IPPs sont généralement payés en priorité, ce sont donc principalement les sociétés publiques de production nationale et les entreprises exportatrices d'électricité qui subissent les conséquences. Au Togo, par exemple, la CEET et la CEB font face à d'importantes créances impayées pour l'électricité fournie, affectant leur équilibre financier.

En définitive, la pérennité financière du secteur électrique dépend largement de l'adéquation entre les coûts réels de production et de transport et les tarifs appliqués aux consommateurs, ainsi que de l'efficacité du recouvrement des factures et de la gestion des pertes techniques et non techniques.

4.2.4. Le défis de planification

Dans la sous-région, l'offre d'électricité demeure systématiquement inférieure à la demande, entraînant des coupures fréquentes et prolongées. Dans de nombreux pays, les problèmes de qualité d'alimentation sont traités par des mesures d'urgence, qui se révèlent très coûteuses. Une gestion prolongée par l'urgence peut, à long terme, revenir plus chère que la construction d'infrastructures correctement planifiées et dimensionnées.

Le déficit de production, associé à une volonté de développement économique rapide, conduit certains pays à recourir à ces solutions temporaires. Celles-ci reposent sur la fourniture du combustible par l'État ou la société publique, le paiement de la capacité mise à disposition, ainsi que les coûts d'installation et de démantèlement des actifs loués et des lignes de transport en développement.

Pour assurer l'approvisionnement des utilisateurs finaux, il est nécessaire d'augmenter simultanément la capacité de production et la capacité d'acheminement de l'électricité, du centre de production vers le centre de consommation. Le développement des réseaux de transport constitue un point central, car il permet d'évacuer l'électricité produite vers les clients finaux et d'attirer les investisseurs privés, tout en facilitant l'exportation d'électricité vers les pays voisins via les interconnexions régionales.

Malgré les investissements réalisés, le réseau de transport du WAPP reste un maillon faible de la chaîne d'approvisionnement. Peu de pays disposent d'un maillage national suffisant, et les

lignes sont souvent dimensionnées au minimum, sans toujours respecter les standards techniques. Cette insuffisance impose un coût d'investissement supplémentaire pour chaque nouveau projet de production, qui doit intégrer, en plus de la centrale, le renforcement et l'extension du réseau de transport existant.

Le réseau de distribution constitue également un facteur critique, en raison de sa fonction de raccordement des clients finaux. Les défauts de qualité de l'alimentation trouvent souvent leur origine dans des postes sources sous-dimensionnés. Dans de nombreux pays, l'absence de ressources dédiées à l'entretien et à la réhabilitation des réseaux existants a limité leur adaptation à la croissance urbaine. Ainsi, lorsqu'un poste initialement dimensionné pour un certain nombre d'abonnés en alimente deux fois plus, la qualité du service se dégrade.

L'insuffisance des réseaux de distribution génère également un goulot d'étranglement, limitant l'évacuation des capacités de production mises en service. Au Nigéria, certaines centrales ne peuvent produire à pleine capacité en raison de la faible capacité des réseaux de distribution, malgré une demande croissante. Le réseau de distribution influence directement le taux d'accès à l'électricité, et par conséquent, le nombre de clients. Dans les pays à faible densité de population, comme le Niger ou le Mali, le coût de raccordement par habitant constitue une contrainte majeure, en particulier en zones rurales, limitant la capacité des sociétés d'électricité à développer leur clientèle.

Enfin, l'analyse des pays membres du WAPP révèle une forte dépendance technologique dans certains parcs électriques, avec plus de 80% des capacités concentrées sur une seule technologie. Cette situation expose les pays aux aléas climatiques et aux fluctuations des prix des énergies primaires sur les marchés internationaux. Les principales contraintes identifiées sont d'ordre i) hydroélectrique (sensibilité aux années sèches, limitant la production), ii) thermique fossile (exposition aux variations internationales des prix des combustibles), et iii) à la dépendance aux importations de combustibles (nécessaire lorsque les ressources locales sont insuffisantes). Le Ghana illustre cette vulnérabilité, ayant connu des crises énergétiques consécutives à plusieurs années sèches, qui ont réduit la production hydroélectrique planifiée et entraîné des tensions sur l'approvisionnement.

4.2.5. Les défis de gouvernance

La majorité des sociétés publiques d'électricité des pays membres du WAPP disposent d'un Conseil d'Administration, dont les modalités de nomination des administrateurs varient selon les pays. Toutefois, dans certains cas, comme en Guinée-Bissau, l'absence de Conseil d'Administration nuit au bon fonctionnement de l'entreprise, limitant sa capacité à planifier et à mettre en œuvre des stratégies de redressement sur le long terme.

Face à l'évolution du marché, l'organisation interne des sociétés doit parfois s'adapter. Par exemple, CI-Energies en Côte d'Ivoire et EDG en Guinée, dans le cadre de son contrat de

gestion, ont engagé des réorganisations internes pour renforcer leur performance. À l'inverse, NIGELEC au Niger est resté figé pendant de nombreuses années, sans évolution ni réorganisation, ce qui a freiné le développement de son secteur électrique.

La gouvernance est identifiée par de nombreux acteurs comme un frein majeur au développement. Bien que les sociétés d'électricité soient théoriquement responsables du développement des actifs de production, de transport et de distribution, elles ne disposent pas toujours des moyens pour exercer pleinement ces fonctions. Les contraintes financières, liées aux tarifs insuffisants et à l'inefficience du système, ainsi que le manque de ressources humaines qualifiées, notamment pour les négociations contractuelles, limitent leur capacité d'action.

En l'absence de résultats tangibles, la mise en œuvre des actifs stratégiques échappe souvent aux sociétés d'électricité et est confiée à des comités rapprochés de l'exécutif, rattachés directement à la présidence de la République. Dans ce contexte, des contrats structurants sont négociés sans que les sociétés d'électricité soient pleinement impliquées, ou avec une implication minimale.

Le pouvoir décisionnel reste donc très concentré au sein des sociétés publiques, justifié par les capacités, les compétences et les cultures organisationnelles existantes. Cependant, cette concentration ralentit les processus, rendant les organisations inefficaces. Chaque décision devant être validée à un niveau élevé, le temps de traitement s'allonge. Au Nigéria, la multiplicité des acteurs impliqués dans le secteur contribue également à des lenteurs bureaucratiques significatives, affectant la réactivité et l'efficacité des sociétés d'électricité.

5. Les effets des échanges transfrontaliers d'électricité sur l'intégration régionale en Afrique occidentale

5.1. L'accès à l'énergie

Le Système d'échanges d'énergie électrique ouest-africain (WAPP) est un projet clé qui vise à interconnecter les réseaux électriques de plusieurs pays de la CEDEAO. Ce faisant il facile les échanges d'électricité et assure un approvisionnement plus fiable et moins coûteux. Les réformes du secteur de l'électricité devraient établir la primauté du mécanisme de tarification dans ce secteur en favorisant la concurrence et en conduisant à une amélioration de l'efficacité et à une baisse des prix de l'énergie (Yang et Sharma, 2012).

Les réformes encourageraient l'entrée de nouveaux acteurs sur les marchés de l'énergie en offrant de meilleures incitations, de sorte que les nouveaux entrants disposant de technologies plus efficaces exerceraient une pression à la baisse sur les prix de l'énergie (Fan, 2007). Par conséquent, les réformes du secteur devraient conduire à une réduction des marges entre les

prix et les coûts de l'électricité, la tarification reflétant les coûts faisant évoluer les prix de l'électricité vers leurs coûts marginaux à long terme.

Le WAPP devrait donc améliorer l'accès à l'énergie en créant un marché régional de l'électricité, ce qui permettrait d'assurer un approvisionnement régulier, à coût compétitif grâce à l'intégration des réseaux électriques nationaux et aux échanges d'énergie entre les pays de la CEDEAO. Cela favoriserait l'accès à l'électricité pour les populations, renforcerait la résilience du système électrique, soutiendrait les énergies renouvelables et stimulerait la croissance économique régionale.

Le WAPP relie les réseaux électriques des pays membres, créant un vaste marché régional de l'électricité qui permet des échanges plus importants et une meilleure utilisation des ressources énergétiques disponibles. Ceci, conformément à sa vision qui est d'intégrer les réseaux électriques nationaux dans un marché régional unifié de l'électricité en vue d'assurer, à moyen et long terme, un approvisionnement en énergie électrique régulier, fiable et à un coût compétitif aux populations des Etats membres de la CEDEAO.

En facilitant les échanges d'électricité, le WAPP permet à des sources de production plus abordables de remplacer des sources plus coûteuses, garantissant un approvisionnement régulier et à un coût maîtrisé pour les populations, conformément aux principaux avantages des pools régionaux tels que la réduction des coûts d'approvisionnement en électricité et l'amélioration de la sécurité de l'approvisionnement.

5.2. Le développement économique

L'accès à une énergie fiable stimule la croissance économique en permettant le développement des entreprises, la création d'emplois, l'amélioration des services de santé et d'éducation, et l'augmentation de la productivité. Trotter et al. (2017) ont passé en revue plusieurs articles scientifiques sur ce sujet, la planification électrique et l'analyse de la mise en œuvre connexe en Afrique occidentale. Ils ont constaté que la plupart des recherches se concentraient sur le Ghana et le Nigeria, laissant de côté les autres pays peu ou pas représentés dans la recherche universitaire sur la planification électrique. Trotter et al. (2017) ont conclu que des recherches plus approfondies sur l'approvisionnement énergétique dans ces pays pourraient contribuer à atteindre des objectifs tels que le développement durable, l'amélioration des soins de santé, l'atténuation du changement climatique et l'élimination de la pauvreté.

Le WAPP stimule le développement économique en Afrique de l'Ouest en favorisant l'accès à une électricité fiable, abordable et durable, ce qui réduit les coûts et les coupures, augmente la

productivité des entreprises et des ménages, crée des emplois et encourage les investissements et le commerce régional. En facilitant l'intégration des réseaux électriques et le lancement d'un marché régional, le WAPP permet de compenser les déficits de production et d'exploiter les ressources énergétiques existantes, contribuant ainsi à une croissance économique plus résiliente et à l'amélioration des conditions de vie.

Le WAPP accroît la disponibilité d'une électricité stable et abordable, un facteur essentiel pour le développement des entreprises, des infrastructures de santé, d'éducation et des technologies modernes. L'accès à l'électricité est essentiel au développement économique et social de l'Afrique. Sans cette ressource, il est impossible de lutter efficacement contre la pauvreté, d'améliorer les systèmes de santé et d'éducation, ou de favoriser l'innovation, notamment à l'ère des technologies modernes.

En interconnectant les réseaux, le WAPP permet aux pays de compenser leurs déficits de production par les excédents d'autres pays, réduisant ainsi les coûts de l'électricité et la fréquence des coupures.

Le projet d'interconnexion entre le Ghana et le Burkina Faso, réalisé dans le cadre du Système d'échanges d'énergie électrique ouest-africain, a permis de réduire le coût de l'approvisionnement électrique au Burkina Faso et d'augmenter la capacité d'exportation d'électricité du Ghana. Ce projet a marqué un grand pas en avant pour toute la Communauté économique des États d'Afrique de l'Ouest, car il a contribué à faire baisser le prix de l'électricité, à améliorer la sécurité des approvisionnements, à développer les échanges d'énergie électrique et à accroître le taux de raccordement des populations. En remédiant aux pénuries d'électricité et en créant des possibilités de transformation économique, tant au Ghana qu'au Burkina Faso, il a renforcé les coopérations régionales et bilatérales et initié la concrétisation d'un véritable marché de l'électricité à l'échelle de la région. Le Burkina Faso a renforcé avec succès la sécurité de l'approvisionnement en électricité en important de l'électricité du Ghana, qui, pour sa part, a pu augmenter sa capacité d'exportation. La construction des infrastructures a également permis de rendre les réseaux plus fiables dans chaque pays et d'améliorer leur adéquation et leur disponibilité. Ainsi, la construction du réseau de distribution et le raccordement des ménages ont permis d'électrifier 25 quartiers ou villages pauvres dans la périphérie de Ouagadougou et le long de la ligne de transport de 188 km. Cette connexion au réseau a amélioré les conditions de vie de la population locale et elle a contribué à stimuler les activités économiques au sein de la population féminine tout au long de ce tracé.

Alors que la construction de la ligne électrique Bolgatanga-Ouagadougou a augmenté les possibilités d'exportation du Ghana, d'autres pays membres du WAPP, le Mali et le Niger notamment, vont par ailleurs bénéficier de la capacité accrue du Burkina Faso à acheminer l'énergie depuis le Ghana et la Côte d'Ivoire.

Le Ghana, qui produisait son électricité à partir de centrales hydroélectriques et thermiques, s'emploie à renforcer la part du gaz naturel dans son bouquet énergétique au détriment du pétrole. Ce mix énergétique gaz/hydroélectricité, relativement peu coûteux, devrait faciliter les futurs échanges transfrontaliers d'électricité entre les zones du WAPP et bénéficier financièrement au Ghana grâce à l'augmentation des recettes de la vente d'électricité.

Un accès fiable à l'électricité améliore la productivité des entreprises et soutient l'innovation, ce qui est crucial pour la compétitivité économique de la région. La construction d'une ligne de transport de 225 kilovolts (kV) sur 1 303 km reliant le réseau ivoirien à ceux du Libéria, de la Sierra Leone et de la Guinée facilite les échanges d'électricité et permet de fournir une électricité abordable, renouvelable et abondante à environ 2,8 millions d'habitants dans ces trois pays. Cette initiative contribue également à ramener les émissions de gaz à effet de serre (GES) à environ 13,8 millions de tonnes de CO2.

Une autre ligne de transport de 225 kV, longue de 228 km, reliant Kayes au Mali et Tambacounda au Sénégal, améliore considérablement l'approvisionnement et l'accès à l'électricité pour 404 000 personnes au Mali, en Mauritanie et au Sénégal. Dans le même ordre d'idées, les initiatives d'interconnexion de l'Organisation pour la mise en valeur du fleuve Gambie (OMVG) améliorent l'accès à une électricité propre, moins coûteuse et plus fiable pour plus de 2,5 millions de ménages et d'entreprises, soit 15 millions de bénéficiaires dans les quatre pays concernés (Guinée, Guinée-Bissau, Sénégal et Gambie).

Dans la même veine, la construction d'une ligne de transport de 330/225 kV longue de 913 km reliant le Bénin, le Burkina Faso, le Niger et le Nigéria dans le cadre du projet d'interconnexion Dorsale Nord devrait permettre de fournir 600 MW d'électricité abordable, renouvelable et abondante au Niger, au Burkina Faso, au Bénin et au Togo, et d'électrifier les zones rurales au profit d'environ 1,2 millions de personnes au Niger et au Burkina Faso.

La présence d'une énergie abondante et à coût compétitif est un facteur clé pour attirer les investissements, stimuler la croissance économique et favoriser la création d'emplois de qualité dans la région. Le WAPP favorise la création d'un marché régional de l'électricité, renforçant ainsi l'intégration économique et la coopération entre les États membres de la CEDEAO. Le

projet soutient le développement de la capacité des énergies renouvelables, contribuant à un système énergétique plus durable, moins dépendant des énergies fossiles, et réduisant les émissions de gaz à effet de serre.

5.3. La coopération régionale

Les projets d'interconnexion renforcent les liens entre les pays, favorisant la coopération dans le domaine de l'énergie et ouvrant la voie à d'autres formes d'intégration régionale. Selon Rubomboras (2018), la coopération entre les pools énergétiques permettra de réaliser des économies d'échelle dans l'utilisation des ressources partagées, tout en apportant une solution aux impacts énergétiques des sécheresses locales.

Le WAPP renforce ainsi la coopération régionale en créant un marché unifié de l'électricité en Afrique de l'Ouest, permettant aux pays de la CEDEAO d'échanger de l'énergie et d'assurer un approvisionnement fiable, régulier et compétitif. Le WAPP fonctionne comme une plateforme commerciale où les entreprises peuvent acheter et vendre de l'énergie, réglementée par des normes régionales.

Le Centre d'information et de coordination (CIC) du WAPP, inauguré en 2023, est un élément clé pour faciliter ces échanges et coordonner les opérations du marché régional.

Le Programme régional du marché de l'électricité en Afrique de l'Ouest (WA-REMP) de la Banque mondiale devrait permettre, dans sa première phase, à mettre en œuvre le projet d'interconnexion Ghana-Côte d'Ivoire du WAPP pour améliorer les capacités de transport d'électricité, faciliter le commerce de l'électricité entre les deux pays, acteurs clés du marché régional et, renforcer les connexions avec d'autres participants régionaux. Cette initiative accentuera également la résilience du système électrique régional et le lancement du marché régional de l'électricité.

Le Programme WA-REMP devrait également soutenir le corridor de transmission de la Mauritanie, en étendant l'accès à l'électricité dans les zones mal desservies, en renforçant le réseau national, et en soutenant le développement de la capacité des énergies renouvelables et les investissements du secteur privé. Elle permettrait aussi les exportations d'électricité de la Mauritanie vers le WAPP, contribuant ainsi à la sécurité et à la durabilité énergétiques de la région.

En outre, en 2024, l'Agence japonaise de coopération internationale (JICA) a signé le procès-verbal des discussions avec le WAPP pour le projet de coopération technique en faveur du

renforcement de son système électrique régional. Ce projet permettrait de promouvoir l'utilisation stable d'une électricité propre et abordable en Afrique de l'Ouest par l'intermédiaire du WAPP. Concrètement, il prévoit de fournir aux 14 pays membres du WAPP (à l'exception du Cap Vert), des services publics visant à améliorer le renforcement des capacités liées au système régional et aux opérations de marché.

5.4. Le renforcement du marché régional

En favorisant les échanges d'électricité, les projets d'interconnexion contribuent progressivement à la création d'un marché énergétique régional plus vaste ; ce qui peut attirer des investissements privés et réduire le coût de l'énergie.

Le WAPP est en effet, l'institution spécialisée de la CEDEAO chargée dans un premier temps d'intégrer les réseaux électriques des 14 pays membres (tous les pays de la CEDEAO à l'exception du Cap Vert) et dans un second temps, de gérer le marché unifié régional ainsi créé. Ces deux missions (le volet technique et le volet économique) sont très importantes pour assurer un approvisionnement en énergie électrique régulier, fiable et à des coûts compétitifs. Les avantages que présente ce système sont nombreux.

D'abord, avec le WAPP, l'intégration régionale se retrouvera renforcée. Le déficit de production d'un pays pourra être compensé par les excédents des autres. L'interconnexion entre le Ghana et la Côte d'Ivoire en est une parfaite illustration. Au départ, cette interconnexion a été réalisée dans le but de permettre au Ghana d'être alimenté par la Côte d'Ivoire. Mais en 2010, lors de la crise énergétique qui a secoué cette dernière, c'est plutôt le Ghana qui fournissait de l'électricité à la Côte d'Ivoire. Ainsi le WAPP favorise la coopération entre les sociétés de production, de transport et distribution ainsi que la concertation entre les autorités de régulation du secteur.

Ensuite il est important de souligner qu'avec l'interconnexion électrique, le rêve de marché commun de la CEDEAO deviendra une réalité, au moins dans le domaine électrique. Le WAPP, c'est la création d'un marché de l'électricité de près de 300 millions de personnes. Certes le taux de couverture est relativement faible, mais cette perspective est de nature à attirer plus d'investissement dans le secteur tant au niveau des installations de production et de transport qu'au niveau du développement du réseau dans chaque pays.

De plus l'interconnexion électrique permettra d'accroitre les capacités des installations de production envisagées par les sociétés productrices d'électricité. Selon les normes internationales, une seule installation de production d'électricité ne doit pas produire plus de

10% de la capacité d'un réseau. Ainsi plus le réseau est important et plus les puissances unitaires installées des unités de production d'électricité (barrages hydroélectriques, centrales thermiques, etc.) peuvent être élevées.

Le WAPP permettra aussi de clarifier les coûts de transport et d'échange d'électricité. Les producteurs d'électricité pourront être mis en concurrence ; ce qui devrait réduire le coût du kWh pour le consommateur final. Les activités de *trading* pourront ainsi être développées par les entreprises du secteur. Le marché de l'électricité sera donc hautement concurrentiel et très moderne.

Le seul bémol, reste le financement du budget de fonctionnement du WAPP. Ce sont les Etats membres qui doivent financer les frais de fonctionnement de cette structure. Certains Etats ne règlent pas leurs quotes-parts ; ce qui entraine des arriérés considérables. Cette situation peut engendrer la démotivation des équipes et ralentir la réalisation des projets.

5.5. La réduction des disparités

L'accès à une énergie abordable et fiable peut aider à réduire les disparités entre les zones rurales et urbaines, ainsi qu'entre les pays, en améliorant les conditions de vie dans les régions les moins desservies. Alors que certains affirment que les grands réseaux électriques interconnectés sont inefficaces tant en termes de distribution d'énergie que de coût (Szabo et al., 2013 ; Sebitosi et Okou, 2010), d'autres estiment que l'interconnexion des réseaux est bénéfique pour une région. Cela permettrait d'améliorer la fiabilité de l'approvisionnement en électricité, de réduire les coûts et de faciliter les échanges d'énergie entre les États membres. En d'autres termes, le WAPP agit comme un marché commun de l'électricité, permettant aux pays ayant des surplus de production d'en faire profiter ceux qui sont en déficit. Cela contribue à une plus grande stabilité du réseau et à une meilleure gestion des ressources énergétiques dans la région. Musisi (2018) affirme que l'interconnexion des réseaux électriques peut offrir aux pays, la possibilité d'acheter de l'électricité excédentaire à bas prix au-delà de leurs frontières.

Le WAPP dans sa mission, cherche à réduire les disparités en créant un marché régional de l'électricité unifié en Afrique de l'Ouest, permettant des échanges énergétiques accrus entre les pays membres de la CEDEAO. En améliorant l'accès à une énergie fiable, abordable et régulière, le WAPP vise à stimuler la croissance économique, à réduire les inégalités et à améliorer les conditions de vie des populations, notamment celles vivant en milieu rural.

Le WAPP intègre les réseaux électriques nationaux pour créer un marché régional unique, favorisant ainsi le commerce de l'électricité entre les pays, conformément à la vision même qui

stipule qu'il faut intégrer les réseaux électriques nationaux dans un marché régional unifié de l'électricité en vue d'assurer, à moyen et long terme, un approvisionnement en énergie électrique régulier, fiable et à un coût compétitif aux populations des Etats membres de la CEDEAO.

Les pays de la sous-région sont confrontés au défi que représente la création d'une offre fiable d'électricité où, malgré un important potentiel, la consommation d'électricité par habitant figure parmi les plus faibles au monde. Afin de résoudre ces problèmes, la CEDEAO a créé le WAPP, un mécanisme de regroupement coopératif de l'offre énergétique pour rassembler les exploitations des systèmes nationaux d'électricité en un marché régional d'électricité unifié.

En assurant un approvisionnement énergétique régulier et compétitif, le WAPP contribue à l'accès à l'électricité pour un plus grand nombre de personnes, réduisant les déséquilibres entre les régions et les pays. L'accès à une énergie fiable est un levier essentiel pour la croissance économique. Le WAPP soutient cette croissance en stimulant par le biais de l'offre de l'électricité, le développement des infrastructures et des activités économiques. Au-delà, en reliant les réseaux nationaux et en garantissant une offre d'énergie abordable, le WAPP permet d'améliorer le bien-être des populations, en particulier en milieu rural, en leur donnant accès à l'énergie moderne. Des pays comme le Ghana, qui sont en avance en matière d'électrification, peuvent ainsi partager leurs surplus énergétiques avec des pays moins avancés, comme le Niger, *via* le réseau unifié du WAPP. Cela permet de combler les lacunes d'approvisionnement et d'assurer une meilleure répartition de l'énergie dans toute la région.

En bref, le WAPP agit comme un catalyseur pour le développement de l'Afrique de l'Ouest en créant une infrastructure énergétique régionale qui réduit les disparités, stimule le développement économique et social et favorise le bien-être des populations.

Conclusion

L'analyse de l'impact des échanges transfrontaliers d'électricité sur l'intégration régionale en Afrique de l'Ouest à travers son pool énergétique montre que, malgré des contraintes structurelles persistantes, le WAPP constitue aujourd'hui l'un des cadres institutionnels et infrastructurels les plus aboutis d'intégration énergétique en Afrique subsaharienne.

Sur le plan des réalisations, le WAPP a enregistré des avancées significatives en matière de gouvernance régionale, de développement des infrastructures et de dynamisation des échanges transfrontaliers. Le pool énergétique repose sur un cadre juridique structuré et un plan directeur régional concret. Ce cadre a permis d'accroître progressivement l'interconnexion des réseaux nationaux. En 2023, 70% des pays membres étaient interconnectés, contre moins de 30% au début des années 2000.

En termes de capacités, la puissance totale installée au sein du WAPP atteignait 29 219 MW en 2024, dominée par le thermique, l'hydroélectrique et des énergies renouvelables non hydrauliques. Toutefois, la puissance effectivement disponible ne représentait que 16 966 MW, soit environ 58% de la capacité installée, traduisant l'ampleur des contraintes techniques, de maintenance et d'approvisionnement en combustibles. La production totale d'électricité s'est élevée à 93 176 GWh en 2024, pour une consommation régionale de 91 098 GWh en 2023, illustrant un équilibre fragile entre offre et demande à l'échelle sous-régionale.

Les échanges transfrontaliers d'électricité ont connu une progression notable au cours de la dernière décennie, le volume des échanges étant passé d'environ 1 200 GWh en 2010 à plus de 4 500 GWh en 2023, avant d'atteindre 8 073 GWh d'exportations et 7 385 GWh d'importations en 2024. Cette dynamique témoigne d'une utilisation croissante des interconnexions régionales et d'une sécurité renforcée d'approvisionnement. Ceci a contribué à réduire les coûts marginaux de production dans certains pays importateurs et à améliorer, de manière relative, la stabilité des réseaux nationaux.

Du point de vue de l'intégration régionale, l'analyse montre que les échanges transfrontaliers d'électricité pourraient avoir de potentiels effets positifs sur l'accès à l'énergie, le développement économique et la coopération entre États. En facilitant l'approvisionnement des pays à faible capacité de production, le WAPP participe à la réduction des asymétries énergétiques et favorise l'émergence d'interdépendances économiques durables. L'électricité apparaît ainsi comme un vecteur tangible d'intégration régionale, soutenant à la fois les activités productives, les services sociaux de base et le renforcement du marché régional.

Cependant, ces réalisations demeurent en deçà du potentiel du WAPP. Malgré l'augmentation des capacités installées, les pertes techniques et commerciales élevées, la faible disponibilité des équipements, les déficits de planification et les contraintes opérationnelles limitent l'impact réel des investissements. À cela s'ajoutent la dépendance aux financements extérieurs, la fragilité financière des compagnies nationales d'électricité et la lenteur de l'harmonisation

tarifaire. En outre, les échanges transfrontaliers restent encore largement fondés sur des accords bilatéraux et des relations interétatiques, ce qui freine l'émergence d'un marché régional concurrentiel, transparent et fondé sur des règles commerciales pleinement opérationnelles.

En définitive, Le chapitre met en évidence que le WAPP a posé des bases solides pour l'intégration électrique en Afrique de l'Ouest, avec des réalisations mesurables en matière d'infrastructures, de capacités installées et d'échanges transfrontaliers. Néanmoins, la transformation de ces acquis en gains économiques durables et en un véritable levier d'intégration régionale exige un approfondissement des réformes. Le renforcement de la viabilité financière des acteurs, l'amélioration de la disponibilité effective des capacités, l'optimisation de la planification régionale, l'accélération de l'harmonisation réglementaire et la consolidation du caractère commercial des échanges apparaissent comme des conditions indispensables pour faire du WAPP un pilier structurant de la sécurité énergétique et du développement économique intégré en Afrique de l'Ouest.

Recommandations :

A l'endroit des sociétés d'électricité :

i. Doter les sociétés de Conseil d'Administration car l'absence de cet organe nuit au bon fonctionnement de l'entreprise, l'empêchant notamment de planifier et mener le redressement de sa performance sur le long-terme. De plus il importe que ces sociétés soient indépendantes, jouant pleinement leurs rôles de développement des actifs de production, de transport et de distribution en se dotant par exemple suffisamment de ressources humaines compétentes,

ii. Veiller à l'entretien des actifs de production, de transport et de distribution pour éviter la détérioration et l'usure précoce des équipements, des pertes techniques importantes, une faible disponibilité des capacités installées (production et transport),

iii. Eviter d'omettre la mise en place de services clients car leur absence fait perdre des clients potentiellement raccordables, qui faute de mieux font recours à des solutions de raccordement clandestin.

i. Identifier les causes des pertes dans les réseaux de distribution et y apporter les solutions correspondantes.

A l'endroit des autorités du WAPP et des Etats membres :

i. Veiller à ce que les domaines de responsabilité des acteurs impliqués dans le secteur de l'électricité soient bien délimités conformément au code de fonctionnement du secteur au risque que cela ne conduise à des lenteurs et difficultés bureaucratiques,

ii. Prendre des mesures adéquates telles que la construction d'actifs adéquats correctement planifiés, pour que l'offre d'électricité ne soit plus systématiquement en retard sur la demande générant des coupures fréquentes et prolongées,

iii. augmenter la capacité de production d'électricité et celle de son acheminement du centre de production au centre de consommation afin d'atteindre l'utilisateur final dans l'offre de l'électricité. Ainsi, en parallèle du développent des capacités de production, le développement des réseaux de transport apparait donc comme un point central,

iv. Investir dans le renforcement des réseaux de transport existants. Aussi, importe-t-il d'investir dans la diversification énergétique pour ne pas s'exposer au risque climatique avec des années de sècheresse,

v. Mettre en place un cadre réglementaire et institutionnel renforcé pour attirer les investisseurs privés dans le secteur énergétique ou pour assurer le partenariat public-privé pour le développement rapide des grands projets.

vi. Renforcer la capacité des Etats membres à mobiliser efficacement des financements pour que les projets présentés aux bailleurs fassent l'objet d'une préparation préalable adéquate,

vii. Renforcer la santé financière des entreprises publiques dans le secteur, ce qui exigerait la disponibilité des états financiers des sociétés, l'audition de leurs comptes et la mise en place des mécanismes tels que les comptes séquestre, les lettres de garantie et les garanties souveraines donnant une assurance aux investisseurs,

viii. Renforcer des bases commerciales de l'échange d'électricité aux frontières de telle sorte que le système ne repose plus sur les relations politiques et fraternelles mais plutôt sur une relation commerciale solide.

CONCLUSION GENERALE

L'accès à une énergie fiable et abordable constitue l'un des défis majeurs de l'Afrique subsaharienne. Malgré son potentiel énergétique, la région demeure la moins électrifiée au monde. En 2023, près de la moitié de sa population n'avait toujours pas accès à l'électricité, en dépit des nombreuses initiatives mises en œuvre par les États pour réduire la précarité énergétique. Ce paradoxe énergétique a constitué le contexte de cette thèse, qui vise à répondre à la question centrale suivante : dans quelle mesure l'électrification peut-elle soutenir la croissance économique et favoriser l'intégration régionale en Afrique subsaharienne ?

L'objectif principal de la recherche est d'analyser les interactions entre électrification, croissance économique et intégration régionale, afin de mieux cerner les défis et opportunités liés à l'expansion de l'accès à l'électricité. Plus spécifiquement, la thèse s'est donnée pour objectifs de : i) dresser un état des lieux du secteur énergétique en Afrique subsaharienne, ii) identifier les déterminants économiques, sociaux et institutionnels de la consommation électrique, iii) étudier la relation empirique entre consommation d'électricité et croissance économique, et iv) évaluer les potentialités et limites de l'intégration électrique régionale, en se concentrant sur le Système d'Échange d'Énergie Électrique Ouest Africain.

Le premier chapitre a dressé un panorama du secteur énergétique et électrique dans la région. Il a révélé un retard considérable en matière de capacité de production et la vétusté des installations, avec environ un quart d'entre elles hors service. Les insuffisances de production, la médiocrité des infrastructures de transmission et de distribution, les coûts élevés pour desservir les zones rurales et isolées, l'incapacité des ménages à faibles revenus à financer le raccordement, la fragilité financière des services publics, le sous-financement, la sous-facturation et le faible recouvrement des recettes, la mauvaise gouvernance, les pertes techniques et les délestages récurrents ont été identifiés comme les principaux facteurs expliquant les faibles performances du secteur. De plus, les réglementations tarifaires et les subventions ont réduit l'efficacité des services et limité le développement de la concurrence.

Le deuxième chapitre a permis d'approfondir l'analyse en quantifiant les déterminants de la consommation d'électricité et son impact sur la croissance économique dans un panel de pays subsahariens, en distinguant les effets selon le niveau de revenu. Les résultats économétriques montrent que la croissance économique, le développement financier, l'ouverture commerciale, le développement des infrastructures et l'amélioration de la gouvernance augmentent la consommation d'électricité. En revanche, les dépenses publiques, le développement industriel,

la digitalisation et la croissance démographique tendent à la réduire. L'effet de la consommation d'électricité sur la croissance économique est globalement positif, mais varie selon les catégories de revenu : il est significatif dans les pays à revenu intermédiaire inférieur, faible ou non significatif dans les pays à revenu faible et élevé. Ces disparités constatées s'expliqueraient par le niveau de développement, l'intensité d'usage productif de l'électricité, le degré d'efficacité énergétique, ainsi que les structures économiques et les modèles de consommation propres à chaque groupe de pays

Le troisième chapitre a exploré les expériences internationales face à la précarité énergétique. Il a étudié les programmes régionaux d'électricité et mis en évidence les harmonisations nécessaires à l'intégration des réseaux, ainsi que les stratégies pour établir un marché régional intégré. Une analyse comparative du Southern African Power Pool, du Central American Regional Electricity Market et du Nord Pool a permis de tirer des leçons pertinentes pour l'Afrique subsaharienne. Les résultats montrent la nécessité de réformes structurelles pour améliorer l'efficacité du secteur, renforcer la qualité et la fiabilité des services, réduire l'écart entre prix et coûts, et stimuler les investissements. Ces réformes incluent l'introduction de la concurrence, le dégroupage des opérateurs historiques, la création d'un organisme de régulation indépendant et, si nécessaire, la privatisation. Des mesures de moindre ampleur concernent la tarification reflétant les coûts, l'adoption de nouvelles technologies, de mécanismes financiers innovants et la participation communautaire.

Sur la base des résultats des précédents, le quatrième chapitre a étudié le potentiel d'intégration électrique en Afrique de l'Ouest, en analysant le WAPP. Créé en 1999 par les chefs d'État de la CEDEAO, le pool est soutenu par un cadre juridique structuré et un plan directeur 2019-2033 pour le développement des infrastructures régionales. Sur le plan gouvernance, le WAPP fonctionne selon un modèle démocratique, avec une assemblée générale où chaque membre dispose d'un droit de vote égal, bien que deux pays (Ghana et Nigeria) détiennent la moitié des votes. Le financement repose sur les contributions des membres et les subventions des donateurs. La puissance totale installée en 2024 est de 29 219 MW, dont 74% thermique, 23% hydroélectrique et 3% renouvelable. La puissance disponible n'est toutefois que de 16 966 MW (58 % du total), avec une production de 93 176 GWh et une consommation de 91 098 GWh. Les échanges transfrontaliers s'élèvent à 8 073 GWh exportés et 7 385 GWh importés. Le WAPP fait tout de même face à des défis, qui sont principalement liés à la planification, au développement de grands projets, à l'efficacité opérationnelle et à la commercialisation de l'électricité.

Scientifiquement, les résultats des présents travaux combinent analyses économétriques et descriptives pour mieux comprendre les liens entre électrification, croissance et intégration régionale. Ils soulignent la nécessité de politiques énergétiques intégrées, basées sur la complémentarité des ressources et la coopération régionale. Pour les décideurs, soutenir l'intégration électrique est stratégique et implique l'harmonisation des cadres réglementaires et le financement des infrastructures régionales.

Parmi les recommandations figurent l'importance de : i) encourager la construction de centrales régionales interconnectées, ii) soutenir la recherche et l'innovation dans les énergies renouvelables adaptées au contexte africain (mini-barrages, biogaz, etc.), iii) instaurer des incitations fiscales et tarifaires pour les acteurs privés, iv) réformer les cadres institutionnels pour plus de transparence et de cohérence, v) développer les partenariats public-privés, vi) moderniser les réseaux de transport et de distribution d'électricité, vii) renforcer les interconnexions régionales et, viii) investir dans de nouvelles technologies de production.

A l'endroit des sociétés d'électricité, il est recommandé de : i) mettre en place des conseils d'administration indépendants, ii) renforcer l'autonomie et la compétence des équipes, iii) déconcentrer le pouvoir décisionnel, iv) améliorer la contractualisation et le suivi des projets, v) moderniser la gestion des réseaux et, vi) asseoir des services clients efficaces.

Enfin, pour les autorités du WAPP et les États membres, il est crucial de i) clarifier les responsabilités, ii) planifier correctement les infrastructures, iii) augmenter la capacité de production et de transport d'énergie électrique, iv) diversifier les sources énergétiques, v) renforcer les cadres réglementaires et institutionnels, vi) mobiliser efficacement les financements, vii) améliorer la santé financière des entreprises publiques et, viii) consolider les bases commerciales des échanges transfrontaliers.

Les résultats des travaux de la thèse montrent que l'intégration régionale par l'électricité n'est plus une option, mais une nécessité structurelle pour résoudre le déficit énergétique de l'Afrique subsaharienne, réduire les coûts, soutenir la croissance et améliorer l'accès à l'électricité.

Les limites de la thèse :

Les principales limites de la thèse sont relatives au manque de données statistiques. Il s'agit notamment de :

- **Les données limitées sur la qualité de l'électricité** : les analyses économétriques menées se fondent sur la quantité consommée de l'électricité, sans considérer la stabilité

ou la régularité de l'approvisionnement de l'électricité qui constituent des éléments importants de la qualité de l'énergie.

- **Les données limitées sur les quantités d'électricité échangées entre les pays du WAPP** : Le marché régional de l'électricité de l'Afrique de l'ouest, en construction pendant la période de la thèse n'a pas permis de disposer d'information et de statistiques pertinentes. Certes le Centre d'Information et de coordination dont la mission est de promouvoir la coordination opérationnelle entre les propriétaires et exploitants de réseau de transport *via* un échange d'informations quotidien était opérationnel, mais assez récent pour disposer des quantités d'électricité échangées au quotidien entre les pays. Par ailleurs, la non opérationnalisation de certaines infrastructures de transport d'électricité dans la sous-région n'ont pas non plus permis de maximiser les flux d'échanges d'électricité. Ces insuffisances de données statistiques ont empêché de mener des analyses économétriques dans le chapitre 4, en l'occurrence l'usage du modèle de gravité pour évaluer le degré d'intégration régionale induit par l'intégration des industries électriques des Etats de la CEDEAO.

Les perspectives de recherche :

En termes de perspectives il serait souhaitable de :

- Approfondir l'analyse économétrique du chapitre 2 en mobilisant des données désagrégées, notamment par secteur économique (agriculture, industrie, services) ou par usage de l'électricité (résidentiel, productif),
- Étudier l'interaction entre électrification et digitalisation, notamment dans le cadre de la transition numérique des économies africaines,
- Analyser l'effet différencié selon le mix énergétique, en distinguant l'électricité issue de sources renouvelables de celle provenant d'énergies fossiles.
- Mener des études économétriques dans le prolongement du chapitre 4 pour évaluer le degré d'intégration régionale favorisé par l'opérationnalisation du marché de l'électricité du WAPP.

BIBLIOGRAPHIE

INTRODUCTION GENERALE DE LA THESE

AFD et UNESCO, 2015. *Le numérique au service de l'éducation en Afrique*, série Savoirs communs, n° 17, Agence française de développement, Agence universitaire de la francophonie, Orange, Unesco. ISBN Unesco 978993200453.

Africa Energy Portal, AFREC Database, 2023.

Alain Beltran, 2018. *Introduction : l'énergie dans l'histoire, l'histoire de l'énergie*, Revue d'Histoire de l'Énergie 2018/1 N° 1, pages 1–18, Éditions Comité d'histoire de l'électricité et de l'énergie, Fondation groupe EDF. DOI 10.3917/jehrhe.001.0001a.

Alfonso Medinilla, Bruce Byiers, Karim Karaki, 2019. *Political Economy Dynamics of Regional Organisations in Africa*, PEDRO, DISCUSSION PAPER No. 244.

Allen, R. C., 2009. *La révolution industrielle britannique dans une perspective mondiale : comment le commerce a créé la révolution industrielle et la croissance économique moderne.* Presses de l'Université de Cambridge.

Anton Eberhard et al., 2011. *Africa's Power Infrastructure: Investment, Integration, Efficiency.*

Behanzin, T.D.T.; Konte, M.A., 2022. *Impact de l'ouverture commerciale sur la croissance économique dans l'UEMOA.* Revue internationale des Economistes de Langue Française, VOL. 6, N°2. doi : 10.18559/RIELF.2022.2.5.

Bela Balassa, J.D., Ph.D., 1961. *The Theory of Economic Integration.* George Allen & Unwin Ltd.

Benabdallah Mohamed, Hmissi Wided et Rajhi Taoufik, 2005. *Impact des chocs pétroliers sur les économies africaines: une enquête empirique*, Banque Africaine de Développement.

Bhagwati, Jagdish N., 1993. *India in Transition: Freeing the Economy.* Faculty Books.

Blimpo et Cosgrove-Davies, 2020. *Accès à l'électricité en Afrique subsaharienne : Adoption, fiabilité et facteurs complémentaires d'impact économique*, Agence Française de Développement, Groupe de la Banque Mondiale.

African Energy Chambers, 2024. The State of African Energy 2024, Outlook Report.

African Energy Chambers, 2023. The State of South African Energy 2023.

CNUCED, Rapport Annuel, 2019. Made in Africa : Les Règles d'origine, un tremplin pour le commerce intra-africain.

Commission de l'Union Africaine, 2012. *Financement du Programme de Développement des Infrastructures en Afrique – PIDA.*

Commission de l'Union Africaine, 2013. *Agenda 2063.*

Countryeconomy. https://fr.countryeconomy.com

Doerte Fouquet, 2008. *La politique européenne en matière d'énergies renouvelables à la croisée des chemins : focus sur les mécanismes de soutien à l'électricité.* Politique énergétique, Volume 36, Numéro 11, pages 4079–4092, Elsevier.

E.A. Wrigley, 1988. *The Character of the Industrial Revolution in England.* Cambridge University Press, New York.

E.A. Wrigley, 2010. *L'énergie et la révolution industrielle anglaise.* Cambridge University Press, New York.

Economic Commission for Latin America and the Caribbean (ECLAC), 2009. *Activities carried out by the Economic Commission for Latin America and the Caribbean in the area of international migration, human rights and development.*

Gbaguidi, O., 2010. *Les déterminants de la demande d'énergie dans l'espace CEDEAO*, in « Globalisation, Institutions et développement économique en Afrique », Actes de la conférence économique africaine, 2008, Economica, Paris.

IEA – International Energy Agency. 2024. *World Energy Outlook 2024 – Analysis.* https://www.iea.org

International Bank for Reconstruction and Development, 2025. *Tracking SDG 7: The Energy progress Report.*

International Energy Agency (IEA), 2016. *IEA Statistics.* World Bank Data

International Energy Agency (IEA), 2019. *World Energy Outlook.* www.iea.org/weo

James L. Pierce & Jared J. Enzler, 1974. *The Effects of External Inflationary Shocks.* Brookings Papers on Economic Activity.

Jean-Marc Siroën, 2004. *La régionalisation de l'économie mondiale.* ISBN 9782707144294. DOI 10.3917/dec.siroe.2004.01.

Jean-Pierre Favennec, Christèle Adedjoumon, Bernard Duhamel, Jacques Giri, Henri Gilles, Alain Tronche, 2009. *L'énergie en Afrique à l'horizon 2050.* Agence Française de Développement et Banque Africaine de Développement.

Jeff Colgan, 2013. *Petro-aggression: When oil causes war.* Cambridge University Press.

Karekezi, S., McDade, B.B., & Kimani, J., 2012. *Energy, Poverty and Development.* In: GEA, Global Energy Assessment—Towards a Sustainable Future.

Kenneth Pomeranz, 2001. *The Great Divergence: China, Europe, and the Making of the Modern World Economy.* Princeton University Press.

Knut Anton Mork, 1994. *Business Cycles and the Oil Market.* The Energy Journal, 15 (Special Issue).

Loungani, P., 1986. *Oil Price Shocks and the Dispersion Hypothesis.* Review of Economics and Statistics, 68, 536–539.

McKinsey & Company, 2024. *The Global Energy Perspective.*

Mordechai Elihau Kreinin, 1964. *Israel and Africa: A Study in Technical Cooperation.* F.A. Praeger.

Moussa P. Blimpo et Malcolm Cosgrove-Davies, 2020. *Accès à l'électricité en Afrique subsaharienne: Adoption, fiabilité et facteurs complémentaires d'impact économique.*

Rehfuess, Eva et World Health Organization, 2006. *Fuel for Life: Household Energy and Health.*

Rostow, W.W., 1959. *The Stages of Economic Growth.* Economic History Review, 12(1), 1–16.

Salahuddin, Mohammad, et Khorshed Alam, 2016. *Information and Communication Technology, Electricity Consumption and Economic Growth in OECD Countries: A Panel Data Analysis.* International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 76, 185–193.

Stern, D.I., 1997. *Limites à la substitution et à l'irréversibilité dans la production et la consommation.* Ecological Economics, 21, 197–215.

Stern, D.I., 2010. *Qualité de l'énergie.* Ecological Economics, 69(7), 1471–1478.

Stern, D.I., 2012. *Modeling International Trends in Energy Efficiency.* Energy Economics, 34, 2200–2208. DOI: 10.1016/j.eneco.2012.03.009

Sylvie Brunel, 2002. *Famines et politique.* Politique étrangère, 67-3, 805–806.

UNCTAD, 2017. *Regional Integration in Southern Africa : A Platform for Electricity Sustainability.*

UNCTAD, 2023. *Commodities at a Glance : Special issues on Access to Energy in Sub-Saharan*. ISBN: 978-92-1-113089-8. eISBN: 978-92-1-002480-8. ISSN: 2522-7866. Sales No. E.23.II.D.1

UNDESA, 2014. *Électricité et éducation : les avantages, les obstacles et les recommandations pour parvenir à l'électrification des écoles primaires et secondaires.* Département des affaires économiques et sociales, ONU, New York.

United Nations Economic Commission for Africa, 2017. *Profils de pays 2017.* https://archive.uneca.org

Foster V. et Briceno-Garmendia C., 2010. *Infrastructures africaines: Une transformation impérative.*

Yeager, Kurt, Dayo, Felix, et al., 2012. *Énergie et économie.* Dans: Évaluation énergétique mondiale (GEA). Cambridge University Press, Cambridge, Royaume-Uni, p. 385–422.

Zhang, W., D.I. Stern, X. Liu, W. Cai et C. Wang, 2017. *Une analyse des coûts de l'économie d'énergie et de l'atténuation des émissions de CO2 dans les ménages ruraux en Chine.* Journal of Cleaner Production, 165, 734–745.

PARTIE 1 : LE DIAGNOSTIC DU SECTEUR ELECTRIQUE ET LA DYNAMIQUE DE CROISSANCE EN AFRIQUE SUBSAHARIENNE

CHAPITRE I : L'ETAT DES LIEUX DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE EN AFRIQUE SUBSAHARIENNE

Abotsi, Anselm Komla. 2016. *Power Outages and Production Efficiency of Firms in Africa.* SSRN Electronic Journal.

Africa Energy Portal. 2023.

African Energy Chamber. 2022. *Les perspectives pétrolières et gazières pour le premier trimestre 2022.*

Agence Française de Développement. 2012. *Accès à l'électricité en Afrique subsaharienne : retours d'expérience et approches innovantes.*

Andersen, Thomas Barnebeck, et Carl-Johan Dalgaard. 2013. *Power Outages and Economic Growth in Africa.*

Arezki, R., et Sy, A. 2016. *Financing Africa's infrastructure deficit: From development banking to long-term investing.* Global Views.

Arlet, Jean, Viktoriya Ereshchenko, et Silvia Lopez Rocha. 2019. *Barriers to urban electrification in Sub-Saharan Africa from the perspective of end-users.* Let's Talk Development, May 02, 2019.

Banque Africaine de Développement. 2013. *Étude relative au diagnostic et à l'évaluation des besoins de renforcement des capacités du secteur de l'électricité.*

Banque Mondiale. 2009. *Energy Strategy. Approach Paper.* Sustainable Development Network.Banque Mondiale. 2015. *Bilan du secteur du logement en ASS, défis et opportunités.*

Banque Mondiale. 2017. *Enterprise Survey.*

Banque Mondiale. 2019. *Rapport sur le développement dans le monde 2019.*

Banque Mondiale. 2020. *Rapport sur la pauvreté et la prospérité partagée.*

Banque Mondiale. 2021. *Rapport sur le développement dans le monde 2021.*

Banque Mondiale. 2023. *Une nouvelle ère du développement, Rapport Annuel 2023.*

Banque Mondiale. 2025. *SDG 7: The Energy Progress Report 2025.*

Benn, Eifert, et al. 2008. *The Cost of Doing Business in Africa: Evidence from Enterprise Survey Data.*

Blimpo, M., et Postepska, A. 2018. *Why is Household Electricity Uptake Low in Sub-Saharan Africa?*

Blimpo, M. P., et Cosgrove-Davies, M. 2020. *Electricity Access in Sub-Saharan Africa: Uptake, Reliability, and Complementary Factors for Economic Impact.* Washington, DC: World Bank.

Casati, P., Moner-Girona, M., Khaleel, S. I., Szabo, S., et Nhamo, G. 2023. *Clean energy access as an enabler for social development: A multidimensional analysis for Sub-Saharan Africa.* Energy for Sustainable Development, 72, 114–126.

Cissokho, Lassana, et Abdoulaye Seck. 2013. *Electric Power Outages and the Productivity of Small and Medium Enterprises in Senegal.*

Christine Heuraux. 2011. *L'électricité en Afrique ou le continent des paradoxes.*

Commission Économique pour l'Afrique. 2015. *Rapport 2015 sur le développement des infrastructures en Afrique : Domaines et interventions prioritaires.*

Consortium pour les Infrastructures en Afrique. 2022. *Tendances du financement des infrastructures en Afrique en 2019-2020.*

Countryeconomy. *https://fr.countryeconomy.com/energie-et-environnement/electricite-consommation.*

Davis, L. W., et Gertler, P. J. 2015. *Contribution of air conditioning adoption to future energy use under global warming.* PNAS.

Département des affaires économiques et sociales des Nations Unies (DAES). 2014. *Électricité et éducation : les avantages, les obstacles et les recommandations pour parvenir à l'électrification des écoles primaires et secondaires.*

Département des affaires économiques et sociales des Nations Unies (DAES). 2022. *Rapport 2022 de l'ONU sur la progression de l'ODD5.*

Eberhard, A., Leigland, J., Kolker, J. 2014. *South Africa's renewable energy IPP procurement program.* World Bank Publications.

Eberhard, Anton, et al. 2008. *Africa Infrastructure Country Diagnostic - Underpowered: The State of the Power Sector in Sub-Saharan Africa.*

Eberhard, Anton, et al. 2011. *Africa's Power Infrastructure: Investment, Integration, Efficiency.*

Eberhard, Anton. 2015. *Garantir l'accès à l'électricité en Afrique : les défis à relever en matière de financement et de réformes.*

Estache, Antonio. 2006. *Les infrastructures de l'Afrique : problèmes et perspectives d'avenir.*

Euromonitor International. 2014. *Air Treatment Products in China.*

FMI (Fonds monétaire international). 2016. *Rapport annuel : Trouver des solutions ensemble.*

Fonds monétaire international. 2013. *Réforme des subventions énergétiques en Afrique subsaharienne : Expériences et enseignements.*

Fuso, F. N., Tomei, J., To, L. S., Bisaga, I., Parikh, P., Black, M., et Anandarajah, G. 2018. *Mapping synergies and trade-offs between energy and the Sustainable Development Goals.* Nature Energy, 3(1), 10–15.

Huenteler, J., Dobozi, I. T. I., Balabanyan, A., et 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.

International Energy Agency (IEA). 2014. *A focus on Energy prospects in Sub-Saharan Africa.*

International Energy Agency (IEA). 2019. *World Energy Outlook*

Jean Arlet, Viktoriya Ereshchenko, et Silvia Lopez Rocha. 2019. *Barriers to urban electrification in Sub-Saharan Africa from the perspective of end-users.* Published on Let's Talk Development, May 02, 2019.

John Ayaburi, Morgan Bazilian, Jacob Kincer, Todd Moss. 2019. *Measuring "Reasonably Reliable" access to electricity services.* The Electricity Journal, Volume 33, Issue 7.

Justice Tei Mensah. 2018. *Jobs! Electricity Shortages and Unemployment in Africa.* World Bank, Washington, DC.

Justice Tei Mensah, et al. 2016. *Energy demand in Ghana: A disaggregated analysis.*

Kararach, G. 2014. *Development Policy in Africa: Mastering the Future.* Palgrave Macmillan.

Kojima, Masami. 2016. *Accès à l'énergie en Afrique : une nouvelle approche pour résoudre un problème de longue date.* Publié sur Opinions, 27 octobre 2016.

Kojima, Masami, et Chris Trimble. 2016. *Vers une électricité abordable et des opérateurs viables en Afrique.*

Linden, H. R. 1988. *Invited Report Electrification of Energy Supply - An Essay on its History, Economic Impact and Likely Future.* Energy Sources, 10(2), 127-149.

Lawal, A., et al. 2020. *Examining the Linkages between Electricity Consumption and Economic Growth in African Economies.* Energy, 208 (Octobre), p. 118363.

Lee, Chien-Chiang. 2005. *Energy Consumption and GDP in Developing Countries: A Cointegrated Panel Analysis.* Energy Economics, 27(3), 415-427.

Lemma, A., et al. 2016. *What are the link between power, economic growth and job creation?*

McKinsey & Company. 2015. *Brighter Africa, The growth potential of the sub-Saharan electricity sector.*

McKinsey. 2016. *Financing change: How to mobilize private-sector financing for sustainable infrastructure.*

Mensah, Justice Tei. 2018. *Jobs! Electricity Shortages and Unemployment in Africa.* World Bank.

Moussa P. Blimpo, et Malcolm Cosgrove-Davies. 2020. *Accès à l'électricité en Afrique subsaharienne: Adoption, fiabilité et facteurs complémentaires d'impact économique.*

OCDE. 2014. *Coopération pour le développement : Mobiliser les ressources au service du développement durable.* Comité d'aide au développement.

OCDE. 2020. *Development Co-operation Report.* 22 December 2020.

Qi, Y., Tang, M., Dang, D., et Qi, C. 2023. *The allometric growth relationship between electricity consumption and economics in China.* PLoS One, 18(11 November).

Quentin Wodon, 2009. *Is Low Coverage of Modern Infrastructure Services in African Cities due to Lack of Demand or Lack of Supply?*

Raluca Golumbeanu, et Douglas Barnes. 2013. *Connection Charges and Electricity Access in Sub-Saharan Africa.*

Rentschler, Jun, Martin Kornejew, Stéphane Hallegatte, Johannes Braese, et Marguerite Obolensky. s. d. 2019. *Underutilized Potential: The Business Costs of Unreliable Infrastructure in Developing Countries.*

RISE (Regulatory Indicators For Sustainable Energy). 2016. *A Global Scorecard for Policy Makers.* International Bank for Reconstruction and Development / The World Bank.

RISE (Regulatory Indicators For Sustainable Energy). 2022. *Building Resilience.* International Bank for Reconstruction and Development / The World Bank.

RISE (Regulatory Indicators For Sustainable Energy). 2024. *The Time is Now.* International Bank for Reconstruction and Development / The World Bank.

Rostow, W. W. 1959. *The Stages of Economic Growth.* The Economic History Review, 12(1), 1–16.

Rentschler, Jun, et al. 2019. *Underutilized Potential: The Business Costs of Unreliable Infrastructure in Developing Countries.*

Sharma, R., Choudhary, D., Kumar, P., Venkateswaran, J., et Solanki, C. S. 2019. *Do solar study lamps help children study at night? Evidence from rural India.* Energy for Sustainable Development, 50, 109–116.

Sivak, M. 2013. *Will air conditioning put a chill on the global energy supply?* American Scientist, 101(5), 330–333.

Sylvie Brunel. 2002. *Famines et politique.* Politique étrangère, 67-3, 805-806.

The Economist. 2022. *Le monde en bref 2022.* 256 pages. Economist Books.

The Infrastructure Consortium for Africa. 2022. *Tendance du financement des infrastructures en Afrique 2019-2020.*

Tito Yepes, 2009. *Making Sense of Africa's Infrastructure Endowment: A Benchmarking Approach.*

Trotignon, 1993. *Pourquoi les politiques d'ajustement ont-elles généralement mieux réussi en Asie du Sud-Est qu'en Afrique?* Economie et Statistique, 264, 33-51.

Viven Foster, et Cecilia Briceno-Garmendia. 2010. *Infrastructures africaines: Une transformation impérative.*

Wolfram, C., Shelef, O., et Gertler, P. 2012. *How Will Energy Demand Develop in the Developing World?* Journal of Economic Perspectives, 26(1), 119–138.

Woolfrey, S. 2016. *The political economy of regional integration in Africa - The Common Market for Eastern and Southern Africa (COMESA).* Maastricht: ECDPM.

CHAPITRE 2 : ENERGIE ELECTRIQUE ET CROISSANCE ECONOMIQUE : QUELLE DYNAMIQUE DANS LES PAYS DE L'AFRIQUE SUB-SAHARIENNE ?

Abdoli, H., Ghahreman, M., Yazdan Gudarzi Farahani, M., & Dastan, S. (2015). Electricity consumption and economic growth in OPEC countries: A cointegrated panel analysis. *OPEC Energy Review, 39*(1), 1–16.

Acemoglu, D., & Robinson, J. A. (2012). *Why nations fail: The origins of power, prosperity, and poverty.* Crown Publishing Group.

Adjei Kwakwa, P., Adusah-Poku, F., & Kobe University. (2019). Determinants of electricity consumption and energy intensity in South Africa. *Green Finance, 1*(4), 387–404.

Adom, P. K. (2011). Electricity consumption–economic growth nexus: The Ghanaian case. *International Journal of Energy Economics and Policy, 1*(1), 18–31.

African Energy Chamber. (2022). Les perspectives pétrolières et gazières pour le premier trimestre 2022.

Agenor, P.-R., & Moreno-Dodson, B. (2006). Public infrastructure and growth: New channels and policy implications. *Policy Research Working Paper Series 4064.* The World Bank.

Aghion, P., & Howitt, P. (1998). *Endogenous growth theory.* MIT Press.

Aghion, P., & Howitt, P. (2009). *The economics of growth.* MIT Press.

Akay, O., Kahraman, E., & Kılıç, A. M. (2020). A comparison of the relationship between electricity consumption and gross domestic product according to development status of countries. *NATURENGS MTU Journal of Engineering and Natural Sciences.* https://doi.org/10.46572/nat.2020.1

Akomolafe, J. K. (2014). Electricity consumption and economic growth in Nigeria: A sectoral analysis. *World Journal of Business and Management, 3*(4), 177–182.

Al-Bajjali, S. K., & Shamayleh, A. Y. (2018). Estimating the determinants of electricity consumption in Jordan. *Energy, 147*, 1311–1320.

Almalik, R., Shaheen, R., & Ahmed, M. (2024). The impact of foreign direct investment on economic growth: Empirical evidence in G20 countries. *International Journal of Advanced and Applied Sciences, 11*(10), 90–98.

Ameyaw, B., Oppong, A., Abruquah, L. A., & Ashalley, E. (2017). Causality nexus of electricity consumption and economic growth: An empirical evidence from Ghana. *Open Journal of Business and Management, 5*(1), 1–10.

Annaji, H., Zahouani, C., & Ouazzani, A. (2021). Effets et interactions entre IDE, capital humain et croissance économique: Revue de littérature. *African Scientific Journal, 3*(8), 126–149.

Apergis, N., & Payne, J. E. (2010a). The emissions, energy consumption, and growth nexus: Evidence from the Commonwealth of Independent States. *Energy Policy, 38*, 650–655. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.08.029

Apergis, N., & Payne, J. E. (2010b). Energy consumption and growth in South America: Evidence from a panel error correction model. *Energy Economics, 32*, 1421–1426.

Apergis, N., & Payne, J. E. (2014). The causal dynamics between renewable energy, real GDP, emissions and oil prices: Evidence from OECD countries. *Applied Economics, 46*, 4519–4525. https://doi.org/10.1080/00036846.2014.964834

Arellano, M., & Bond, S. (1991). Some tests of specification for panel data: Monte Carlo evidence and an application to employment equations. *The Review of Economic Studies, 58*, 277–297.

Arellano, M., & Bover, O. (1995). Another look at the instrumental variable estimation of error components models. *Journal of Econometrics, 68*, 29–51.

Aschauer, D. A. (1989). Is public expenditure productive? *Journal of Monetary Economics, 23*(2), 177–200.

Bah, M. M., & Azam, M. (2017). Investigating the relationship between electricity consumption and economic growth: Evidence from South Africa. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 80*, 531–537.

Banque Africaine de Développement. (2013). Revue des réformes du secteur de l'électricité en Afrique.

Banque mondiale. (2022). *Rapport sur le développement dans le monde 2022: La finance au service d'une reprise équitable.*

Banque mondiale. (2023). *Une nouvelle ère du développement: Rapport annuel 2023.*

Banque mondiale. (2025). *SDG 7: The Energy Progress Report 2025.* Washington, New York, Paris, Genève, Abou Dhabi.

Barhoumi, K., Vu, H., Towfighian, S. N., & Maino, M. R. (2018). Public investment efficiency in Sub-Saharan African countries. *International Monetary Fund.*

Barro, R. (1974). Are government bonds net wealth? *Journal of Political Economy*, *82*(6), 1095–1117. http://www.jstor.org/stable/1830663

Barro, R. (1990). Government spending in a simple model of endogenous growth. *Journal of Political Economy, 98*, 103–125. https://doi.org/10.1086/261726

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

Becker, G. S. 1962. Investment in Human Capital: A Theoretical Analysis. Journal of Political Economy, 70(5), 9–49. http://www.jstor.org/stable/1829103

Bhattacharya, S. S., & Kim, K.-H. (2016). Utilization of coal ash: Is vermitechnology a sustainable avenue? *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *58*, 1376–1386.

Bildirici, M. E. (2013). The analysis of relationship between economic growth and electricity consumption in Africa by ARDL method. *Energy Economics Letters*, *1*(1), 1–14.

Bloom, D. E., & Williamson, J. G. (1998). Demographic transition and economic miracle in emerging Asia. *The World Bank Economic Review*, *12*(3), 419–455.

Blundell, R., & Bond, S. (1998). Initial conditions and moment restrictions in dynamic panel data models. *Journal of Econometrics, 87*(1), 115–143.

Buchanan, J. M. et Tullock, G. 1962. The Calculus of Consent: Logical Foundations of Constitutional Democracy. University of Michigan Press

Buchanan, J. M. ; Tollison, R. D. et Tullock, G. 1980. Toward a Theory of the Rent-Seeking Society. Texas A&M University Press.

Calderón, C., & Servén, L. (2004). The effects of infrastructure development on growth and income distribution. *Working Papers Central Bank of Chile 270.*

Calderón, C., & Servén, L. (2010). Infrastructure and economic development in Sub-Saharan Africa. *Policy Research Working Paper 4712.* The World Bank.

Caselli, F., Esquivel, G., & Lefort, F. (1996). Reopening the convergence debate: A new look at cross-country growth empirics. *Journal of Economic Growth, 1*, 363–389.

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, 30*(2), 209–220.

Churchill, S. A., & Ivanovski, K. (2020). Electricity consumption and economic growth across Australian states and territories. *Applied Economics*, *52*, 866–878.

Colecchia, A., & Schreyer, P. (2002). ICT investments and economic growth in the 1990s: Is the US a unique case? *Review of Economic Dynamics*

Damette, O., & Majda, S. (2013). Energy as driver of growth in oil exporting countries? *Energy Economics, 37*, 193–199.

Dao, M. Q. (2012). Population and economic growth in developing countries. *International Journal of Academic Research in Business and Social Sciences, 2*(1), 9–15.David Alan Aschauer. (1990). Why is infrastructure important? *Conference Series; [Proceedings], Federal Reserve Bank of Boston, 34*, 21–68.

Davis, J. F. (2024). Government expenditure and economic growth: An empirical investigation of the public expenditure and economic growth pattern of West African countries. *International Journal of Economics, Commerce and Management, 12*(1).

Di Maria, C., & Valente, S. (2008). Hicks meets Hotelling: The direction of technical change in capital–resource economies. *Environment and Development Economics, 13*, 691–717.

Dimnwobi, S. K., Onuoha, F. C., Uzoechina, B. I., Ekesiobi, C., & Nwokoye, E. S. (2022). Does public capital expenditure reduce energy poverty? Evidence from Nigeria. *AGDI Working Paper, No. WP/22/033.* African Governance and Development Institute.

Dinkelman, T. (2011). The effects of rural electrification on employment: New evidence from South Africa. *American Economic Review, 101*(7), 3078–3108.

Dogan, E. (2014). Energy consumption and economic growth: Evidence from low-income countries in Sub-Saharan Africa, 4(2), 9.

Dokas, I., Panagiotidis, M., Papadamou, S., & Spyromitros, E. (2022). The determinants of energy and electricity consumption in developed and developing countries: International evidence. *Energies, 15*(7), 2558.

Dollar, D. (1992). Outward-oriented developing economies really do grow more rapidly: Evidence from 95 LDCs, 1976–1985. *Economic Development & Cultural Change, 40*, 523–544.

Eggoh, J. C., Bangake, C., & Rault, C. (2011). Energy consumption and economic growth revisited in African countries. *Energy Policy, 39*(11), 7408–7421.

Ehanzin, T. D. T., & Konte, M. A. (2021). Impact de l'ouverture commerciale sur la croissance économique dans l'UEMOA. *Revue Internationale des Economistes de Langue Française, 6*(2). https://doi.org/10.18559/RIELF.2021.2.5

El Morabit, F. (2025). Revue de la littérature théorique en matière de développement financier conventionnel et croissance économique. *African Scientific Journal, 3*(28), 1509–1535.

Esso, L. J. (2010). Threshold co-integration and causality relationship between energy use and growth in seven African countries. *Energy Economics, 32*, 1383–1391.

Fay, M., & Opal, C. (2000). Urbanization without growth: A not so uncommon phenomenon. *The World Bank Policy Research Working Paper 2412.* https://doi.org/10.1596/1813-9450-2412

Felix Rioja, N., & Valev, N. (2004). Does one size fit all?: A reexamination of the finance and growth relationship. *Journal of Development Economics, 74*(2), 429–447.

Fonds Monétaire International. (1989). Government expenditure and economic growth: An empirical investigation. https://www.elibrary.imf.org/view/journals/001/1989/045/article-A001-en.xml

Frankel, J., & Romer, D. (1999). Does trade cause growth? *American Economic Review, 89*(3), 379–399.

Friedman, 1968. The Role of Monetary Policy. The American Economic Review, Vol. 58, No. 1 (Mar., 1968), pp. 1-17

Ghura, D., & Hadjimichael, M. T. (1996). Growth in Sub-Saharan Africa. *IMF Staff Papers, 43*(3).

Guandong, B. Y. D., & Muturi, W. M. (2016). The relationship between public expenditure and economic growth in South Sudan. *International Journal of Economics, Commerce and Management, 4*(6), June.

Harris, L. (2024). African electricity debate pits speed against scale: Weighing the benefits of immediate electricity access vs long-term growth. December 2024.

Hartwick, J. M. (1977). Intergenerational equity and the investing of rents from exhaustible resources. *American Economic Review, 66*, 972–974.

Henderson, J. V. (2003). Urbanization and economic development. *Annals of Economics and Finance, 4*, 275–341.

Iang, C. Z., Rossotto, C. M., & Kimura, K. (2009). Economic impacts of broadband. In *Information and Communications for Development 2009* (pp. 35–50). World Bank.

International Energy Agency. (2025). Data Centre Energy Use: Critical Review of Models and Results. IEA, March 2025.

Inuwa, N., Adamu, S., Saidu, A. M., & Sani, M. B. (2019). Dynamic panel modelling of electricity consumption and Economic Community of West African States (ECOWAS). *OPEC Energy Review, 43*(4), 399–412.

Islam, N. (1995). Growth empirics: A panel data approach. *Quarterly Journal of Economics, 110*, 1127–1170.

Jamasb, T., Mota, R., Newbery, D., & Pollitt, M. (2005). Electricity sector reform in developing countries: A survey of empirical evidence on determinants and performance. *World Bank Policy Research Working Paper 3549.*

Jedwab, R., & Vollrath, D. (2015). Urbanization without growth in historical perspective. *Explorations in Economic History, 58(C)*, 1–21.

Justice Tei Mensah, et al. (2016). Energy demand in Ghana: A disaggregated analysis.

Justice Tei Mensah. (2018). Jobs! Electricity shortages and unemployment in Africa.

Karekezi, S., McDade, B. B., & Kimani, J. (2012). Energy, poverty and development. In *Global Energy Assessment (GEA)—Towards a Sustainable Future*.

Keho, Y. (2016). What drives energy consumption in developing countries? The experience of selected African countries. *Energy Policy, 91*, 233–246.

Keho, Y. (2017). The impact of trade openness on economic growth: The case of Cote d'Ivoire. *Cogent Economics and Finance, 5*, 1–14.

Keynes, J. M. 1936. The General Theory of Employment, Interest and Money. London: Macmillan.

Khan, M. S., & Kumar, M. S. (1993). Public and private investment and the convergence of per capita incomes in developing countries. *IMF Working Paper 93/51*.

Khobai, H. (2018). Electricity consumption and economic growth: A panel data approach for Brazil, Russia, India, China and South Africa countries, 8(3), 7.

Khobai, H., Sanderson, A., & Le Roux, P. (2021). A review of the nexus between energy consumption and economic growth in the BRICS countries. *International Journal of Energy Economics and Policy, 11*(3), 424–431.

Kirikkaleli, D., Sokri, A., Candemir, M., & Ertugrul, H. M. (2018). Panel cointegration: Long-run relationship between internet, electricity consumption and economic growth. Evidence from OECD countries. *Investigación Económica, 77*(303), 161.

Kraft, J., & Kraft, A. (1978). On the relationship between energy and GNP. *Journal of Energy Development, 3*, 401–403.

Krugman, P. (1987). The narrow moving band, the Dutch disease, and the competitive consequences of Mrs. Thatcher: Notes on trade in the presence of dynamic scale economies. *Journal of Development Economics, 27*, 41–55.

Kwakwa, P. A. (2017). Electricity consumption in Egypt: A long-run analysis of its determinants. *OPEC Energy Review, 41*(1), 3–22.

Lange, S., Pohl, J., & Santarius, T. (2020). Digitalization and energy consumption: Does ICT reduce energy demand? *Ecological Economics, 176*, 106760.

Lawal, A., et al. (2020). Examining the linkages between electricity consumption and economic growth in African economies. *Energy, 208*, 118363.

Lee, C.-C., & Chang, C.-P. (2007). The impact of energy consumption on economic growth: Evidence from linear and nonlinear models in Taiwan. *Energy, 32*(12), 2282–2294.

Lee, C.-C. (2005). Energy consumption and GDP in developing countries: A cointegrated panel analysis. *Energy Economics, 27*(3), 415–427.

Levin, A., Lin, C.-F., & Chu, J. (2002). Unit root test in panel data: Asymptotic and finite-sample properties. *Journal of Econometrics, 108*, 1–24.

Liu, D., Zeng, X., Su, B., Wang, W., Sun, K., & Sadia, U. H. (2020). A social network analysis regarding electricity consumption and economic growth in China. *Journal of Cleaner Production, 274*, 122973.

Lucas, R. E. Jr. 1972. Expectations and the neutrality of money. Journal of Economic Theory. Volume 4, Issue 2, April 1972, Pages 103-124

Lucas, R. E. Jr. 1973. Some International Evidence on Output-Inflation Tradeoffs. The American Economic Review, 63(3), 326–334. http://www.jstor.org/stable/1914364

Lucas, R. E. Jr. 1988. On the mechanics of economic development, Journal of Monetary Economics 22 (1988) 3-42. North-Holland

M.-A. Véganzonès-Varoudakis. (2001). Infrastructures, investissement et croissance : nouvelles évidences empiriques. *Revue d'économie du développement, 9*(4), 31–46.

Mahmood, M. T. (2012). The impact of FDI on economic development of Pakistan. *Journal of Social and Development Sciences, 3*(2), 59–68. https://doi.org/10.22610/jsds.v3i2.686

Majewski, S., Mentel, U., Salahodjaev, R., & Cierpiał-Wolan, M. (2022). Electricity consumption and economic growth: Evidence from South Asian countries. *Energies, 15*(4), 1327.

Mamuneas, T. P., & Nadiri, M. I. (1996). Public R&D policies and cost behavior of the US manufacturing industries. *Journal of Public Economics, 63*(1), 57–81.

Mansouri, B. (2003). Déséquilibre financiers publics, investissement privé et croissance économique au Maroc. *Agence Universitaire de la Francophonie (AUF), Réseau Thématique : Analyse Economique et Développement*, 1–21.

Masih, A. M. M., & Masih, R. (1998). A multivariate cointegrated modelling approach in testing temporal causality between energy consumption, real income and prices with an application to two Asian LDCs. *Applied Economics, 30*(10), 1287–1298.

Maximo Torero. (2015). L'impact de l'électrification rurale : enjeux et perspectives. *Revue d'économie du développement, 23*(3), 55–83.

Mincer, J. 1958. Investment in Human Capital and Personal Income Distribution. Journal of Political Economy, 66(4), 281–302. http://www.jstor.org/stable/1827422

Mohammad Salahuddin, J. Gow, & I. Ozturk. (2015). Is the long-run relationship between economic growth, electricity consumption, carbon dioxide emissions and financial development in Gulf Cooperation Council countries robust? *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 51*, 317–326.

Mthuli Ncube & C. L. Lufumpa. (2017). Introduction: Infrastructure in African development. In *Infrastructure in Africa* (pp. 1–22).

Narayan, P. K., & Smyth, R. (2005). Electricity consumption, employment and real income in Australia: Evidence from multivariate Granger causality tests. *Energy Policy, 33*(9), 1109–1116.

Nasreen, S., & Anwar, S. (2014). Causal relationship between trade openness, economic growth and energy consumption: A panel data analysis of Asian countries. *Energy Policy, 69(C),* 82–91.

Niebel, T. (2018). ICT and economic growth: Comparing developing, emerging and developed countries. *World Development, 104*, 197–211.

Njoh, A. J., Ananga, E., Ngyah-Etchutambe, I. B., Ricker, F., Madosingh-Hector, R., Rizutto, V., Fisseha, S., & Akiwumi, F. A. (2022). The relationship between electricity consumption and improvement in women's welfare in Africa. *Women's Studies International Forum, 90*, 102541.

OCDE. (2020). *Development Co-operation Report*, 22 December 2020.

Osman, M., Gachino, G., & Hoque, A. (2016). Electricity consumption and economic growth in the GCC countries: Panel data analysis. *Energy Policy, 98*, 318–327.

Ouédraogo, I. M. (2010). Electricity consumption and economic growth in Burkina Faso: A cointegration analysis. *Energy Economics*, *32*(3), 524–531.

Ozturk, I. (2009). A literature survey on energy-growth nexus. *Energy Policy, 38*(1), 340–349.

Ozturk, I., & Acaravci, A. (2013). The long-run and causal analysis of energy, growth, openness and financial development on carbon emissions in Turkey. *Energy Economics, 36(C)*, 262–267.

Paul J. Burke, David I. Stern, & Stephan B. Bruns. (2018). The impact of electricity on economic development: A macroeconomic perspective. *International Review of Environmental and Resource Economics, 12*(1), 85–127. http://dx.doi.org/10.1561/101.00000101

Paul M. Romer. (1986). Increasing returns and long-run growth. *The Journal of Political Economy*, *94*(5), 1002–1037.

Rajbhandari, A., & Zhang, F. (2018). Does energy efficiency promote economic growth? Evidence from a multicountry and multisectoral panel dataset. *Energy Economics, 69(C)*, 128–139.

Randall W. Eberts. (1990). Public infrastructure and regional economic development. *Economic Review, Federal Reserve Bank of Cleveland, 26*(Q I), 15–27.

Raza, S. A., Jawaid, S. T., & Siddiqui, M. H. (2016). Electricity consumption and economic growth in South Asia. *South Asia Economic Journal, 17*, 200–215.

Rehfuess, E., & World Health Organization (OMS). (2006). *Fuel for life: Household energy and health*.

Rezitis, A. N., & Ahammad, S. M. (2015). The relationship between energy consumption and economic growth in South and Southeast Asian countries: A panel vector autoregression approach and causality analysis. *5*(3), 12.

Robert E. Lucas, Jr. (1988). On the mechanics of economic development. *Journal of Monetary Economics, 22*, 3–42.

Rodriguez, F., & Rodrik, D. (2000). Trade policy and economic growth: A skeptic's guide to the cross-national evidence. *NBER Macroeconomics Annual, 15*, 261–325. https://doi.org/10.1086/654419

Rodrik, D. 1998. Who Needs Capital Account Convertibility? Princeton Essays in International Finance, 207, 55-65

Romer, P. M. (1990). Endogenous technological change. *Journal of Political Economy, 98*(5), S71–S102. http://www.jstor.org/stable/2937632

Sachs, J. D., & Warner, A. M. (1995). Fundamental sources of long-run growth. *The American Economic Review, 87*(2).

Sachs, J. D., & Warner, A. M. (1997). Natural resource abundance and economic growth. *NBER Working Paper No. 5398.* http://www.nber.org/papers/w5398

Sadorsky, P. (2010). The impact of financial development on energy consumption in emerging economies. *Energy Policy, 38*(5), 2528–2535.

Sadorsky, P. (2012). Energy consumption, output and trade in South America. *Energy Economics, 34*(2), 476–488. https://doi.org/10.1016/j.eneco.2011.12.008

Salahuddin, M., & Alam, K. (2016). Information and communication technology, electricity consumption and economic growth in OECD countries: A panel data analysis. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 76*, 185–193.

Sami, J. (2011). Multivariate cointegration and causality between exports, electricity consumption and real income per capita: Recent evidence from Japan. *1*(3), 10.

Samu, R., Bekun, F. V., & Fahrioglu, M. (2019). Electricity consumption and economic growth nexus in Zimbabwe revisited: Fresh evidence from Maki cointegration. *International Journal of Green Energy, 16*, 540–550.

Sarkodie, S. A., & Adams, S. (2020). Electricity access, human development index, governance and income inequality in Sub-Saharan Africa. *Energy Reports, 6*, 455–466.

Schultz, T. W. 1961. Investment in Human Capital. The American Economic Review, 51(1), 1–17. http://www.jstor.org/stable/1818907

Selenge, B. M., & Kasongo, M. M. (2022). Investissements directs étrangers et croissance économique : une analyse empirique des données de l'Afrique des Grands Lacs. *Revue "Repères et Perspectives Economiques", 6*(2), mis en ligne le 30 septembre 2022.

Shahbaz, M., & Lean, H. H. (2012). The dynamics of electricity consumption and economic growth: A revisit study of their causality in Pakistan. *Energy, 39*, 146–153. https://doi.org/10.1016/j.energy.2012.01.048

Shahbaz, M., Khan, S., & Tahir, M. I. (2013). The dynamic links between energy consumption, economic growth, financial development and trade in China: Fresh evidence from multivariate framework analysis. *Energy Economics, 40*, 8–21.

Slim Mahfoudh, & Ben Amar, M. (2015). The impact of economic policies on economic growth in a group of Arabic countries: Empirical verification using non-stationary panel model. *Ovidius University Annals, Economic Sciences Series, 0*(2), 131–…

Smith, A. (1776). *Recherche sur la nature et les causes de la richesse des nations*. Traduction française de Germain Garnier, 1881, édition revue par Adolphe Blanqui en 1843.

Solow, R. M. (1956). A contribution to the theory of economic growth. *Quarterly Journal of Economics, 70*, 65–94.

Solow, R. M. (1974). Intergenerational equity and exhaustible resources. *Review of Economic Studies, Symposium on the Economics of Exhaustible Resources*, 29–46.

Song Zan, C.-W., Chen, C.-F., & Zhu, Z. (2008). Economic growth and energy consumption revisited — Evidence from linear and nonlinear Granger causality. *Energy Economics, 31*(2), 235–239. https://doi.org/10.1016/j.eneco.2008.02.002

Stephen G. Cecchetti & Enisse Kharroubi. (2012). Reassessing the impact of finance on growth. Monetary and Economic Department of the Bank for International Settlements, July 2012.

Stern, D. I. (1993). Energy and economic growth in the USA: A multivariate approach. *Energy Economics, 15*(2), 137–150.

Stern, D. I. (1997). Interpreting ecological economics in the neoclassical paradigm: Limits to substitution and irreversibility in production and consumption. *Ecological Economics, 21*(3), 197–215.

Stern, D. I. (2004). The rise and fall of the Environmental Kuznets Curve. *World Development, 32*, 1419–1439. https://doi.org/10.1016/j.worlddev.2004.03.004

Stern, D. I. (2010). Qualité de l'énergie. *Ecological Economics, 69*(7), 1471–1478.

Stern, D. I. (2011). The role of energy in economic growth. *Annals of the New York Academy of Sciences, 1219*(1), 26–51.

Stiglitz, J. E. 1974a. Growth with exhaustible natural resources: efficient and optimal growth paths. Review of Economic Studies, Symposium on the Economics of Exhaustible Resources: 123-138.

Stiglitz, J. E. 1974b. Growth with exhaustible natural resources: the competitive economy. Review of Economic Studies, Symposium on the Economics of Exhaustible Resources: 139-152.

Stiglitz, J. E. 2002. Globalization and Its Discontents. New York: W.W. Norton, Print.

Stiglitz, J. E. et Ocampo, J. A. 2008. Capital market liberalization and development. Oxford University Press, USA.

Streimikiene, D., & Kasperowicz, R. (2016). Review of economic growth and energy consumption: A panel cointegration analysis for EU countries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 59*, 1545–1549.

Sy, A. N. R., & Sow, M. (2019). Does good governance matter more for energy investment? Evidence from Sub-Saharan Africa. *Journal of African Economies, 28*(Supplement_1), i16–i40.

Tanzi, V., & Davoodi, H. (1997). Corruption, public investment and growth. IMF Working Paper, WP/97/139.

Tito Yepes et al. (2009). Making sense of Africa's infrastructure endowment: A benchmarking approach.

Ubani, O. (2013). Determinants of the dynamics of electricity consumption in Nigeria. *OPEC Energy Review, 37*(2), 149–161.

Ucan, O., Aricioglu, E., & Yucel, F. (2014). Energy consumption and economic growth nexus: Evidence from developed countries in Europe. *4*(3), 9.

Umit Erol & Eden S. H. Yu. (1989). Spectral analysis of the relationship between energy consumption, employment, and business cycles. Received August 1988, final version received July 1989.

UNESCO. (2013). *Annual Report 2013*. Hamburg, Germany: UNESCO Institute for Lifelong Learning.

Vytautas Snieška & Ineta Šimkūnaitė. (2009). Socio-economic impact of infrastructure investments. *The Engineering Economics, 63*, 116–… https://api.semanticscholar.org, DOI:10.5755/J01.EE.63.4.11638

Waverman, L., Meschi, M., & Fuss, M. (2005). The impact of telecoms on economic growth in developing countries. *The Vodafone Policy Paper Series, 2*, 10–24.

Weng, F., Cheng, D., Zhuang, M., Lu, X., & Yang, C. (2024). The effects of governance quality on renewable and nonrenewable energy consumption: An explainable decision frame. *Journal of Forecasting*, March 2024. https://doi.org/10.1002/for.3110

Wolde-Rufael, Y. (2006). Electricity consumption and economic growth: A time series experience for 17 African countries. *Energy Policy, 34*(10), 1106–1114.

Wolde-Rufael, Y. (2014). Electricity consumption and economic growth in transition countries: A revisit using bootstrap panel Granger causality analysis. *Energy Economics, 44(C)*, 325–330.

Xia, L., Wan He, & Qian Zhang. (2020). Short-term relationship between electricity consumption and economic growth. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 571*(1), 012052.

Yanikkaya, H. (2003). Trade openness and economic growth: A cross-country empirical investigation. *Journal of Development Economics, 72*, 57–89. https://doi.org/10.1016/S0304-3878(03)00068-3

Yeager, K., Dayo, F., Fisher, B., Fouquet, R., Gilau, A., Rogner, H.-H., Haug, M., Hosier, R., Miller, A., Schnitteger, S., Lustig, N., Johansson, T. B., Nakicenovic, N., Patwardhan, A., & Gomez-Echeverri, L. (2012). Énergie et économie. In *Évaluation énergétique mondiale (GEA)*, Cambridge University Press, 385–422.

Yoo, S.-H., & Kwak, S.-Y. (2010). Electricity consumption and economic growth in seven South American countries. *Energy Policy, 38*(1), 181–188.

Yu, E. S. H., & Jin, J. C. (1992). Cointegration tests of energy consumption, income, and employment. *Resources and Energy, 14*(3), 259–266.

Zhang, W., Stern, D. I., Liu, X., Cai, W., & Wang, C. (2017). Une analyse des coûts de l'économie d'énergie et de l'atténuation des émissions de CO2 dans les ménages ruraux en Chine. *Journal of Cleaner Production, 165*, 734–745.

Zhong, X., Jiang, H., Zhang, C., & Shi, R. (2019). Electricity consumption and economic growth nexus in China: An autoregressive distributed lag approach. *Environmental Science and Pollution Research, 26*, 14627–14637.

PARTIE 2 : LE MARCHE REGIONAL DE L'ELECTRICITE : UNE SOLUTION A L'OFFRE NATIONALE LIMITEE ?

CHAPITRE 3 : TOUR D'HORIZON DES PROGRAMMES REGIONAUX D'ENERGIE

Acemoglu, D., & Robinson, J.L. (2010). *The Role of Institutions in Growth and Development.* Review of Economics and Institutions, 1(2), 1–33.

Adiar, S.K., & Litz, F.T. (2017). *Understanding the interaction between regional electricity markets and state policies.* NI Primer 17-01. Durham, NC: Duke University. URL: http://nicholasinstitute.duke.edu/publications

Africa Energy Portal. (2025). *Region overview*. Disponible sur: https://africa-energy-portal.org/region, consulté le 07 juillet 2025.

African Center for Economic Transformation (ACET). (2021). *African Transformation Report 2021: Integrating to Transform.* Washington, DC: ACET.

Alfonso Medinilla, B., Byiers, B., & Karaki, K. (2019). *Political Economy Dynamics of Regional Organisations in Africa.* PEDRO, Discussion Paper No. 244.

Amundsen, E.S., & Bergman, L.O. (2006). Why has the Nordic electricity market worked so well? *Utilities Policy*, *14*, 148–157.

Anaya, K. (2010). *The Restructuring and Privatisation of the Peruvian Electricity Distribution Market.* CWPE 1010, Cambridge Working Paper in Economics, University of Cambridge.

Andrew Scott, & Seth, P. (2013). *The political economy of electricity distribution in developing countries: A review of the literature.* Politics and Governance, March 2013.

Andrews-Speed, P. (2011). *Energy Market Integration in East Asia: A Regional Public Goods Approach.* ERIA Discussion Paper Series ERIA-DP-2011-06.

Armstrong, M., & Sappington, D.E.M. (2006). Regulation, competition and liberalization. *Journal of Economic Literature, XLIV*(June), 325–366.

Ayala, U., & Millan, J. (2003). Colombia: Coping with Reform Crisis. In J. Millan & N. von der Fehr (Eds.), *Keeping the Lights On: Power Sector Reform in Latin America.* Washington, DC: Inter-American Development Bank.

Bacon, R. (1999). *A Scorecard for Energy Reform in Developing Countries.* World Bank Public Policy for the Private Sector Note 175.

Bacon, R., & Besant-Jones, J.E. (2002). *Global Electric Power Reform, Privatisation and Liberalisation of the Electric Power Industry in Developing Countries.* World Bank Energy and Mining Sector Board Discussion Paper 2.

Bahar, H., & Sauvage, J. (2013). *Cross-Border Trade in Electricity and the Development of Renewables-Based Electric Power: Lessons from Europe.* OECD Trade and Environment Working Papers 2013/02.

Balza, L., Jimenez, R., & Mercado, J. (2013). *Privatization, Institutional Reform, and Performance in the Latin American Electricity Sector.* Inter-American Development Bank, Technical Note No. IDBTN-599, December.

Barnett, A., Stockbridge, M., & Kingsmill, W. (2016). *Political Economy of Africa's Power Sector.* Policy Practice Brief 10, The Policy Practice.

Benitez, D.A., Chisari, O., & Estache, A. (2001). *Can the Gains from Argentina's Utilities Reform Offset Credit Shocks?* Working Paper DP2001/33, UNU-WIDER, Helsinki.

Besant-Jones, J.E. (2006). *Reforming Power Markets in Developing Countries: What Have We Learned?* Energy and Mining Sector Board Discussion Paper No. 19, The World Bank Group.

Bhattacharya, S. (2007). Power Sector Reform in South Asia: Why Slow and Limited So Far? *Energy Policy, 35*(1), 317–332.

Bonifaz, J.L., & Rodriguez, M. (2001). *Distribución Eléctrica en el Perú: Regulación y Eficiencia.* Centro de Investigación de la Universidad del Pacífico (CIUP).

Briceno-Garmendia, C., Estache, A., & Nemat, S. (2004). *Infrastructure Services in Developing Countries: Access, Quality, Costs and Policy Reform.* Policy Research Working Paper 3468, World Bank.

Cubbin, J., & Stern, J. (2004). Regulatory Effectiveness: The Impact of Good Regulatory Governance on Electricity Industry Capacity and Efficiency in Developing Countries. *Policy Research Working Paper 3536*, World Bank.

Cubbin, J., & Stern, J. (2006). The Impact of Regulatory Governance and Privatization on Electricity Industry Generation Capacity in Developing Economies. *World Bank Economic Review, 20*(1), 115–141.

Davies, M., Eberhard, A., & Clark, A. (2003). *Power Sector Reform in Africa: Assessing the Impact on Poor People and Influencing Policy Decisions.* Graduate School of Business, Cape Town.

De Villemeur, E.B., & Pineau, P.-O. (2012). Regulation and electricity market integration: when trade introduces inefficiencies. *Energy Economics, 34*(2), 529–535.

Dixit, A., & Norman, V. (1986). Gains from trade without lump-sum compensation. *Journal of International Economics, 21*(1–2), 111–122.

Eberhard, A., & Godinho, C.C. (2017). *A review and exploration of the status, context and political economy of power sector reforms in sub-Saharan Africa, South Asia and Latin America.* Oxford Policy Management.

Eberhard, A. (2007). Infrastructure regulation in developing countries: An exploration of hybrid and transitional models. In *African Forum of Utilities Regulators 3rd Annual Conference.*

Estache, A., Rossi, M., & Ruzzier, C. (2004). The Case for International Coordination of Electricity Regulation: Evidence from South America. *Journal of Regulatory Economics, 25*(3), 271–295.

Estache, A., Tovar, B., & Trujillo, L. (2008). How Efficient Are African Electricity Companies? Evidence from the Southern African Countries. *Energy Policy, 36*(6), 1969–1979.

Fan, Y., Liao, H., & Wei, Y-M. (2007). Can Market Oriented Economic Reforms Contribute to Energy Efficiency Improvement? Evidence from China. *Energy Policy, 35*(4), 2287–2295.

Fankhauser, S., & Tepic, S. (2007). Can poor consumers pay for energy and water? An affordability analysis for transition countries. *Energy Policy, 35*(2), 1038–1049.

Finon, D., & Romano, E. (2009). Electricity market integration: redistribution effect versus resource reallocation. *Energy Policy, 37*, 2977–2985.

FMI (Fonds Monétaire International). (2013). *Réformes des subventions énergétiques en Afrique subsaharienne : Expériences et Enseignements.*

Galal, A.L., Jones, L.P., Tandon, P., & Vogelsang, I. (1994). *Welfare Consequences of Selling Public Enterprises: An Empirical Analysis.* Oxford: Oxford University Press.

Gately, D. (1974). Sharing the gains from regional cooperation: a game theoretic application to planning investment in electric power. *International Economic Review, 15*(1), 195–208.

Gratwick, K.N., & Eberhard, A. (2008). Demise of the standard model for power sector reform and the emergence of hybrid power markets. *Energy Policy, 36*, 3948–3960.

Haanyika, C.M. (2006). Rural Electrification Policy and Institutional Linkages. *Energy Policy, 34*(17), 2977–2993.

Hall, D. (1999). *Electricity Restructuring, Privatisation and Liberalisation: Some International Experiences.* Public Services International Research Unit, University of Greenwich.

Hunt, S. (2002). *Making Competition Work in Electricity.* New York: Wiley.

I.N. Kessides. (2012). The impacts of electricity sector reforms in developing countries. *Electricity Journal, 25*(6), 79–88.

Jamasb, T. (2006). Between the State and Market: Electricity Sector Reform in Developing Countries. *Utilities Policy, 14*(1), 14–30.

Jamasb, T., Nepal, R., Timilsina, G., & Toman, M. (2015). Energy Sector Reforms, Economic Efficiency and Poverty Reduction. University of Queensland Australia, School of Economics Discussion Paper 522.

Joskow, P.L. (1998). Electricity Sectors in Transition. *The Energy Journal, 19*(2), 25–52.

Kotcho, J. (2016). Intégration commerciale de l'Afrique et libre-échange global: défis et perspectives. *Revue Interventions économiques, Hors-série.* DOI: https://doi.org/10.4000/interventionseconomiques.5781

Ljung, P. (2007). *Energy Sector Reform: Strategies for Growth, Equity and Sustainability.* Sidastudies no. 20, Swedish International Development Cooperation Agency, Stockholm.

Markusen, J.R. (1981). Trade and the gains from trade with imperfect competition. *Journal of International Economics, 11*(4), 531–551.

Mundaca, L., Dalhammar, C., & Harnesk, D. (2013). The integrated Nordic power market and the deployment of renewable energy technologies: Key lessons and potential implications for the future ASEAN integrated power market. In *Energy market integration in East Asia: Renewable energy and its deployment into the power system* (pp. 25–97).

Nepal, R., & Jamasb, T. (2015). Caught Between Theory and Practice: Government, Market and Regulatory Failures in Electricity Sector Reforms. *Economic Analysis and Policy, 46*, 16–24.

Newbery, D. (2002). Issues and Options in Restructuring Electricity Supply Industries. Cambridge Working Papers in Economics 0210, Faculty of Economics, University of Cambridge.

Oseni, M.O., & Pollitt, M.G. (2014). Institutional Arrangements for the Promotion of Regional Integration of Electricity Markets: International Experience. Policy Research Working Paper Series 6947, World Bank. URL: https://ideas.repec.org/p/wbk/wbrwps/6947.html

Perez-Reyes, R., & Tovar, B. (2009). Measuring Efficiency and Productivity Change (PTF) in the Peruvian Electricity Distribution Companies after Reforms. *Energy Policy, 37*(6), 2249–2261.

Pineau, P.O. (2008). Electricity sector integration in West Africa. *Energy Policy, 36*(1), 210–223.

Pollitt, M. (2004). Electricity Reform in Chile: Lessons for Developing Countries. *Journal of Network Industries, 5*(3–4), 221–262.

Prasad, G. (2008). Energy sector reform, Energy Transitions and the Poor in Africa. *Energy Policy, 36*(8), 2806–2811.

Rodrik, D., Subramanian, A., & Trebbi, F. (2004). Institutions Rule: The Primacy of Institutions over Geography and Integration in Economic Development. *Journal of Economic Growth, 9*(2), 131–165.

Sen, A., & Jamasb, T. (2012). Diversity in Unity: An Empirical Analysis of Electricity Deregulation in Indian States. *The Energy Journal, 33*(1), 83–130.

Victor, D.G., & Heller, T.C. (2007). *The Political Economy of Power Sector Reform: The Experiences of Five Major Developing Countries.* New York: Cambridge University Press.

Wolfram, C.D. (1999). Electricity Markets: Should the Rest of the World Adopt the United Kingdom's Reforms? *Regulation*, *22*(4), 48–53.

Yunos, J.M., & Hawdon, D. (1997). The Efficiency of the National Electricity Board In Malaysia: An Intercountry Comparison Using DEA. *Energy Economics*, *19*(2), 255–269.

Zhang, Y.F., Parker, D., & Kirkpatrick, C. (2008). Electricity Sector Reform in Developing Countries: An Econometric Assessment of the Effects of Privatisation, Competition and Regulation. *Journal of Regulatory Economics*, *33*(2), 159–178.

Sites internet :

https://africa-energy-portal.org/

https://ibex.bg

https://wp.unil.ch/bases/2013/05/modele-heckscher-ohlin/

https://www.scottlogic.com/our-work/case-study-nordpool

https://www.tradingsat.com

CHAPITRE 4 : IMPACT DES ECHANGES TRANSFRONTALIERS D'ELECTRICITE SUR L'INTEGRATION REGIONALE : CAS DU SYSTEME D'ECHANGE D'ENERGIE ELECTRIQUE DE L'AFRIQUE DE L'OUEST

AMAO (Agence Monétaire de l'Afrique de l'Ouest). (2024). *Analyse rétrospective de la coopération monétaire en Afrique et perspectives de la monnaie unique de la CEDEAO.* La Revue Économique de l'Afrique de l'Ouest, 8(1).

BIDC (Banque d'Investissement et de Développement de la CEDEAO). (2023). *Rapport annuel 2023 : Fiche signalétique de la BIDC au 31 décembre 2023.* 148 pages. Publié le 21 mars 2024.

Heuraux, C. (2011). *L'électricité en Afrique ou le continent des paradoxes.*

Davies, M., Eberhard, A., & Clark, A. (2003). *Power sector reform in Africa: Assessing the impact on poor people and influencing policy decisions.* Graduate School of Business, Cape Town.

Eberhard, A., et al. (2008). *Diagnostics des infrastructures nationales en Afrique : L'énergie n'est pas au rendez-vous – État du secteur énergétique en Afrique sub-saharienne.*

Fan, Y., Liao, H., & Wei, Y.-M. (2007). Can market oriented economic reforms contribute to energy efficiency improvement? Evidence from China. *Energy Policy*, *35*(4), 2287–2295.

Kessides, I. N. (2012). The impacts of electricity sector reforms in developing countries. *Electricity Journal*, *25*(6), 79–88.

Kotcho, J. (2016). *Intégration commerciale de l'Afrique et libre-échange global : défis et perspectives.* CEA/UA/BAD, Revue Interventions Économiques, Hors-série. Mis en ligne le 01 mars 2017. https://doi.org/10.4000/interventionseconomiques.5781

Jamasb, T. (2006). Between the state and market: Electricity sector reform in developing countries. *Utilities Policy*, *14*(1), 14–30.

Joskow, P. L. (2006). Incentive regulation in theory and practice: Electricity distribution and transmission networks. *Cambridge Working Papers in Economics 0607.* Faculty of Economics, University of Cambridge.

Karim, P. (2017). *PEDRO (Political Economy Dynamics of Regional Organisations, Organisations régionales en Afrique : trajectoires et facteurs de changements).* ECDPM, mars 2017.

Ljung, P. (2007). *Energy sector reform: Strategies for growth, equity and sustainability.* Sida Studies No. 20, Swedish International Development Cooperation Agency, Stockholm.

Newbery, D. (2002). Issues and options in restructuring electricity supply industries. *Cambridge Working Papers in Economics 0210.* Faculty of Economics, University of Cambridge.

Trotter, P. A., McManus, M. C., & Maconachie, R. (2017). A systematic review.

Prasad, G. (2008). Energy sector reform, energy transitions and the poor in Africa. *Energy Policy, 36*(8), 2806–2811.

Sebitosi, A. B., & Okou, R. (2010). Repenser le modèle de transmission d'énergie pour l'Afrique subsaharienne. *Energy Policy, 38*(3), 1448–1454.

Yang, M., & Sharma, D. (2012). The impacts of electricity reforms on electricity prices. *3rd IAEE Asian Conference*, Tokyo, February.

Textes juridiques

CEDEAO. (2003). *Décision A/DEC.17/01/2003 relative à l'adoption d'un protocole sur l'énergie de la CEDEAO.*

CEDEAO. (2006). *Décision A/DEC.20/01/2006 relative à l'accord du statut d'institution spécialisée de la CEDEAO à l'EEEOA.*

CEDEAO. (2008). *Acte Additionnel A/SA.2/01/2008 relatif à la création de l'Autorité de Régulation Régionale du Secteur de l'Électricité de la CEDEAO (ARREC).*

CEDEAO. (2013). *Directive C/DIR/1/06/2013 relative à l'organisation du marché de l'électricité.*

ERERA. (2015). *Décision No 005/ERERA/15 portant approbation des règles du marché régional pour le système d'échange d'énergie électrique ouest africain.*

ERERA. (2015). *Décision No 006/ERERA/15 portant adoption de la méthodologie tarifaire pour les coûts et le tarif du réseau de transport du système d'échange d'énergie électrique ouest africain.*

ERERA. (2015). *Décision No 007/ERERA/15 portant adoption du manuel d'exploitation du système d'échange d'énergie électrique ouest africain.*

ERERA. (2017). *Décision No 009/ERERA/17 portant adoption des modèles de contrats bilatéraux de fourniture d'énergie électrique dans le cadre du marché régional du système d'échange d'énergie électrique ouest africain.*

ERERA. (2017). *Décision No 010/ERERA/17 portant approbation des procédures du marché régional de l'électricité pour le système d'échange d'énergie électrique ouest africain.*

ERERA. (2018). *Directive C/DIR/2/12/18 sur la sécurisation des échanges transfrontaliers d'énergie électrique du marché régional d'électricité.*

ERERA. (2018). *Décision No 013/ERERA/18 portant approbation de la procédure de demande d'admission au marché régional de l'électricité.*

ERERA. (2019). *Décision No 014/ERERA/19 portant approbation des procédures d'accès et d'utilisation des services de transport du système d'échange d'énergie électrique ouest africain (PAUSTE).*

ERERA. (2019). *Règlement C/REG.17/06/19 sur les sanctions pour le marché régional de l'électricité.*

LISTE DES ILLUSTRATIONS

LISTE DES FIGURES

Figure 1 - Liens entre l'énergie et les Objectifs du Développement Durable 22
Figure 2 - Demande d'électricité en Afrique subsaharienne (TWh) 2010-2030 56
Figure 3 - Coût du service de l'électricité en Afrique subsaharienne (USD par kWh facturé) 74
Figure 4 - Coût total et recettes tarifaires par kWh facturé en Afrique subsaharienne (USD) 76
Figure 5 - Indicateurs réglementaires pour l'accès à l'électricité en Afrique subsaharienne (2015,2021) 98
Figure 6 - Réseau régional de transport d'électricité du MER, 2019 194
Figure 7 - Carte des interconnexions dans le Pool énergétique de l'Afrique australe 195
Figure 8 - Carte géographique des pays nordiques constituant le Nord pool 197
Figure 9 - Organigramme du WAPP 249
Figure 10 - Réseau électrique du WAPP, 2021 264

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 - Dotation de capacité de production d'électricité (MW par 1 million de personnes) 80
Tableau 2 - Déterminants de la consommation d'électricité en Afrique subsaharienne 131
Tableau 3 - Résultats des tests de stationnarité 147
Tableau 4 - Résultats d'estimation de l'effet de la consommation d'électricité sur la croissance économique dans l'échantillon global 150
Tableau 5 - Effets de l'électricité sur la croissance économique selon le niveau de revenu du pays .. 158
Tableau 6 - Présentation des pools énergétiques étudiés 193

LISTE DES GRAPHIQUES

Graphique 1 - Taux d'accès à l'électricité dans le monde en 2022 48
Graphique 2 -Taux d'accès à l'électricité en ASS (% de la population), 2023 49
Graphique 3 - Évolution du taux d'accès à l'électricité en Afrique subsaharienne et dans le monde 50
Graphique 4 - Nombre de personnes sans électricité en Afrique subsaharienne par région (millions), 2010, 2017, 2022 52
Graphique 5 - Évolution de la population subsaharienne ayant accès à l'électricité et de la population totale, 2000-2023 54
Graphique 6 - Accès à l'électricité et possession de téléphones mobiles en Afrique subsaharienne, 2022 55
Graphique 7 - Principales sources de production de l'électricité en Afrique (GWh), 2010 – 2019 58
Graphique 8 - Capacité totale de production d'électricité installée en ASS (GW), 2000-2022 59
Graphique 9 - Pays disposant d'une capacité de production installée supérieure à 1 GW en Afrique subsaharienne, 2022 60
Graphique 10 - Capacité de production installée d'électricité par région en ASS (GW), 2000-2022 ... 61
Graphique 11 - Production d'électricité (TWh), 2022 62
Graphique 12 - Production d'électricité par région en Afrique subsaharienne, (TWh), 2021 62
Graphique 13 - Production d'électricité en Afrique subsaharienne et par région (TWh), 2000-2021 .. 63
Graphique 14 - Consommation d'électricité par région dans le monde (TWh), 2023 67
Graphique 15 - Consommation d'électricité par habitant dans le monde (kWh), 2023 68

Graphique 16 - Consommation d'électricité par habitant par région économique en Afrique subsaharienne (kWh), 2021 69
Graphique 17 - Taux d'accès à l'électricité en Afrique subsaharienne (% de la population) et consommation d'électricité par habitant (KWh), en 2023 70
Graphique 18 - Entreprises possédant un générateur (%) et proportion d'électricité provenant d'un générateur (%) en Afrique subsaharienne, 2017 89
Graphique 19 - Les entreprises face à la pénurie d'électricité en Afrique subsaharienne 95
Graphique 20 - Durée moyenne d'une panne électrique (heure) et pertes moyennes dues aux pannes (% de ventes annuelles) en Afrique subsaharienne 96
Graphique 21 - Financement des infrastructures en Afrique subsaharienne par source (milliards $), 2016-2020 100
Graphique 22 - Financement des infrastructures par secteur en ASS (milliards $), 2016-2020 102
Graphique 23 - Financement du secteur de l'énergie en Afrique subsaharienne par région et la part de l'électricité dans les infrastructures totales (milliards $), 2016-2020 102
Graphique 24 - Corrélation entre la consommation d'électricité par habitant et le PIB par habitant au niveau mondial pour l'année 2022 128
Graphique 25 - Corrélation entre la consommation d'électricité par habitant et le PIB par habitant en Afrique Subsaharienne en 2023 129
Graphique 26 - Superficie des pays de la CEDEAO 235
Graphique 27 - Population de la CEDEAO (millions) 236
Graphique 28 - Taux de croissance du PIB des pays de la CEDEAO, 2022 – 2023 237
Graphique 29 - Taux de croissance par habitant dans les pays de la CEDEAO, 2023 239
Graphique 30 - Solde budgétaire des pays de la CEDEAO (% du PIB), 2023 240
Graphique 31 - Dette publique des pays de la CEDEAO (% du PIB), 2023 241
Graphique 32 - Taux d'accès à l'électricité en Afrique de l'ouest, 2023 244
Graphique 33 - La puissance installée des pays du WAPP de 2019 à 2024 265
Graphique 34 - Puissance disponible des pays du WAPP, 2019-2024 266
Graphique 35 - Production d'énergie (GWh) des pays du WAPP, 2016-2023 267
Graphique 36 - Consommation d'électricité (GWh) dans les pays du WAPP, 2016-2024 268
Graphique 37 - Exportation d'électricité (GWh) dans les pays du WAPP, 2016-2024 269
Graphique 38 - Importation d'électricité (GWh) dans les pays du WAPP, 2016-2024 270