



# La rente hydroélectrique en Afrique: Une évaluation avec taxation et optimisation des coûts totaux de production

Yris Fondja Wandji, Jules Sadefo Kamdem

## ► To cite this version:

Yris Fondja Wandji, Jules Sadefo Kamdem. La rente hydroélectrique en Afrique: Une évaluation avec taxation et optimisation des coûts totaux de production. 2020. hal-02433369

**HAL Id: hal-02433369**

**<https://hal.umontpellier.fr/hal-02433369>**

Preprint submitted on 9 Jan 2020

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

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

# **La rente hydroélectrique en Afrique:**

Une évaluation avec taxation et optimisation des coûts totaux de production

**Yris D. FONDJA WANDJI**

DFR SJE (Université de Guyane) et UMR Espace Dev - Centre IRD de Cayenne/  
yris.fondja@gmail.com et yris.fondja@univ-guyane.fr

**Jules SADEFO KAMDEM**

DFR SJE (Université de Guyane) et MRE 7491 (Université de Montpellier) /  
jsadefo@gmail.com et jules.sadefo@univ-guyane.fr

## ***Résumé***

Le but de cette étude est d'évaluer la rente économique potentielle générée par le secteur hydroélectrique en Afrique. La méthodologie utilisée consiste à calculer cette rente comme étant la différence entre les coûts totaux minimisés de deux systèmes énergétiques hypothétiques : l'un avec l'hydroélectricité et l'autre sans hydroélectricité. Nos estimations permettent de conclure que la valeur de la rente hydroélectrique avoisinerait 2 \$/MWh. Ainsi, le développement de cette source d'énergie en Afrique aiderait le continent à assurer sa transition énergétique, engendrerait des surprofits pour des pays qui disposent d'importants potentiels et constituerait une source de rente pour tous les autres pays importateurs d'énergie électrique.

## ***Classification JEL***

H43, O22, P17, Q47, Q48

## ***Mots-clés***

Rente économique  
Hydroélectricité  
Afrique

# **Hydropower rent in Africa:**

An evaluation by optimization of the total costs of production

## ***Abstract***

The main goal of this study is to estimate the potential economic rent generated in the African hydropower sector. To this end, the methodology used is to calculate the rent as the difference between optimized total costs of two hypothetical systems: one with hydropower and the other without hydropower. Of course, our results depend on a number of key parameters of the electricity industry. Our calculation gives a value of 2 \$/MWh of hydropower rent. Thus, developing hydropower in Africa would help the continent to ensure its energy transition. This exploitation does not only provide surplus return for countries with significant potential, but it is also a source of revenue for all other hydropower importing countries. This calls for joint implementation of projects.

## ***Key-words***

Economic rent  
Hydropower  
Africa

## 1 INTRODUCTION

Résoudre le problème d'accès aux services énergétiques modernes et celui des déficits chroniques d'électricité en Afrique nécessite des investissements importants et durables dans le secteur de l'énergie. D'après la Banque Africaine de Développement, en 2008, les besoins de l'Afrique en matière de financement de l'énergie s'élevaient au total à 41 milliards de dollars US par an, mais ces besoins n'étaient couverts qu'à hauteur de 12 milliards de dollars US (BAD, 2010). Compte tenu de l'urgence et de l'immensité des besoins en financement, il est nécessaire de procéder à une combinaison d'instruments et/ou sources de financement afin de remplir ces exigences. L'évaluation et la capture de la rente liée aux ressources hydroélectriques constituent un des moyens innovants permettant de financer les investissements énergétiques.

En outre, l'hydroélectricité fait partie des solutions pouvant aider les pays d'Afrique à réussir leur transition énergétique. En effet, elle permet de réaliser au moins deux des dix-sept objectifs de développement durable entérinés en septembre 2015 par l'Assemblée générale des Nations unies à savoir : Garantir l'accès de tous à des services énergétiques fiables, durables et modernes, à un coût abordable (Objectif 7) et Prendre d'urgence des mesures pour lutter contre les changements climatiques et leurs répercussions (Objectif 13). En effet, les liens entre l'hydroélectricité et les trois piliers du développement durable sont étroits. D'abord sur le plan économique, l'électricité d'origine hydraulique est très abordable et moins coûteuse que la plupart des autres énergies. Il s'agit d'une électricité disponible et fiable ayant une certaine souplesse d'utilisation et une rapidité de réponse, ce qui est fondamental pour la stabilité des grands réseaux interconnectés. L'hydroélectricité est donc une filière importante pour le système électrique, notamment en termes d'équilibre et de sécurisation du réseau. Dans une perspective de promotion des énergies renouvelables, ces qualités sont de plus en plus indispensables pour compenser l'irrégularité des productions éolienne et solaire.

Sur le plan environnemental, l'énergie hydraulique est une énergie propre et renouvelable qui utilise la force de l'eau, une ressource non épuisable<sup>1</sup>. Non polluante et n'émettant pas de gaz à effet de serre, elle peut donc contribuer aux objectifs nationaux et internationaux de réduction des émissions nocives pour le climat. Par ailleurs, en sus de la production d'électricité, certains barrages et retenues d'eau peuvent servir à l'irrigation, à la navigation, à l'alimentation domestique ou à la régulation des débits. Enfin, sur le plan social, les aménagements hydroélectriques ont des incidences sur le développement local, *via* la construction des ponts et routes sur les barrages. Ces derniers pouvant être la source d'attraction touristique et donc de création d'emplois locaux. En outre, le développement de l'hydroélectricité s'accompagnant souvent de la création de réservoirs, il contribue aussi à une meilleure gestion de la ressource en eau dans un contexte rendu de plus en plus difficile par la croissance démographique et les conséquences du changement climatique.

D'après une étude de l'Association pour le développement de l'énergie en Afrique (Adea, 2015), l'Afrique est le continent qui renferme le plus grand potentiel hydroélectrique non

---

<sup>1</sup> Du moins tant que le cycle hydrologique global fonctionne bien.

exploité au monde. Celui-ci représente 12% du potentiel mondial et est essentiellement localisé en Afrique centrale. Toutefois, des potentiels très importants existent sur le Nil mais également en Guinée-Conakry et au Mozambique. Pourtant, en termes de production, le continent reste à la marge. Il ne produit, en effet, qu'une part infime de l'énergie hydroélectrique mondiale (environ 3%)<sup>2</sup>, et n'utilise que 5% de son important potentiel. L'exploitation de ce potentiel hydraulique offrirait une énergie « propre » et des coûts unitaires de production faibles ; elle nécessite néanmoins des installations conséquentes et coûteuses pour lesquelles les investissements font défaut (Fondja, 2012).

Le but de cette étude est d'évaluer la rente économique potentielle générée en Afrique suite à la mise en œuvre d'un certain nombre de projets hydroélectriques susceptibles de répondre aux besoins en électricité d'ici à l'horizon 2040.

Si elle est correctement utilisée, cette rente peut soit générer des revenus pour les gouvernements afin de permettre la réalisation d'investissements dans d'autres activités de développement, soit assurer une électricité à faible coût aux utilisateurs locaux. Cependant, si le secteur privé est engagé dans le développement de ces ressources hydroélectriques, la rente doit être partagée dans une certaine mesure, mais même dans ce cas, la contribution à l'économie peut être significative si le mécanisme de partage est soigneusement conçu.

La structure de l'article est la suivante : dans la section 2, nous introduisons le concept de rente économique dans le secteur de l'hydroélectricité en présentant les différentes méthodes de calcul telles qu'elles ont été mises en œuvre dans la littérature. La section 3 décrit la situation énergétique actuelle de l'Afrique et les perspectives d'évolution de la production d'hydroélectricité. La section 4 contient des informations sur l'ensemble des données et la méthodologie utilisée pour estimer la rente hydroélectrique en Afrique. La section 5 présente les principaux résultats et les analyses de sensibilité de certains paramètres clés sur la rente. La section 6 est consacrée aux conclusions et implications politiques de l'étude. Et enfin, les Références et Annexes se retrouvent dans les sections 7 et 8 respectivement.

## **2 LE SECTEUR HYDROELECTRIQUE EST SOURCE D'UNE RENTE ECONOMIQUE**

### *2.1 Qu'entend-on par rente hydroélectrique ?*

D'après Rothman (2000), le concept de rente a considérablement évolué depuis l'analyse classique de David Ricardo<sup>3</sup>. S'appuyant sur les travaux des mercantilistes de la fin du XVII<sup>e</sup> siècle, des physiocrates et même d'Adam Smith, Ricardo introduit la notion de rente foncière qui va être élargie et affinée dans le concept moderne de rente économique (Bordaz, 1938). Ainsi, il est commun de définir la rente économique comme le rendement (bénéfice ou profit)

---

<sup>2</sup> En 2015, la production hydroélectrique mondiale s'élevait à 3837 TWh pour une capacité totale installée de 1071 GW, alors que la production hydroélectrique africaine ne s'établissait qu'à 120 TWh pour une capacité totale installée de 28 GW (U.S. Energy Information Administration, 2018).

<sup>3</sup> Voir son principal ouvrage *Des principes d'économie politique et de l'impôt*, publié pour la première fois en 1817.

excédentaire que génèrent certains facteurs de production dont la qualité est variable et dont l'offre est limitée. L'excédent signifie que le rendement est plus important que ce que le facteur pourrait engendrer dans sa prochaine meilleure utilisation. Si tous les facteurs de production étaient de la même qualité, aucun ne pourrait générer un rendement excédentaire puisque les facteurs pourraient être interchangeables. De plus, si les facteurs étaient disponibles en quantités illimitées, ils ne rapporteraient rien du tout. La rente économique provient donc de deux sources principales : les différences de qualité des facteurs de production (rente différentielle) et leur pénurie (rente de rareté).

- La rente différentielle est souvent appelée rente ricardienne car c'est le type de rente mis en évidence par David Ricardo dans son traitement classique du sujet. Elle apparaît lorsque la satisfaction de la demande nécessite simultanément la mise en service de ressources de qualités différentes. Dans le cas des terres, les sources de rente différentielle comprennent la fertilité du sol et la proximité des marchés. Les activités d'extraction de ressources, telles que l'extraction minière et la production pétrolière et gazière, peuvent générer des rentes différentielles dues non seulement aux différences de teneur en minerai, pétrole ou gaz, mais aussi à la proximité de la surface (facilité d'extraction), la nécessité de mesures d'atténuation environnementales, etc.
- La rente de rareté, appelée rente absolue par Karl Marx, est une rente qu'un propriétaire peut gagner sur un terrain qui ne génère aucune rente différentielle. Il s'agit, par exemple, du prix payé pour l'utilisation d'une terre homogène lorsque son offre est limitée par rapport à la demande. Si toutes les terres sont homogènes mais que la demande de terres est supérieure à l'offre, la totalité de la terre recevra une rente économique en raison de sa rareté. De cette façon, la rente surviendra lorsque l'offre de terrain est inélastique. Ainsi, la rente de rareté se produit lorsque les limites de l'offre d'une ressource permettent aux producteurs de pratiquer des prix supérieurs à leurs coûts marginaux.

### **Rente différentielle et rente de rareté sur les sites hydroélectriques**

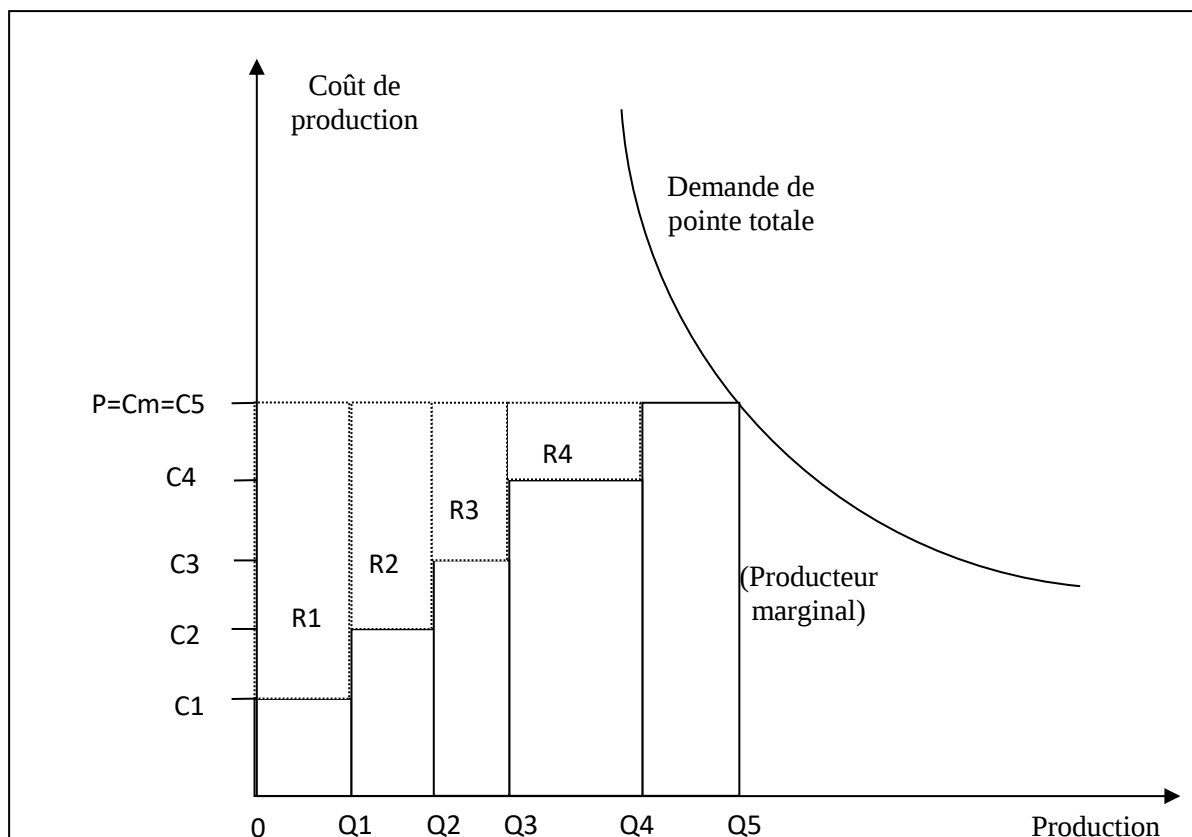
La production hydroélectrique repose sur l'exploitation des ressources de la nature et, par conséquent, on peut s'attendre à ce qu'elle donne lieu à une rente économique. La rente issue des sites hydroélectriques peut résulter du nombre limité de sites propices au développement hydroélectrique, ainsi que de la capacité de certains sites hydroélectriques à produire de l'électricité à un coût moindre que d'autres technologies de production utilisées en remplacement. Ceci implique que la rente peut inclure à la fois la rente différentielle et la rente de rareté (Rothman, 2000) ou (Hartwick and Olewiler, 1998).

La rente différentielle provient du fait que l'hydroélectricité est souvent une option à faible coût pour la production d'électricité. Tout comme la mine la plus coûteuse réglemente la rente différentielle qui peut être obtenue dans les mines à faible coût, le coût de production marginal des sources d'énergie de remplacement limite la rente différentielle qui peut être obtenue sur les sites hydroélectriques.

Une rente de rareté provient également des sites hydroélectriques, bien que la logique soit peut-être moins intuitive que la logique d'une rente différentielle. En effet, les sites hydroélectriques produisent une électricité à laquelle il existe de nombreuses alternatives de production utilisant des méthodes non hydroélectriques (gaz, pétrole, charbon, nucléaire, géothermique, éolienne et solaire, entre autres). Une rente de rareté apparaîtra si la source de production marginale ne peut produire que des quantités limitées d'électricité. La rente de rareté résulte également des limitations saisonnières sur la quantité d'eau contenue dans un barrage. Au cours d'une saison donnée, on s'attend à ce que l'eau limitée soit gérée et consommée en fonction de sa « valeur » incluant une rente de rareté (Amundsen et al., 1992).

**Figure 1: La rente économique des aménagements hydroélectriques**

(Adapté de [Rothman, 2000] et [Banfi et al., 2005])



La figure 1 illustre les rentes générées par d'autres technologies de production d'électricité. La rente économique totale d'une source donnée de production d'électricité est la différence entre le coût marginal de production ( $C_j$ ,  $j=1\dots5$ ) et le prix de l'électricité qui serait obtenu sur un marché concurrentiel ( $P$ ). En principe, dans un système de production d'électricité efficace, les marchés concurrentiels établissent les prix de l'électricité au coût de production marginal de la source marginale utilisée. En supposant qu'il y ait cinq sources d'électricité ( $Q_j$ ,  $j=1\dots5$ ), la rente économique ( $R_j$ ,  $j=1\dots5$ ) provient de chacune, à l'exception de la source marginale. Cette rente dépendra du moment de la production, puisque la demande et

donc la valeur de l'électricité fluctuent en fonction de la courbe de charge des durées<sup>4</sup>. Chaque site hydroélectrique pourrait être classé comme une source d'électricité différente et générer son propre niveau de rente en fonction du coût marginal de production spécifique au site.

## 2.2 *Evolution de la méthodologie utilisée pour mesurer la rente hydroélectrique*

La littérature économique appliquée à la rente hydroélectrique est encore étonnamment limitée. Les quelques études publiées concernent le Canada ([Bernard et al., 1982], Zuker and Jenkins [1984], Gillen and Wen [2000]), la Norvège (Amundsen and Tjøtta, 1993), la Suisse (Banfi et al., 2005), le Népal (Shrestha and Abeygunawardana, 2009), le Laos (Boungnong and Phonekeo, 2012), l'Italie (Massarutto and Pontoni, 2015) et le Cameroun (Fondja and Bhattacharyya, 2017).

Comme pour les autres formes de rente, la mesure de la rente hydroélectrique est conceptuellement simple. En théorie et comme le montre la figure 1, la rente hydroélectrique est la différence entre le prix de l'électricité déterminé par la concurrence et le coût marginal de production de l'énergie hydroélectrique. Malheureusement, aucune de ces valeurs n'est facilement observable dans les pays ayant des services publics et des tarifs réglementés. Les tarifs réglementés de l'électricité généralement fixés au coût moyen du service public, demeurent la norme dans la plupart des pays (Rothman, 2000). Par conséquent, des approches alternatives ont donc été utilisées pour calculer la rente hydroélectrique.

L'étude menée par Bernard et al. (1982) constitue la première recherche visant à estimer la rente hydroélectrique au Canada. Le but des auteurs était de développer une base d'imposition hypothétique analogue aux assiettes fiscales calculées pour d'autres ressources naturelles. Par conséquent, leur approche consistait à estimer « les économies de coûts, ou la rente provenant de l'utilisation d'un site ou d'un gisement par rapport aux coûts des moyens inférieurs permettant de satisfaire la demande ». Plus précisément, les rentes étaient mesurées en tant que valeur de l'électricité provenant des sites hydroélectriques (mesurée en tant que coût de méthode alternative) moins tous les coûts à long et à court terme actualisés pour produire cette électricité.

Zuker et Jenkins (1984) rejettent la méthode utilisée par Bernard et al. (1982) pour calculer la rente hydroélectrique, étant donné que le coût additionnel de la construction de nouvelles centrales thermiques pour remplacer la production hydroélectrique (tout en considérant le reste du système inchangé) comprend certains coûts associés aux inefficacités du réseau. Pour remédier à cela, Zuker and Jenkins (1984) calculent la rente comme la différence entre les coûts totaux du système hydroélectrique et un système hypothétique optimal de production

---

<sup>4</sup> La courbe de charge des durées sert à saisir le profil horaire de la demande future en électricité. Elle montre comment la demande varie de l'heure de la plus forte demande (pointe) à l'heure de la plus faible demande. La courbe de charge (en MW) représente les puissances successivement appelées par le réseau au cours des 8760 heures d'une année.

d'énergie tout thermique, en utilisant un modèle simplifié de planification de l'expansion de l'électricité (Shrestha and Abeygunawardana, 2009).

Ainsi, les deux premières études canadiennes calculent la rente en utilisant la différence entre les coûts de production des centrales hydroélectriques pour une production donnée et les coûts des centrales électriques à combustible fossile nécessaires pour remplacer toute la production hydroélectrique. Les coûts de la production hydroélectrique sont basés sur les valeurs réalisées en ce qui concerne les dépenses d'investissements alors que les coûts de la production thermique sont basés sur des estimations. Toutefois, dans le calcul économique d'usage du capital et dans l'élaboration du système hypothétique de remplacement qui ferait appel au thermique conventionnel et au nucléaire, les deux études retiennent des hypothèses et des paramètres sensiblement différents<sup>5</sup> (Bernard, 1990). En ce qui concerne l'étude de Gillen et Wen (2000), les données financières d'Ontario Hydro ont été utilisées pour estimer les recettes fiscales potentielles en fonction de la rente économique des centrales et pour évaluer l'incidence d'une telle taxe sur les rentes. Cette deuxième approche utilise le prix de l'électricité tel que convenu dans les contrats d'importation/exportation à long terme. En dépit du fait que les prix de référence ont été estimés différemment, les résultats du calcul des rentes sont présentés dans le tableau 1.

Etant donné que le coût marginal à long terme de la production d'électricité provenant d'autres sources que les centrales existantes est plutôt incertain, Amundsen et Tjøtta (1993) envisagent des scénarios de prix de référence pour estimer la rente à long terme de la production hydroélectrique en Norvège. Dans cette étude, la rente de sept régions productrices est mesurée en tenant compte de la variabilité des précipitations entre les sites norvégiens. Les auteurs établissent une distinction entre la rente à court terme et la rente à long terme. En raison des incertitudes concernant les prévisions de prix de l'électricité à long terme, deux scénarios sont retenus : un scénario de prix de soutien élevé et un scénario de prix bas. Dans de telles conditions, des rentes importantes apparaissent pour le secteur norvégien de l'électricité (Voir tableau 1).

En comparaison avec les études présentées ci-dessus, Banfi et al. (2005) calculent plus précisément les coûts de production des centrales hydroélectriques, en raison des données détaillées recueillies au niveau des entreprises. A l'instar des précédentes études, le but de cet article est de réaliser une estimation de la rente hydroélectrique totale potentiellement générée en Suisse en supposant que le marché européen et suisse de l'électricité est concurrentiel. Pour atteindre cet objectif, les auteurs calculent la rente pour quatre catégories différentes de producteurs hydroélectriques: (i) les centrales au fil de l'eau dont la hauteur de chute est inférieure à 25 m ; (ii) les centrales au fil de l'eau dont la hauteur dépasse 25 m ; (iii) les installations de stockage et de pompage d'eau ; et (iv) les installations de stockage sans pompage d'eau. Cette recherche montre que la rente totale hypothétique potentiellement générée par le secteur hydroélectrique suisse, compte tenu des hypothèses sur les prix et la

---

<sup>5</sup> Par exemple Bernard et al. (1982) retiennent un taux social d'escompte de 7.4% et l'inaccessibilité du nucléaire en Colombie Britannique suite au moratoire en vigueur, alors que Zuker and Jenkins (1984) optent pour un taux de 10% et envisagent l'accessibilité du nucléaire dans cette province.

production, s'élève en moyenne à 650 millions d'euros par an. Cette étude démontre également que la rente économique varie considérablement en fonction des différentes technologies de production. Les centrales au fil de l'eau ne représentent que 28% de la rente moyenne potentielle, tandis que les installations de stockage génèrent les 72% restants. Enfin, on constate qu'une variation des prix hypothétiques, induite par exemple par des politiques d'internalisation, provoque des changements significatifs dans le niveau de rente économique potentiellement générée par le secteur de l'hydroélectricité (Banfi et al., 2005).

Considérant que la rente hydroélectrique est spécifique à chaque site et donc en accord avec Banfi et al. (2005), Shrestha et Abeygunawardana (2009) soutiennent qu'il est plus approprié d'estimer la rente propre à chaque projet hydroélectrique plutôt que la rente de l'ensemble du système hydroélectrique. Suivant dans leur étude l'argument de Zuker et Jenkins (1984) pour une approche « idéale », ces auteurs calculent la rente économique d'une centrale (projet) hydroélectrique en déterminant les plans de développement énergétique les moins coûteux avec et sans la centrale hydroélectrique dont on cherche à évaluer la rente. Pour ce faire, ils utilisent un modèle de planification à long terme de la production d'électricité.

Shrestha et Abeygunawardana (2009) appliquent leur méthodologie pour estimer la rente d'un projet hydroélectrique au Népal dans deux cas : (i) lorsque le projet est développé pour alimenter uniquement le marché intérieur du pays et (ii) lorsque la totalité de l'énergie hydroélectrique produite est exportée. Leur analyse montre que la rente économique d'un projet hydroélectrique serait sensible aux variations du taux d'actualisation et de la croissance de la charge à la fois sur le marché intérieur et sur le marché d'exportation. La rente est également sensible aux variations des prix du charbon et du gaz dans les marchés d'exportation. Une des principales conclusions de l'étude est que la rente économique d'un projet hydroélectrique ne varie pas de façon monotone ni avec un changement du taux de croissance de la charge du système ni avec un changement de la disponibilité de l'énergie hydroélectrique. Par ailleurs, Shrestha et Abeygunawardana (2009) montrent que la rente hydroélectrique n'augmente pas toujours avec le prix du combustible fossile utilisé par les centrales thermiques.

Dans leur étude appliquée au cas du Laos, Bounnong et Phonekeo (2012) calculent aussi la rente pour deux types de projets hydroélectriques : un projet axé sur la demande intérieure et un grand projet axé sur l'exportation. Ils utilisent également le concept de rente hydroélectrique comme mesure des économies de coûts réalisables par l'utilisation des ressources hydroélectriques par rapport aux solutions de rechange les moins coûteuses. Leurs résultats présentés dans le tableau 1 suggèrent que les avantages économiques sont beaucoup plus faibles pour les projets principalement d'exportation que pour les projets orientés essentiellement vers la consommation intérieure.

Présentée comme la première tentative d'estimation de la rente hydroélectrique en Italie, l'étude de Massarutto et Pontoni (2015) révèle que la production hydroélectrique génère la rente la plus élevée jamais estimée, en moyenne comprise entre 30.3 €/MWh et 82.4 €/MWh. Dans l'impossibilité d'avoir les informations sur les coûts des différents opérateurs, ces auteurs optent pour des approches paramétriques afin d'estimer à la fois les coûts

d'investissement et les coûts d'exploitation, et comparent ensuite leurs valeurs à celles publiées dans deux enquêtes menées par GSE (2010) et IRENA (2012). En ce qui concerne la répartition de cette importante rente, leur étude préconise l'adoption d'une taxe sur la rente provenant des ressources, vu qu'elle réduirait l'arbitrage entre l'appropriation de la rente et la protection de l'environnement.

Enfin Fondja et Bhattacharyya (2017), adoptant également l'argument de Zuker et Jenkins (1984) pour une approche « idéale » de détermination de la rente hydroélectrique, cherchent à calculer la rente économique potentielle qui pourrait être générée par le secteur hydroélectrique camerounais, afin de répondre aux besoins en électricité du Cameroun et d'en faire un pays émergent à l'horizon 2035, comme le souhaite le gouvernement. Dans cette étude, les auteurs calculent la rente hydroélectrique pour l'ensemble du pays comme étant la différence entre les coûts totaux minimisés de deux systèmes hypothétiques : l'un avec l'hydroélectricité et l'autre sans. En utilisant le logiciel LEAP<sup>6</sup> (*Long-range Energy Alternatives Planning System*), pour générer des plans de production à moindre coût, cette recherche montre que le développement de l'hydroélectricité générera des rentes significatives de l'ordre de 15 à 17 euros/MWh.

---

<sup>6</sup> Système de planification à long terme des énergies alternatives, logiciel développé à l'Institut de Stockholm pour l'Environnement.

**Tableau 1: Comparaison des différentes estimations de la rente hydroélectrique**

(Adapté de [Massarutto and Pontoni, 2015])

| <b>Auteurs</b>                      | <b>Méthodologie</b>                                                                                                                                                                                                                                                                        | <b>Pays</b>      | <b>Résultats<br/>(€/MWh)</b> |
|-------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------|------------------------------|
| Bernard et al. (1982)               | Utilisation du coût unitaire de production d'électricité en l'absence des centrales hydroélectriques comme indicateur du prix de l'électricité                                                                                                                                             | Canada           | 6.8 - 16.4                   |
| Zucker and Jenkins (1984)           | Comme ci-dessus, mais optimisation en utilisant un modèle simplifié de planification de l'expansion de l'électricité                                                                                                                                                                       | Canada           | 27.3                         |
| Gilen and Wen (2000)                | Comme ci-dessus, mais utilisation des données financières d'Ontario Hydro                                                                                                                                                                                                                  | Canada (Ontario) | 25.3                         |
| Amundsen and Tjøtta (1993)          | Estimation de la rente à long terme de la production d'hydroélectricité en tenant compte des scénarios des prix de back-stop                                                                                                                                                               | Norvège          | 9.5 - 17                     |
| Banfi et al. (2005)                 | Calcul de la rente hydroélectrique pour les centrales au fil de l'eau et pour les installations de stockage avec et sans pompage                                                                                                                                                           | Suisse           | 10.7 - 22.8                  |
| Shrestha and Abeygunawardana (2009) | Détermination des plans de développement énergétique les moins coûteux avec et sans la centrale hydroélectrique                                                                                                                                                                            | Népal            | 20.2 <sup>7</sup>            |
| Boungnong and Phonekeo (2012)       | Utilisation du logiciel EVALS pour générer deux plans d'expansion de production à moindre coût : l'un avec et l'autre sans la ressource hydroélectrique dont on veut calculer la rente. La différence entre les coûts des deux plans donne la rente économique de la ressource             | Laos             | 22 – 37.3 <sup>8</sup>       |
| Massarutto and Pontoni (2015)       | Utilisation d'une approche paramétrique consistant à construire un jeu de données sur les variables techniques et concessionnelles pour toutes les centrales hydroélectriques                                                                                                              | Italie           | 30.3 - 82.4                  |
| Fondja and Bhattacharyya (2017)     | Utilisation du logiciel LEAP pour générer deux plans d'expansion de production à moindre coût : l'un avec et l'autre sans les ressources hydroélectriques dont on veut calculer la rente. La différence entre les coûts des deux plans donne la rente économique associée à ces ressources | Cameroun         | 15 - 17                      |

### **3 L'AFRIQUE, UN CONTINENT DE FRACTURES ENERGETIQUES OU L'HYDROELECTRICITE EST VOUEE A UN BEL AVENIR**

L'Afrique est un continent pluriel et les situations énergétiques et électriques contrastées traduisent naturellement les disparités observées au niveau de la taille, du poids économique,

<sup>7</sup> 1 dollar US = 0.81 euro (avril 2018).

<sup>8</sup> 1 dollar US = 0.81 euro (avril 2018).

de la démographie, des ressources et perspectives de croissance des 54 pays qui la composent. Il n'est plus besoin de prouver que l'énergie est à la fois source et conséquence du développement. 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. En effet, l'accès à l'énergie impacte la situation socio-économique des pays en développement dans quatre grands domaines, à savoir : la santé, l'éducation, le revenu et l'environnement (Kanagawa and Nakata, 2007). De même, l'accès à l'énergie électrique est universellement reconnu comme une condition nécessaire, bien que non suffisante<sup>9</sup> pour assurer un développement économique et social (Mulder and Tembe, 2008).

Toutefois, force est de constater qu'aussi bien en termes de production que de consommation, l'Afrique reste aujourd'hui une terre de fractures énergétiques peu favorables à son développement. Si le continent dans son ensemble est peu consommateur d'énergie, ce constat masque une grande variété de situations, tant au niveau régional que local.

D'abord il y a une fracture entre l'Afrique et le reste du monde. En effet, avec plus de 16% de la population mondiale en 2015, l'Afrique ne consommait que moins de 3%<sup>10</sup> de l'énergie électrique produite dans le monde (IEA, 2018). La consommation d'électricité par habitant (0,57 MWh/hab) restait très faible non seulement par rapport à la moyenne des pays de l'OCDE (8,02 MWh/hab), mais aussi par rapport à la moyenne mondiale (3,05 MWh/hab). Par conséquent, en 2016 environ 55,5% des personnes n'ayant pas accès à l'électricité vivaient en Afrique, soit 588 millions sur 1 060 millions de personnes (WEO, 2017).

Cette frontière énergétique entre l'Afrique et le reste du monde cache aussi des différences régionales et locales notables. En outre, le bouquet énergétique de l'Afrique, bien que globalement semblable à celui d'autres continents, change de façon considérable d'une région à une autre. Ainsi, avec seulement 20% de la population africaine vivant en Afrique du Nord ou Afrique du Sud, ces deux régions représentaient 75% de l'énergie électrique consommée par l'ensemble du continent en 2015 (IEA, 2018). Le taux d'accès à l'électricité en 2016 était de 100% en Afrique du Nord et de 43% en Afrique subsaharienne (WEO, 2017).

Une autre fracture sépare également le monde urbain et le monde rural. En effet, alors que le relatif bon équipement des plus grandes villes africaines permet l'accès à des sources d'énergie conventionnelles, les infrastructures de distribution sont quasi inexistantes dans les campagnes d'Afrique centrale, occidentale ou orientale. Ainsi, l'essentiel de la population sans accès à l'électricité se trouve dans les zones rurales. En 2016, l'électrification rurale était inférieure à 5% dans plus d'une dizaine de pays de l'Afrique subsaharienne (WEO, 2017).

En ce qui concerne l'offre, d'après l'Agence internationale de l'énergie (AIE), la production totale d'électricité en Afrique s'élevait à 784,09 TWh en 2015 pour une production mondiale de 24 344,52 TWh soit 3,22 % de l'électricité produite à travers le monde. Par source de

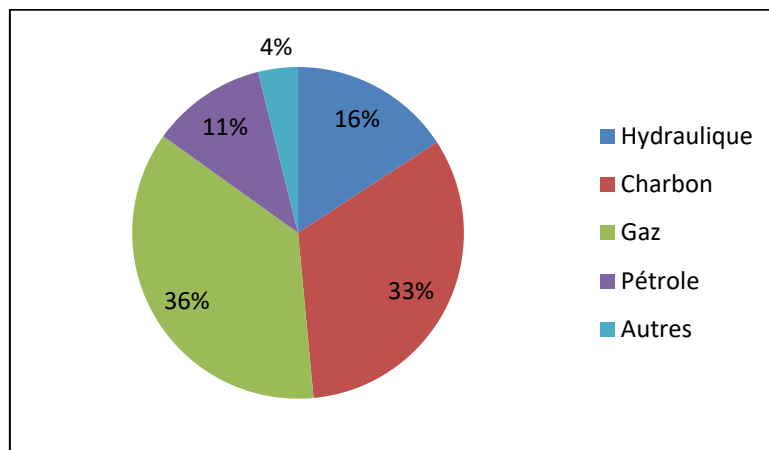
---

<sup>9</sup> La disparition de la pauvreté exige aussi, entre autres, une adduction en eau potable, des services de soins et de santé adéquats, un bon système d'éducation et un réseau d'information et de communication.

<sup>10</sup> En 2015, la consommation mondiale d'électricité s'élevait à 22 385,81 TWh alors que la consommation africaine ne s'établissait qu'à 671,26 TWh (IEA, 2018).

production, cette électricité était générée par le gaz (36%), le charbon (33%), l'hydraulique (16%), le pétrole (11%), le nucléaire (2%), l'éolien (1%), la géothermie, le solaire et les autres comptant ensemble pour moins d'1%. La figure 2 présente la répartition de la production d'électricité en Afrique par source d'énergie en 2015.

**Figure 2: Répartition de la production d'électricité en Afrique en 2015, selon la source d'énergie**



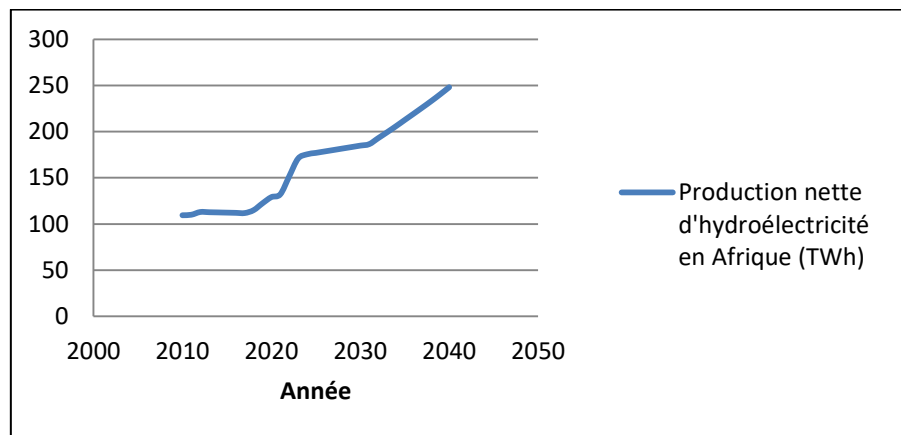
Source des données : International Energy Agency, 2018

Ainsi, l'hydraulique ne représente que la troisième source d'énergie électrique du continent africain qui renferme le plus grand potentiel hydroélectrique non exploité au monde. Celui-ci représente 12% du potentiel mondial. Une meilleure exploitation de cette ressource offrirait une énergie « propre » et des coûts unitaires de production faibles (Fondja, 2012). Mais le secteur de l'électricité étant très capitalistique, la mise en valeur de cet avantage naturel nécessite des installations conséquentes et coûteuses pour lesquelles les investissements font défaut. Toutefois, il existe actuellement, et notamment à la suite de la Cop21<sup>11</sup>, de grands plans<sup>12</sup> de développement régionaux et sous-régionaux d'électrification de l'Afrique via les énergies renouvelables en général et l'hydraulique en particulier. Sous réserve de concrétisation de ces projets, le scénario de référence d'évolution de la production hydroélectrique en Afrique sur la période 2010-2040, proposé par *U.S. Energy Information Administration* (2018) est représenté à la figure 3 suivante :

<sup>11</sup> La 21<sup>ème</sup> conférence des parties (Cop21) à la Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques a eu lieu à Paris du 30 novembre au 12 décembre 2015.

<sup>12</sup> On pourra citer, par exemple, l'Initiative africaine pour les énergies vertes (AREI) lancée à l'occasion de la Cop21, le « *New Deal* de l'énergie pour l'Afrique » lancé par la Banque africaine de développement en 2016, SE4All (*Sustainable energy for all*) porté par les Nations unies, l'initiative « *Power Africa* » du Président américain Barack Obama, ou « *Energies pour l'Afrique* » de Jean-Louis Borloo. Ces initiatives institutionnelles pourraient être un des leviers pour des investissements privés de moyens et longs termes, générateurs d'emplois et d'améliorations technologiques.

**Figure 3 : Production nette d'hydroélectricité en Afrique (Scénario de référence)**



Source des données : U.S. Energy Information Administration, 2018

Cette perspective de développement massif de l'hydroélectricité en Afrique afin de satisfaire les besoins énergétiques croissants des populations est salubre compte tenu du rôle décisif de l'accès à l'énergie dans le développement économique et social...

#### **4 METHODOLOGIE D'INTEGRATION D'UNE TAXE ENVIRONNEMENTALE DANS LA MESURE DE LA RENTE HYDROELECTRIQUE**

D'après Zuker et Jenkins (1984), une approche idéale pour estimer la rente économique provenant de la production hydroélectrique devrait être basée sur la différence de coût entre les systèmes les moins coûteux avec ou sans centrales hydroélectriques. Suivant ce raisonnement dans cette étude, nous évaluons la rente économique pour l'ensemble du système hydroélectrique africain comme la différence entre les coûts totaux minimisés de deux systèmes hypothétiques : l'un avec l'hydroélectricité et l'autre sans. La période de planification (au cours de laquelle la rente est générée) est 2015-2040 et les deux scénarios prennent en compte les capacités déjà installées en 2015. En outre, nous introduisons dans le modèle retenu une taxe environnementale afin de prendre en compte les externalités engendrées par la source de production hydroélectrique.

##### **Justification de l'introduction d'un taux de taxation des externalités**

Le taux de taxation d'externalités  $\tau$  est introduit afin de prendre en compte les externalités générées par l'adoption d'une source d'énergie hydroélectrique dans le bouquet énergétique considéré. En effet, la production de l'hydroélectricité qui nécessite la réalisation des barrages, fragilise la viabilité de bien des espèces aquatiques et terrestres. Ainsi, les barrages sont reconnus comme une agression majeure à l'environnement et particulièrement aux écosystèmes aquatiques. Ils entraînent des modifications profondes de la flore et de la faune, variables selon les sites et selon les climats, mais qui ne sont pas toujours bien maîtrisées. En

dehors de cet impact sur la biodiversité, on peut aussi citer le déplacement involontaire des populations et la destruction des terres exploitables pour l'agriculture. Par ailleurs, les émissions des gaz à effet de serre résultant des projets hydroélectriques ne sont pas toujours aussi insignifiantes qu'on aime à le croire<sup>13</sup>. Il existe une vaste littérature qui démontre que la production hydroélectrique a un impact significatif sur la biodiversité et les services écosystémiques (Céréghino et al., 2002 ; Anderson et al., 2006; Renofalt et al., 2010). Tous ces travaux montrent que des mesures d'atténuation et un changement dans les stratégies de gestion de la production peuvent améliorer considérablement la qualité de l'environnement. Massarutto et Pontoni (2015) montrent qu'une taxe sur la rente issue des ressources hydroélectriques est neutre pour les investissements et favorise la mise en œuvre des mesures d'atténuation environnementales.

L'organigramme de la méthodologie est présenté à la figure 4. La rente économique totale actualisée du système hydroélectrique ( $TER^{14}$ ) serait les économies réalisées sur le coût total de la production d'électricité ( $\Delta TC$ ) en présence de ressources hydroélectriques à faible coût.

En effet, étant donné qu'un mégawattheure (MWh) d'électricité se vend sur le marché au même prix  $p$  quelle que soit sa source de production, la recette  $R$  provenant d'une production totale  $Q$  (en MWh) est donnée par la relation :  $R = pQ$

La variation de recette suite à l'utilisation d'un système optimal de production avec centrale hydroélectrique (dont le coût s'élève à  $TC_2$ ) plutôt qu'un système de production sans centrale hydroélectrique (dont le coût s'établit à  $TC_1$  pour la même production  $Q$ ) est donnée par la relation :

$$\Delta R = (pQ - TC_2 * Q) - (pQ - TC_1 * Q)$$

Soit :

$$\Delta R = (TC_1 - TC_2) * Q$$

En introduisant une taxe  $\tau$  pour prendre en compte les externalités liées à la production hydroélectrique, cela aboutirait à augmenter le prix du MWh qui passerait de  $p$  à  $p'$ . Ainsi, la variation de recette deviendrait :

$$\Delta R = (p'Q - TC_2 * Q) - (p'Q - TC_1 * Q)$$

Soit encore :

$$\Delta R = (TC_1 - TC_2) * Q$$

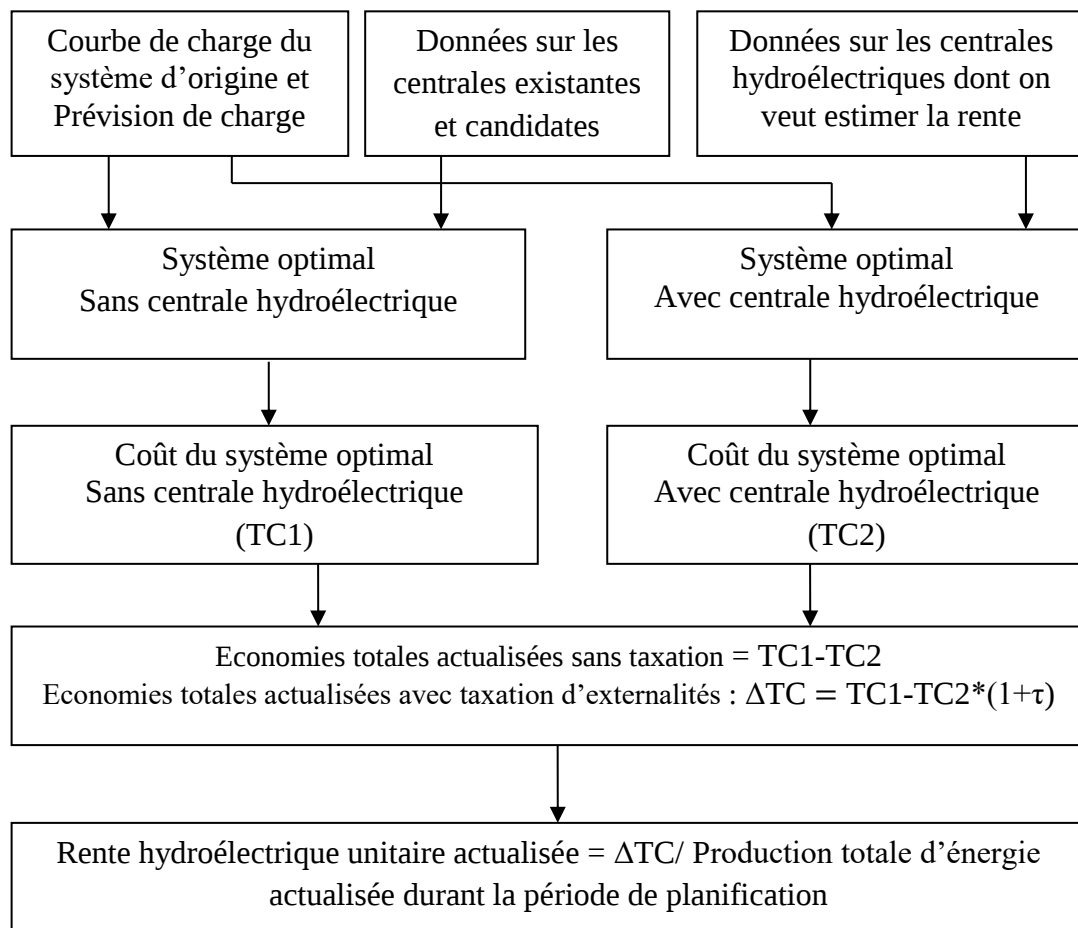
<sup>13</sup> En effet, Jim Gilles dans un article paru dans le Courrier International N° 842-843 du 21 décembre 2006 – 3 janvier 2007, évoque le débat entre Philip Fearnside, écologue brésilien, et Luiz Pinguelli Rosa, un autre universitaire brésilien. Pour le premier, un barrage « type » en zone tropicale émettra pendant les dix premières années de son fonctionnement quatre fois plus de dioxyde de carbone qu'une centrale à combustible fossile de puissance équivalente ; ce que conteste le second chercheur, accusant le premier d'exagérer les quantités de gaz à effet de serre émises par les lacs de retenue.

<sup>14</sup> Pour *Total discounted economic rent*

Par conséquent, la meilleure solution pour prendre en compte ces externalités revient à augmenter le coût du système optimal avec centrale hydroélectrique (TC2) en le multipliant par  $(1+\tau)$  comme dans la figure 4.

**Figure 4: Organigramme de la méthodologie de calcul de la rente hydroélectrique**

(Adapté de [Shrestha and Abeygunawardana, 2009])



Dans notre recherche, en faisant l'hypothèse que les externalités négatives engendrées par les projets hydroélectriques sont plus importantes que les externalités positives (irrigation agricole, navigation, protection contre les crues, etc.), on considérera que le taux de taxation d'externalités  $\tau$  est une fraction du coût du système électrique optimal incluant les centrales hydroélectriques, et est compris entre 0 et 1.

Ainsi, la rente économique totale actualisée  $TER = \Delta TC = TC1 - TC2 * (1 + \tau)$

Par ailleurs, la rente économique unitaire actualisée ( $LER^{15}$ ) du système hydroélectrique peut être calculée par la formule :

<sup>15</sup> Pour *Levelized unit economic rent*

$$\Delta TC = \sum_{t=0}^{25} \left( \frac{LER * E_t}{(1+r)^t} \right) \quad (1)$$

Où  $r$  est le taux d'actualisation et  $E_t$  l'électricité produite au cours de l'année  $t$  ( $t=0$  correspond à 2015 et  $t=25$  correspond à 2040)

En réécrivant l'équation (1), on obtient :

$$\Delta TC = LER \sum_{t=0}^{25} \left( \frac{E_t}{(1+r)^t} \right) \quad (LER \text{ étant une valeur moyenne et donc constante sur la période d'étude})$$

D'où on tire :

$$LER = \frac{\Delta TC}{\sum_{t=0}^{25} \left( \frac{E_t}{(1+r)^t} \right)} \quad (2)$$

## 5 DONNEES D'ENTREE ET HYPOTHESES DE DEPART

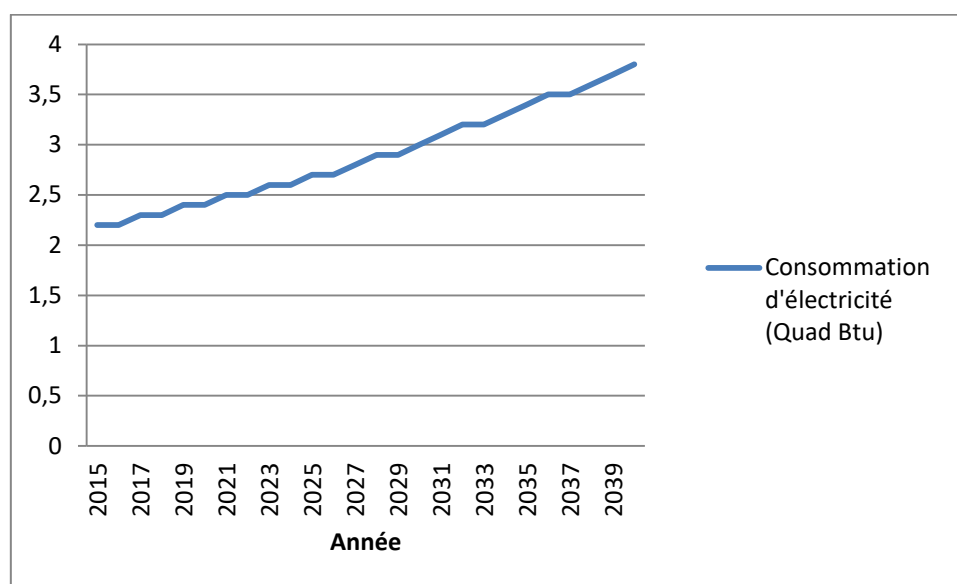
L'horizon de planification retenue pour la présente étude est de 25 ans (c'est-à-dire de 2015 à 2040). L'année 2015 est considérée comme l'année de base pour le calcul des coûts des plans d'expansion de la production. Dans un premier temps, un taux d'actualisation de 10% sera considéré, vu que c'est la valeur habituellement utilisée dans les projets du secteur public de plusieurs pays africains<sup>16</sup>.

Le logiciel LEAP version 2018.0.1.2 a été utilisé pour déterminer les coûts totaux minimisés des plans d'expansion de la production nécessaire pour répondre à la demande projetée. Pour faire tourner ce logiciel, il a fallu effectuer un certain nombre d'hypothèses concernant les capacités et la demande d'électricité. Les figures 5 et 6 représentent les projections du scénario de référence de la consommation et des capacités électriques en Afrique sur la période 2015-2040, proposées par *U.S. Energy Information Administration* (2018). En outre, les coûts des combustibles, les coûts en capital et les coûts d'exploitation et de maintenance fixes et variables des différentes centrales électriques de production utilisées dans cette étude sont donnés dans le tableau 2.

---

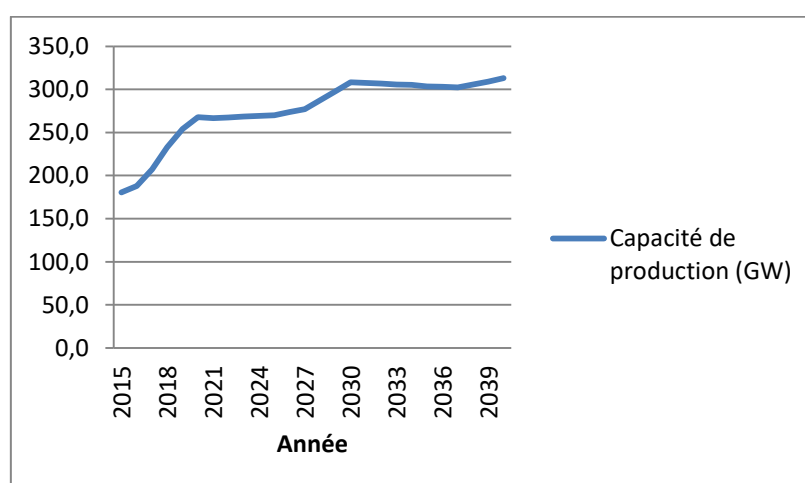
<sup>16</sup> Un taux d'actualisation compris entre 10% et 12% est généralement utilisé dans l'évaluation des projets par plusieurs institutions financières et monétaires internationales, notamment la Banque mondiale, la Banque africaine de développement et le Fonds monétaire international.

**Figure 5: Projection de la consommation électrique en Afrique sur la période 2015-2040**



Source des données: U.S. Energy Information Administration, 2018

**Figure 6: Projection de la capacité de production électrique en Afrique sur la période 2015-2040**



Source des données: U.S. Energy Information Administration, 2018

**Tableau 2: Coûts estimés pour les installations électriques**

| Type de combustible       | Coût en capital (\$/kW) | Coût Fixe O&M (\$/MW) | Coût Variable O&M (\$/MWh) | Coût des combustibles (\$/MWh) |
|---------------------------|-------------------------|-----------------------|----------------------------|--------------------------------|
| Nucléaire <sup>17</sup>   | 6100                    | 348                   | 0                          | 6                              |
| Charbon <sup>18</sup>     | 2890                    | 63                    | 3.71                       | 22                             |
| Pétrole <sup>19</sup>     | 1870                    | 15                    | 7.48                       | 910 \$/tonne                   |
| Gaz <sup>20</sup>         | 651                     | 14                    | 29.9                       | 21                             |
| Hydraulique <sup>21</sup> | 3678                    | 56                    | 2.71                       | 0                              |
| Biomasse <sup>22</sup>    | 3830                    | 260                   | 15                         | 20                             |
| Géothermie <sup>23</sup>  | 9298                    | 0                     | 31                         | 0                              |
| Solaire <sup>24</sup>     | 3520                    | 116                   | 0                          | 0                              |
| Eolien <sup>25</sup>      | 1980                    | 164                   | 0                          | 0                              |

## 6 RESULTATS ET ANALYSES DE SENSIBILITE

### 6.1 Calculs préliminaires et première estimation de la rente hydroélectrique

Les différents coûts indiqués dans le tableau 2 sont introduits dans le logiciel LEAP, utilisé ici comme un calculateur de coûts-avantages pour déterminer les coûts totaux minimisés des plans d'expansion de la production afin de répondre à la demande projetée. Les coûts de démantèlement pour les processus de déclassement ne sont pas pris en compte en raison de l'indisponibilité des données. Les hypothèses concernant les capacités et la demande électriques sur la période 2015-2040 sont celles élaborées par *U.S. Energy Information Administration* (2018).

Dans cette recherche, la rente hydroélectrique est calculée pour l'ensemble du continent africain comme la différence entre les coûts totaux minimisés de deux systèmes hypothétiques : l'un avec l'hydroélectricité et l'autre sans les centrales hydroélectriques. L'économie réalisée en présence des centrales hydroélectriques  $\Delta TC$  est la différence entre les coûts totaux minimisés (la somme de tous les coûts et avantages actualisés pour toutes les années de l'étude ou la valeur actuelle nette) du scénario avec l'hydroélectricité et le scénario sans centrales hydroélectriques.

En considérant dans un premier temps un taux d'inflation de 3% et un taux de taxation d'externalités  $\tau = 0$ , d'après les résultats du calcul de LEAP, les économies de coûts réalisées en présence des centrales hydroélectriques s'élèvent à :

<sup>17</sup> Pour une centrale de 1125 MW d'après NREL (2012).

<sup>18</sup> Pour une centrale de 606 MW d'après NREL (2012).

<sup>19</sup> Pour un groupe Diesel de capacité supérieure ou égale à 5 MW, d'après STUDI International (2014).

<sup>20</sup> Pour une centrale de 211 MW d'après NREL (2012).

<sup>21</sup> Pour un barrage de puissance installée inférieure à 200 MW, d'après STUDI International (2014). Coût variable O&M correspond aux droits d'eau.

<sup>22</sup> Pour une centrale de 50 MW d'après NREL (2012).

<sup>23</sup> D'après NREL (2012). Coût en capital moyen sur la période 2015-2040.

<sup>24</sup> D'après NREL (2012), pour une petite installation photovoltaïque de 4 kW. Coût en capital et coût fixe O&M moyens sur la période 2015-2040.

<sup>25</sup> D'après NREL (2012), pour une petite installation Onshore.

$$\Delta TC = 958.37 - 937.97 * (1+0) = 20,4 \text{ milliards de \$}$$

Dans l'équation (2), donnant la rente économique unitaire actualisée (LER) du système hydroélectrique,  $E_t$  est l'électricité produite au cours de l'année  $t$ .

Afin de calculer la somme  $\sum_{t=0}^{25} \left( \frac{E_t}{(1+r)^t} \right)$ , il nous faut avoir les valeurs de  $E_t$  pour  $t$  variant de 1 à 25, soit l'énergie électrique produite en 2016, 2017...2040.

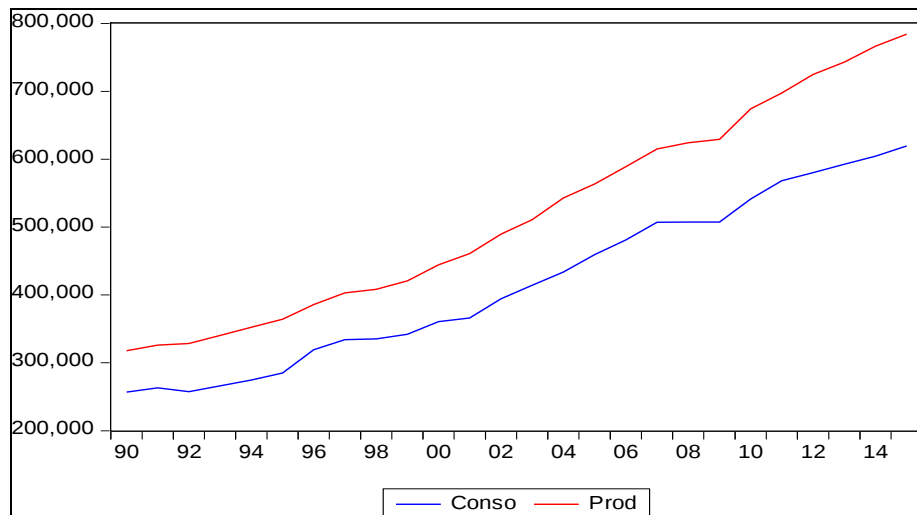
U.S. Energy Information Administration (2018) fournit une projection de la consommation électrique en Afrique entre 2015 et 2040. Pour avoir une projection de la production électrique africaine sur la même période, il suffit d'estimer une équation établissant le lien entre ces deux variables, par exemple une fonction de Cobb-Douglas.

L'estimation de cette équation se fera avec les données de consommation et de production sur la période 1990-2015 fournies par IEA (2018).

### **Estimation de la relation entre la production et la consommation d'électricité en Afrique, et calcul de la rente économique unitaire pour le scénario de référence**

La figure 7 montre les courbes représentant l'évolution de la production (Prod) et de la consommation (Conso) d'électricité en Afrique. Au vu de ces graphiques, on note une évolution similaire de ces deux variables et une possible relation entre elles.

**Figure 7: Evolution de la consommation et de la production d'électricité en Afrique sur la période 1990-2015 (TWh)**



En effectuant la régression du logarithme de la production sur le logarithme de la consommation d'électricité entre 1990 et 2015, on obtient le résultat suivant:

**Tableau 3: Résultat de la régression du logarithme de la production sur le logarithme de la consommation d'électricité en Afrique**

| Variable expliquée     |               | Log(Prod) |            |
|------------------------|---------------|-----------|------------|
| Variables explicatives |               | C         | Log(Conso) |
|                        | Coefficient   | 0.335606  | 0.990834   |
|                        | t-statistique | 2.152692  | 82.01534   |
| R <sup>2</sup>         |               | 0.996445  |            |

Les t-statistiques (2.15 et 82.01) des coefficients des variables C et LOG(CONSO) sont supérieures à 1.96. Ces variables sont donc significativement explicatives de la variable endogène LOG(PROD) au seuil de 5 %. En outre, le coefficient de détermination R<sup>2</sup> est supérieur à 0.99, autrement dit la régression linéaire explique 99% de la variabilité de LOG(PROD). Ainsi, l'équation de régression est adaptée pour décrire la distribution des données et on peut donc écrire :

$$\text{Log}(\text{PROD}) = 0.335606 + 0.990834 * \text{Log}(\text{CONSO})$$

D'où

$$\text{PROD} = \exp[0.335606 + 0.990834 * \text{Log}(\text{CONSO})]$$

Donc

$$\text{PROD} = \exp(0.335606) * (\text{CONSO})^{0.990834}$$

D'après *U.S. Energy Information Administration* (2018), la consommation électrique africaine en 2015 (CONSO) est égale à 2,2 quad Btu soit 644756 GWh.

Ainsi, d'après ce modèle la production d'électricité en Afrique en 2015 serait égale à :

$$E_0 = \exp(0.335606) * (644756)^{0.990834} = 797\,808 \text{ GWh}$$

En considérant un taux d'actualisation  $r = 10\%$ ,

$$\text{On a } \sum_{t=0}^{25} \left( \frac{E_t}{(1+r)^t} \right) = 9460 \text{ TWh}$$

$$\text{Par suite : } \text{LER} = \frac{\Delta \text{TC}}{\sum_{t=0}^{25} \frac{E_t}{(1+r)^t}} = \frac{20.4 \text{ Mds\$}}{9460 \text{ TWh}} = 2.2 \text{ \$/MWh}$$

En conclusion, la rente économique unitaire (LER) pour le scénario de référence est égale à **2.2 \\$/MWh**

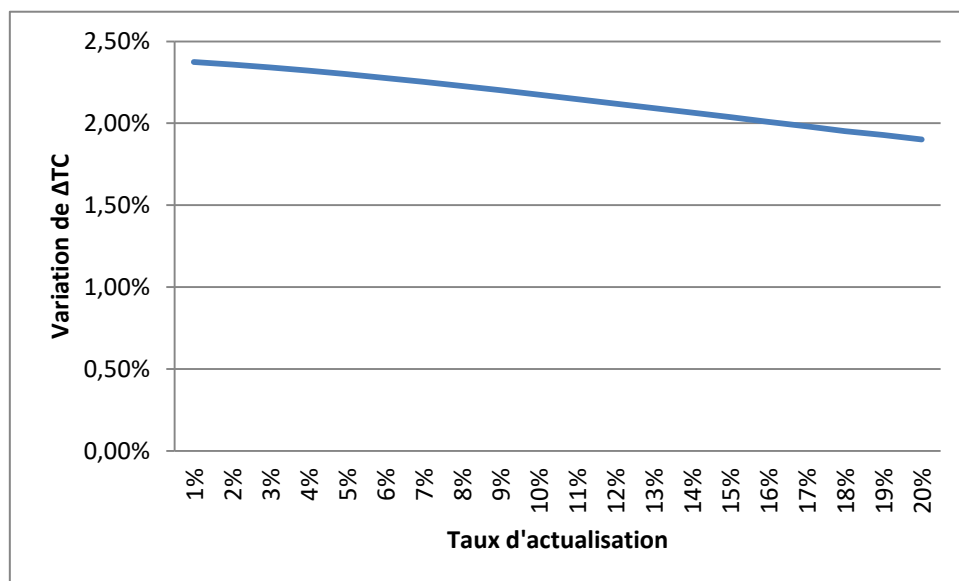
## 6.2 Analyses de sensibilité de la rente hydroélectrique suite à une variation dans les paramètres clés

Il est intéressant d'analyser la sensibilité de la rente hydroélectrique suite à une variation du taux d'actualisation, des coûts d'investissements, des coûts des combustibles ainsi que du taux de taxation des externalités.

### 6.2.1 La rente hydroélectrique diminue quand le taux d'actualisation augmente

La figure 8 suivante montre comment varient les économies de coûts réalisées en présence des centrales hydroélectriques ( $\Delta TC$ ) lorsque le taux d'actualisation évolue de 1% à 20%. Cette courbe décroissante confirme que l'option de production avec hydroélectricité est toujours la moins coûteuse, mais cet avantage diminue avec une augmentation du taux d'actualisation.

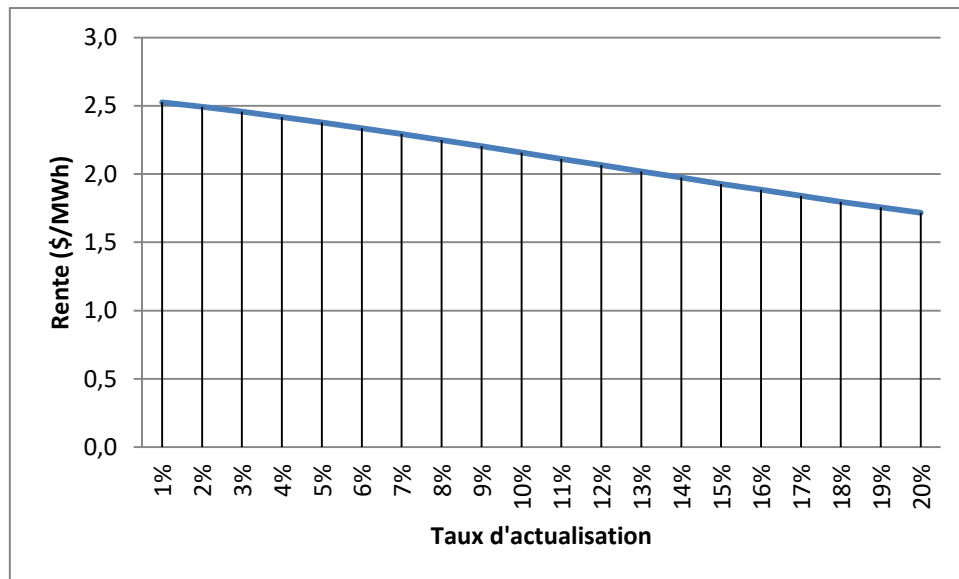
**Figure 8: Variation des économies de coûts  $\Delta TC$  en fonction du taux d'actualisation**



Les résultats de l'analyse précédente montrent que la rente économique d'un projet hydroélectrique est sensible aux variations du taux d'actualisation. Pour une fourchette de taux variant de 1% à 20%, les changements dans la rente sont relativement faibles. Pour les 20 scénarios testés, une augmentation du taux d'actualisation entraîne une diminution de la rente hydroélectrique, toutes choses égales par ailleurs (figure 9). En effet, même si la somme actualisée de l'énergie produite durant toute la période d'étude diminue avec l'augmentation du taux d'actualisation, cette diminution est plus faible que la baisse observée dans les économies de coûts réalisées en présence des centrales hydroélectriques.

Il est cohérent que la rente hydroélectrique diminue suite à une augmentation du taux d'actualisation. En effet, ce dernier permet de déterminer la valeur actuelle nette d'un flux futur en intégrant la valeur du temps, le niveau de risque et les opportunités alternatives. Et plus ces paramètres augmentent, plus on s'attend à ce que la rente économique issue des projets hydroélectriques, considérée comme un flux financier, se déprécie.

**Figure 9: Variation de la rente hydroélectrique en fonction du taux d'actualisation**



### 6.2.2 La rente hydroélectrique diminue avec une augmentation des coûts en capital

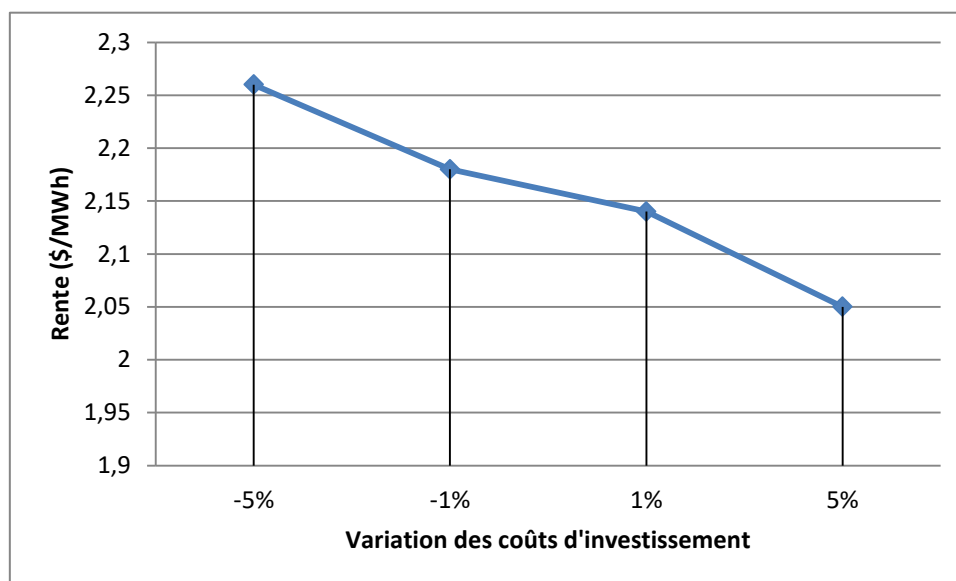
Le tableau 4 suivant présente les effets sur la rente hydroélectrique d'une variation des coûts en capital lorsque le taux d'actualisation est maintenu à 10%. Les résultats de ce tableau confirment que la rente économique d'un projet hydroélectrique dépend d'un certain nombre de paramètres du secteur électrique, et en particulier des coûts d'investissement qui lorsqu'ils augmentent, entraînent une baisse de la rente.

**Tableau 4: Sensibilité de la rente hydroélectrique suite à une variation des coûts en capital**

|                                                                                                       |     | $\Delta TC$<br>(Milliards \$) | $\sum_{t=0}^{25} \left( \frac{E_t}{(1+r)^t} \right)$<br>(TWh) | Hydropower<br>rent<br>(\$/MWh) |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|-------------------------------|---------------------------------------------------------------|--------------------------------|
| <b>Coûts en capital</b><br>(Pourcentage<br>d'augmentation, avec<br>un taux d'actualisation<br>de 10%) | -5% | 21.40                         | 9460                                                          | 2.26                           |
|                                                                                                       | -1% | 20.6                          | 9460                                                          | 2.18                           |
|                                                                                                       | +1% | 20.2                          | 9460                                                          | 2.14                           |
|                                                                                                       | +5% | 19.41                         | 9460                                                          | 2.05                           |

La figure 10 suivante montre la baisse de la rente hydroélectrique suite à une augmentation des coûts d'investissement, toutes choses égales par ailleurs.

**Figure 10: Evolution de la rente hydroélectrique suite à une variation des coûts d'investissement**



### 6.2.3 La rente hydroélectrique croît avec une augmentation des coûts des combustibles

Le tableau 5 suivant présente l'incidence sur la rente hydroélectrique d'une variation des coûts des combustibles lorsque le taux d'actualisation est maintenu à 10%.

**Tableau 5: Sensibilité de la rente hydroélectrique suite à une variation des coûts des combustibles**

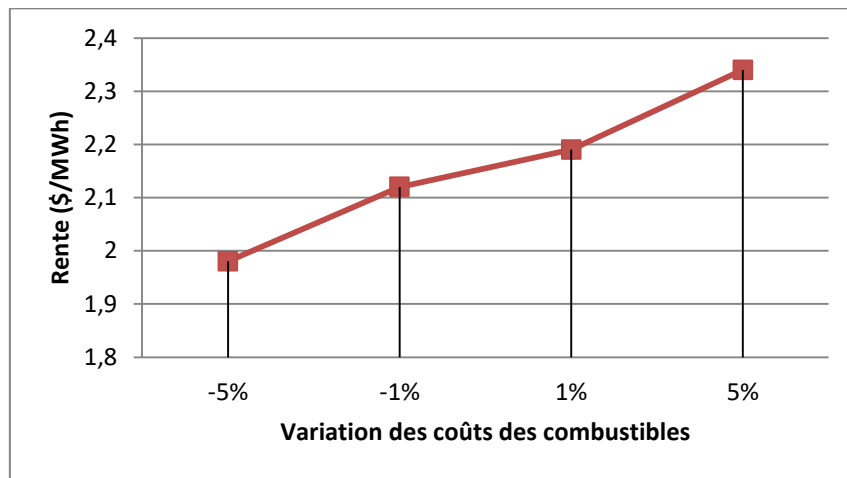
|                                                                                                             |     | $\Delta TC$<br>(Milliards \$) | $\sum_{t=0}^{25} \left( \frac{E_t}{(1+r)^t} \right)$<br>(TWh) | Hydropower<br>rent<br>(\$/MWh) |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|-------------------------------|---------------------------------------------------------------|--------------------------------|
| <b>Coûts des combustibles</b><br>(Pourcentage<br>d'augmentation, avec un<br>taux d'actualisation de<br>10%) | -5% | 18.69                         | 9460                                                          | 1.98                           |
|                                                                                                             | -1% | 20.07                         | 9460                                                          | 2.12                           |
|                                                                                                             | +1% | 20.75                         | 9460                                                          | 2.19                           |
|                                                                                                             | +5% | 22.11                         | 9460                                                          | 2.34                           |

D'après ces résultats, et comme on pouvait s'y attendre, la rente hydroélectrique change de façon monotone avec une variation des prix des combustibles des centrales thermiques. En effet, une augmentation des coûts des combustibles rend plus onéreux le recours aux moyens de production thermique. La rente hydroélectrique devient alors plus importante, puisqu'elle

provient de la différence entre les coûts totaux des systèmes de production hydroélectrique et thermique.

La figure 11 montre la sensibilité de cette rente à une variation des prix des combustibles, toutes choses égales par ailleurs. Cette courbe croissante révèle que la rente hydroélectrique augmente quand les prix des combustibles (pétrole, gaz, charbon, etc.) utilisés pour les centrales autres que les centrales hydroélectriques augmentent.

**Figure 11: Evolution de la rente hydroélectrique suite à une variation des coûts des combustibles**



#### 6.2.4 La rente hydroélectrique diminue suite à une hausse de la taxe environnementale

La relation exprimant la rente économique unitaire actualisée (LER) en fonction des économies de coûts réalisées en présence de l'hydroélectricité ( $\Delta TC$ ) et de l'électricité produite sur la période de planification ( $\sum_{t=0}^{25} \frac{E_t}{(1+r)^t}$ ) est :

$$LER = \frac{\Delta TC}{\sum_{t=0}^{25} \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (2)$$

$$\text{Or } \Delta TC = TC1 - TC2 * (1 + \tau)$$

$\tau$  étant le taux de taxation d'externalités.

Ainsi, on a :

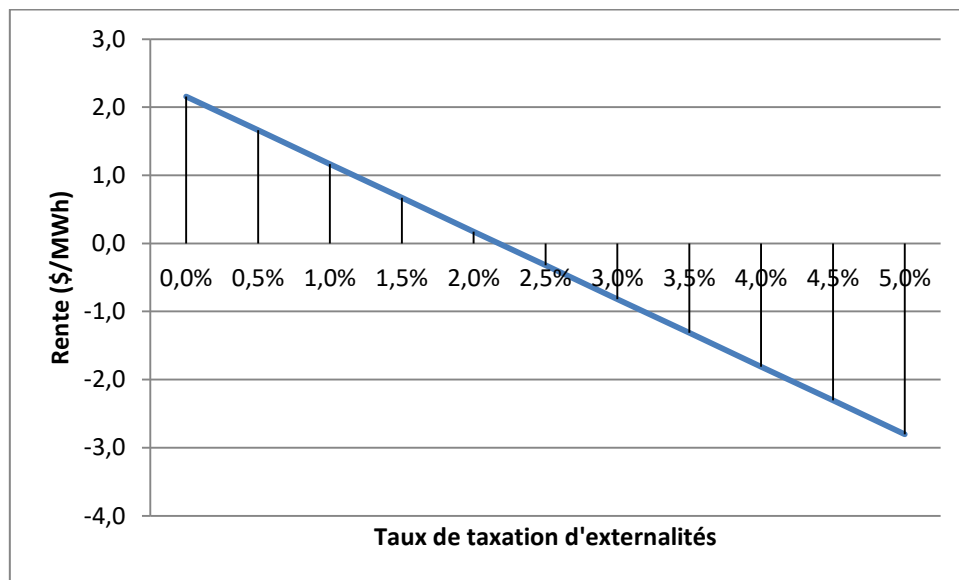
$$LER = \frac{[TC1 - TC2 * (1 + \tau)]}{\sum_{t=0}^{25} \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Et en dérivant par rapport à  $\tau$ , on obtient :

$$\frac{\partial \text{LER}}{\partial \tau} = -\text{TC2} / \sum_{t=0}^{25} \frac{E_t}{(1+r)^t}$$

Cette dérivée partielle négative confirme que la rente hydroélectrique diminue avec une augmentation du taux de taxation des externalités. La figure 12 illustre cette variation.

**Figure 12: Evolution de la rente hydroélectrique suite à une variation du taux de taxation des externalités**



Au-delà d'un taux de taxation de 2,2%, la rente s'annule et devient ensuite négative. Les surprofits liés à la production d'énergie hydroélectrique disparaissent, et si ce taux est très élevé, l'hydroélectricité cesse d'être compétitive par rapport aux autres sources d'énergie électrique. La question est alors de savoir quel est le niveau de taxe adéquat qu'il faudrait appliquer afin d'atténuer l'impact sur l'environnement des aménagements hydroélectriques, sans trop pénaliser les investissements. De notre point de vue, la valeur de ce taux devrait refléter l'ampleur des dégâts engendrés suite à la mise en place des infrastructures hydroélectriques et les revenus dégagés devront être destinés à réparer les dommages causés à la nature ou à financer le déplacement involontaire des populations.

## 7 CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS POLITIQUES

L'objectif de cette étude est d'estimer la rente économique générée par le système hydroélectrique africain. La méthodologie utilisée consiste à calculer cette rente comme la différence entre les coûts totaux minimisés de deux systèmes hypothétiques : l'un avec l'hydroélectricité et l'autre sans les centrales hydroélectriques. Ainsi, la rente économique des ressources hydroélectriques est définie comme la réduction de coûts encourus grâce à l'accès aux ressources hydroélectriques utilisées par rapport à d'autres équipements de production qui pourraient satisfaire la demande d'électricité représentée par la courbe de puissance classée.

Une des particularités de notre recherche, c'est que nous introduisons dans notre estimation de la rente un taux de taxation dépendant des externalités (biodiversité, environnement, social, etc.) liées à l'adoption d'une source d'énergie hydroélectrique. En effet, la rente économique est par définition un surplus qui peut être taxé sans en affecter l'usage. C'est ce qui explique en grande partie l'intérêt que les économistes ont apporté à cette rente comme source de revenu pour les gouvernements. En plus de la simplicité de sa mise en œuvre, la taxation de la rente économique ne crée pas de perte de bien-être économique alors que la taxation d'un facteur de production à offre élastique ou d'un bien de consommation à demande élastique génère une perte sèche de bien-être économique plus ou moins importante selon l'élasticité-prix (Bernard, 1990). Dans cette perspective, la rente économique des ressources hydroélectriques présente des caractéristiques attrayantes sur le plan fiscal.

L'analyse de sensibilité montre que nos résultats dépendent d'hypothèses importantes en matière de coûts des combustibles, de coûts d'investissement, de coûts d'exploitation et de maintenance, ainsi que de la demande d'électricité sur toute la période de planification. Pour le scénario de référence concernant les tendances de la demande future et le taux d'actualisation en vigueur dans la plupart des pays africains, notre calcul donne une valeur de la rente hydroélectrique égale à 2,2 \$/MWh.

Ainsi, d'après ce résultat, produire 1 MWh d'électricité en Afrique à partir des centrales hydroélectriques plutôt qu'à partir des sources alternatives, donnerait lieu à un surplus économique de plus de 2 \$ pour les propriétaires de la ressource. Cette rente globale, bien que dix fois inférieure à la valeur estimée par Fondja et Bhattacharyya (2017) pour le Cameroun (environ 20 \$/MWh), reste néanmoins non négligeable. Ceci signifie que le développement des projets d'hydroélectricité en Afrique ne procure pas uniquement des surprofits pour des pays comme le Cameroun, l'Éthiopie ou la République Démocratique du Congo qui disposent d'importants potentiels, mais constitue également une source de rente pour tous les autres pays importateurs d'hydroélectricité.

Historiquement, les gouvernements revendiquaient généralement la propriété des ressources hydroélectriques et répercutaient les rentes sur leurs services publics, permettant à ces derniers d'étendre leurs systèmes ou d'offrir des tarifs plus bas à leurs consommateurs. Avec la restructuration du secteur de l'électricité dans de nombreux pays, une prise en compte plus explicite des rentes hydroélectriques est nécessaire. De plus, ces ressources appartiennent souvent à plusieurs partenaires (public, privé et para-public) ou nécessitent au moins une

coopération entre des parties pour les développer. Dans ce contexte, la mesure et la répartition des rentes hydroélectriques entre les parties coopérantes deviennent importantes.

Au regard de ses abondantes ressources renouvelables, y compris le potentiel hydroélectrique, l'Afrique a la possibilité de promouvoir une croissance sobre en carbone et faisant appel à l'énergie propre pour appuyer une croissance solide. Comme la taille des ressources est supérieure aux besoins nationaux de certains producteurs, il est indispensable d'envisager des développements conjoints avec d'autres pays voisins, importateurs ou non, et de mettre en place un mécanisme de partage de rente soigneusement conçu qui garantit une situation gagnant-gagnant pour toutes les parties. Ainsi, il est donc important de dynamiser les intégrations régionales et interrégionales en Afrique afin de mutualiser et favoriser les investissements dans le secteur hydroélectrique, augmenter la taille des marchés potentiels, rationaliser les infrastructures, optimiser leur maintenance et sécuriser leur gestion à travers des standards communs.

L'effet principal de l'augmentation des échanges transfrontaliers d'énergie est d'encourager le développement de schémas d'énergie hydraulique à grande échelle qui ne seraient pas viables au niveau national. En effet, une mutualisation des investissements et un accroissement des échanges d'électricité à l'échelle régionale permettraient de réduire son coût moyen et seraient bénéfiques pour l'ensemble du secteur. Le géant des projets d'intégration du potentiel électrique de l'Afrique centrale est le projet Inga sur le fleuve Congo. L'intérêt d'aménager ce potentiel de plus de 40 000 MW<sup>26</sup> est depuis longtemps reconnu. Les rapides d'Inga en font l'un des meilleurs sites hydroélectriques du monde. Non seulement ce site peut produire de l'énergie bon marché, mais sa topographie spécifique permet cette production avec un impact environnemental minimal. Ainsi, le projet Inga pourrait bien être le projet le plus ambitieux jamais lancé en Afrique. Ses capacités potentielles sont telles qu'elles ont des implications du nord au sud du continent et pourrait constituer le centre d'un réseau électrique pan-africain visionnaire dans le futur.

En dépit de la méthodologie utilisée dans cette recherche pour son estimation, on peut dire que le système hydroélectrique africain génère une rente non négligeable. L'estimation *ex ante* de cette rente pourrait intéresser les opérateurs économiques du secteur de l'énergie, les planificateurs des politiques publiques de développement énergétique (Etats, Régions, etc.) et les bailleurs de fonds internationaux (Banque africaine de développement, Banque mondiale, Fonds monétaire international, etc.), engagés dans l'évaluation financière des projets d'investissements.

---

<sup>26</sup> Soit plus de deux fois la puissance installée du plus grand aménagement hydroélectrique au monde existant à ce jour, celui des Trois Gorges en Chine.

## 8 REFERENCES

- ADEA (2015), *L'Energie en Afrique à l'Horizon 2050*, Une étude de l'ADEA réalisée avec le soutien de la Francophonie pour le Développement Durable, Association pour le développement de l'énergie en Afrique, Septembre 2015.
- BAD (2010), *Financement de réponses durables pour l'énergie*, Comité des Dix, Note d'information, Banque africaine de développement, 2010.
- AMUNDSEN E.S., ANDERSEN C., SANNARNES J.G. (1992), "Rent Taxes on Norwegian Hydropower Generation", *The Energy Journal*, 13:1, pp. 97-116.
- AMUNDSEN E.S., TJØTTA S. (1993), "Hydroelectric Rent and Precipitation Variability: the Case of Norway", *Energy Economics* 15 (2) 81–91.
- ANDERSON E.P., FREEMAN M.C., PRINGLE C.M. (2006), "Ecological consequences of hydropower development in Central America: impacts of small dams and water diversion on neotropical stream fish assemblages", *River Research and Applications*, 22, 397-411.
- BANFI S., FILIPPINI M., MUELLER A. (2005), "An Estimation of the Swiss Hydropower Rent", *Energy Policy*, 33, 927–937.
- BERNARD J.-T., BRIDGES G., SCOTT A. (1982), "An Evaluation of Potential Canadian Hydroelectric Rents", *Resources Paper No. 78*, Program in Natural Resource Economics, University of British Columbia, Vancouver.
- BERNARD J. (1990), "Taxation des ressources naturelles et rentes hydro-électriques au Canada", *L'Actualité économique*, 66(4), 421–440. doi:10.7202/601546ar.
- BHATTACHARYYA S. (2011), *Energy Economics: Concepts, Issues, Markets and Governance*, London: Springer, 2011.
- BORDAZ R. (1938), "La conception de la rente chez Adam Smith", *Revue d'histoire économique et sociale*, Vol. 24, No. 2 (1938), pp. 101-108.
- BOUNGNONG C., PHONEKEO D. (2012), "Economic Rent from Hydropower Development in the Case of Lao PDR", *GMSARN International Journal* 6 (2012) 35-44.
- CEREGHINO R., CUGNY P., LAVANDIER P. (2002), "Influence of intermittent hydro-peaking on the longitudinal zonation patterns of benthic invertebrates in a mountain stream", *International Review of Hydrobiology*, 87 (2002), pp. 47-60.
- FONDJA W.Y.D. (2012), *Energie, économie et environnement : contradiction ou co-développement ? Le cas du Cameroun*, L'Harmattan, 2012.
- FONDJA W.Y.D. (2013), "Energy Consumption and Economic Growth: Evidence from Cameroon", *Energy Policy*, 61 (2013), pp. 1295–1304.

FONDJA W.Y.D., BHATTACHARYYA S. (2017), “Evaluation of Economic Rent from Hydroelectric Power Developments: Evidence from Cameroon”, *Journal of Energy and Development*, Vol.42, Nos.1 and 2, 2017.

GILLEN D., WEN, J.-F. (2000), “Taxing Hydroelectricity in Ontario”, *Canadian Public Policy* 26 (1), 35–49.

GSE (2010), “Produzione di energia da fonti rinnovabili, Costi di produzione e analisi degli investimenti”, *Unità Studi*, Rome.

HARTWICK J.M., OLEWILER N.D. (1998), *The Economics of Natural Resource Use* (Second Edition), Addison-Wesley, Reading, MA.

IEA (2018), “Key World Energy Statistics”, *International Energy Agency*, 2018.

KANAGAWA M., NAKATA T. (2007), “Analysis of the energy access improvement and its socio-economic impacts in rural areas of developing countries”, *Ecological Economics* 62, 319–329.

MASSARUTTO A., PONTONI F. (2015), “Rent Seizing and Environmental Concerns: A Parametric Valuation of the Italian Hydropower Sector”, *Energy Policy* 78 (2015) 31-40.

MULDER P., TEMBE J. (2008), “Rural electrification in an imperfect world: A case study from Mozambique”, *Energy Policy* 36 (2008) 2785– 2794.

NREL (2012), *Cost and Performance Data for Power Generation Technologies*, Prepared for the National Renewable Energy Laboratory (NREL), February 2012.

RENOFALT B.M., JANSSON R., NILSSON C. (2010), “Effects of hydropower generation and opportunities for environmental flow management in Swedish riverine ecosystems”, *Freshwater Biology*, 55 (1) (2010), pp. 49-67.

ROTHMAN M. (2000), “Measuring and Apportioning Rents from Hydroelectric Power Developments”, *World Bank Discussion Paper* 419, July 2000.

SHRESTHA R.M., ABEYGUNAWARDANA A.M.A.K. (2009), “Evaluation of Economic Rent of Hydropower Projects”, *Energy Policy* 37 (2009) 1886-1897.

STUDI INTERNATIONAL (2014), *Mise à Jour du Plan de Développement du Secteur de l'Electricité (PDSE) à l'Horizon 2030*, Projet de Rapport Final, Volume 1 - Présentation, Synthèse et Conclusions, Décembre 2014.

WEO (2017), *World Energy Outlook 2017*, OECD/IEA, Paris.

ZUCKER R.C., JENKINS G.P. (1984), *Blue Gold: Hydroelectric Rent in Canada*, Economic Council of Canada, Ottawa.