

EIB-GDN SÉRIE DE PUBLICATIONS

# EFFETS POTENTIELS DU FONDS DE GARANTIE POUR L'ÉNERGIE EN AFRIQUE (AEGF)



*La banque de l'UE*



EIB-GDN SÉRIE DE PUBLICATIONS

# EFFETS POTENTIELS DU FONDS DE GARANTIE POUR L'ÉNERGIE EN AFRIQUE (AEGF)



*La banque de l'UE*



## Effets potentiels du Fonds de garantie pour l'énergie en Afrique

© Banque européenne d'investissement, 2022.  
Série de publications EIB-GDN  
Avril 2022

Ce document est une publication conjointe du département Analyses économiques de la BEI et du Global Development Network (GDN).

Le département Analyses économiques de la BEI a pour mission de fournir des analyses et des études économiques destinées à aider la Banque à mettre en œuvre ses opérations et à définir sa position, sa stratégie ainsi que ses politiques. Fort d'une équipe de 45 personnes, il est placé sous la direction de Debora Revoltella.

Le GDN est une organisation internationale publique qui soutient la recherche de haute qualité, axée sur les politiques, dans les pays en développement et les pays en transition. Basé à New Delhi (Inde), il travaille en étroite coopération avec ses partenaires de développement nationaux et internationaux.

### Auteurs

Oluwasola Emmanuel Omoju [titulaire d'un doctorat du National Institute for Legislative and Democratic Studies, organe de l'Assemblée nationale, Abuja, territoire de la capitale fédérale du Nigeria]

Nina Fenton (BEI)

Claudio Cali (BEI)

### Experts-conseils

François Bourguignon (professeur émérite de l'École d'économie de Paris et de l'École des hautes études en sciences sociales, et ancien économiste en chef et premier vice-président de la Banque mondiale) et Shahrokh Fardoust (professeur chargé de recherches au Global Research Institute, université William & Mary, États-Unis).

### Clause de non-responsabilité

Les opinions exprimées dans le présent document sont celles des auteurs et ne reflètent pas nécessairement la position de la BEI ou de ses actionnaires.

Pour plus d'informations sur les activités de la BEI, veuillez consulter le site web [www.eib.org](http://www.eib.org). Vous pouvez également prendre contact avec notre Bureau d'information, à l'adresse : [info@eib.org](mailto:info@eib.org).

Publication de la Banque européenne d'investissement.  
Imprimé sur du papier FSC®.

# Table des matières

<b>Résumé</b> .....	<b>1</b>
<b>Liste des sigles et abréviations</b> .....	<b>5</b>
<b>1. Contexte de l'étude</b> .....	<b>6</b>
<b>2. Présentation du Fonds de garantie pour l'énergie en Afrique</b> .....	<b>9</b>
<b>3. Raisons expliquant le recours limité aux instruments d'atténuation des risques existants</b> .....	<b>13</b>
<b>4. Études de cas concernant les instruments d'atténuation des risques pour les projets relatifs à l'énergie en Afrique subsaharienne</b> .....	<b>15</b>
4.1. <i>Projets relatifs à l'électricité au Kenya (Banque mondiale, 2017)</i> .....	15
4.2. <i>Centrale électrique d'Azura-Edo dans l'État d'Edo au Nigeria (Adu et al., 2016)</i> .....	16
4.3. <i>Projet d'agrandissement de la centrale électrique Azito en Côte d'Ivoire (Adu et al., 2016)</i> .....	18
<b>5. Évaluation de l'efficacité et des effets des instruments d'atténuation des risques</b> .....	<b>20</b>
<b>6. Analyse des effets potentiels de l'AEGF sur la viabilité des projets relatifs à l'énergie : étude de cas d'un projet hypothétique de production d'énergie solaire en Afrique</b> .....	<b>24</b>
<b>7. Effets socioéconomiques potentiels de l'AEGF en Afrique : observations tirées de la documentation relative au développement économique lié à l'accès à l'énergie</b> .....	<b>33</b>
7.1. <i>Effet sur la situation macroéconomique</i> .....	33
7.2. <i>Effet sur la prospérité</i> .....	33
<b>8. Conclusion</b> .....	<b>47</b>
<b>Bibliographie</b> .....	<b>49</b>



# Résumé

**L’Afrique subsaharienne est la région du monde la moins bien dotée en électricité et qui compte le plus grand nombre de personnes sans accès à l’électricité.** Selon l’Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE) et l’Agence internationale de l’énergie (AIE) (2017), seuls 43 % de la population de la région avaient accès à l’électricité en 2016, ce qui signifie que 588 millions de personnes en étaient privées. L’absence d’un accès régulier et fiable à l’électricité est en partie à l’origine des difficultés économiques et de développement que connaît la région et la réalisation des objectifs de développement durable (ODD) suppose des améliorations importantes en matière de production et d’approvisionnement dans ce secteur.

**Or, il est difficile d’améliorer sensiblement l’approvisionnement et l’accès à l’électricité, car les investissements dans les infrastructures énergétiques sont insuffisants.** Les besoins en financement pour les infrastructures énergétiques sont considérables et dépassent la capacité de financement des gouvernements de la région, d’où la nécessité de faire appel à la participation et aux investissements du secteur privé. Cependant, les investissements du secteur privé dans le secteur de l’énergie se font encore attendre, malgré le potentiel que présentent les marchés de l’électricité dans la région.

**Il semble que le caractère très risqué des investissements dans le secteur de l’énergie ait un effet dissuasif sur les investisseurs privés et sur les institutions financières.** Il s’agit notamment de risques politiques, de risques de change, de risques liés aux emprunteurs infra-étatiques et de ruptures de contrat, qui tous menacent la viabilité des investissements. Il est donc essentiel d’atténuer les risques associés aux investissements dans le secteur de l’énergie, notamment les risques non commerciaux, afin d’attirer les investissements dans la région. Tel est le défi que le Fonds de garantie pour l’énergie en Afrique (Africa Energy Guarantee Facility – AEGF) vise à relever.

**L’AEGF est le fruit d’une collaboration entre la Banque européenne d’investissement, Munich Re et l’Agence pour l’assurance du commerce en Afrique.** Il s’agit d’un dispositif spécial de partage des risques destiné à appuyer la mise en place d’infrastructures énergétiques durables en Afrique. Ce dispositif vise à améliorer l’accès aux financements pour les projets relatifs à l’énergie en Afrique en éliminant l’éventualité de risques politiques et liés aux emprunteurs infra-étatiques à laquelle sont confrontés les investisseurs. Il devrait permettre de mobiliser environ 1,4 milliard de dollars d’investissements privés en faveur de projets liés à l’énergie durable. Le Fonds permet d’appuyer des projets qui satisfont aux critères fixés par l’Union européenne et les Nations unies dans le cadre de l’initiative « Énergie durable pour tous » (SEforAll). Ainsi, les projets relatifs à l’énergie concrétisés grâce à l’AEGF contribueront à la mise en œuvre, en Afrique subsaharienne, des ODD et des objectifs de l’accord de Paris sur le climat et favoriseront leur réalisation.

**Le présent rapport porte sur les effets potentiels de l’AEGF sur la situation macroéconomique et la prospérité.** Plus précisément, il expose le mécanisme de propagation des effets de l’AEGF : réduction des risques liés aux investissements et amélioration des conditions de financement, de la viabilité des projets relatifs à l’énergie, de l’accès à l’électricité, ainsi que des résultats macroéconomiques et en matière de prospérité. Par ailleurs, le rapport examine trois études de cas concernant l’utilisation de garanties pour des projets relatifs à l’énergie dans la région et expose plusieurs raisons majeures pour lesquelles les investisseurs sont moins susceptibles d’utiliser un produit d’assurance des investissements comme instrument de financement. En outre, l’étude fait le point sur la

documentation empirique relative aux effets produits par les instruments d'atténuation des risques en matière d'accès aux financements, afin de déterminer la mesure dans laquelle l'AEGF influera vraisemblablement sur l'accès aux financements pour les investisseurs du secteur de l'énergie dans la région. Dans la suite du document, une analyse coûts-avantages est proposée relativement à un projet africain de production d'énergie solaire, de façon à mettre en évidence les effets potentiels de l'AEGF sur la viabilité du projet. Enfin, partant du principe que l'AEGF facilitera les investissements dans le secteur de l'énergie et permettra donc d'améliorer l'accès à l'électricité, l'étude fournit des indications quant aux effets ultimes du dispositif de garantie, sur la base de la documentation relative au développement du secteur de l'énergie.

**Les principales conclusions de l'étude sont les suivantes.**

- **Des instruments d'atténuation des risques ont été utilisés pour réduire les risques liés aux investissements dans le secteur de l'énergie et pour encourager les financements privés à des conditions abordables aux fins des investissements dans les projets relatifs à l'énergie en Afrique.** Le Groupe de la Banque mondiale, d'autres institutions de financement du développement, ainsi que des prêteurs et investisseurs commerciaux, ont collaboré pour appuyer de grands projets d'infrastructures énergétiques en Afrique, notamment le projet de centrale électrique sur site vierge Azura-Edo au Nigeria, le projet d'agrandissement de la centrale électrique Azito en Côte d'Ivoire et un ensemble de projets relatifs à l'électricité au Kenya. Les instruments utilisés dans le cadre de ces projets ont permis d'atténuer les risques inhérents et de faciliter les financements privés nécessaires à leur mise en œuvre. L'un des principaux enseignements à retenir de ces expériences est que les instruments d'atténuation des risques ne sauraient à eux seuls garantir la réussite des projets relatifs à l'énergie : il importe également de prévoir d'autres formes d'appui, notamment une assistance technique pour les réformes du secteur de l'énergie et pour la planification et l'instruction des projets dans ce domaine.
- **Les investisseurs ne sont pas nécessairement prêts à adopter les instruments d'atténuation des risques existants en tant qu'outils de financement, en raison de facteurs importants régissant la demande.** Ces facteurs sont notamment les suivants : le coût élevé de l'instrument (ou le montant élevé des frais qui y sont associés), qui tend à contrebalancer l'avantage financier ; la couverture partielle des risques par le système d'assurance des investissements, qui complique l'évaluation des risques non couverts ; la complexité des produits d'assurance ; la durée du processus de négociation et d'approbation, que les investisseurs jugent excessive ; l'incertitude pesant sur le paiement des indemnités et la lenteur du processus de paiement (dans certains cas) ; la méconnaissance des produits par les investisseurs et le fait qu'ils ne disposent pas des capacités financières ou administratives nécessaires pour gérer le processus de demande.
- **Il existe peu de données empiriques attestant des effets des instruments d'atténuation des risques sur le financement de projets relatifs aux infrastructures et à l'énergie.** Toutefois, les données disponibles concernant des instruments similaires destinés aux petites et moyennes entreprises (PME) font état d'effets positifs notables, tels que des taux d'intérêt plus bas et des durées de prêt plus longues. Malgré les différences entre ces types d'instruments d'atténuation des risques, les effets bénéfiques sur le financement des PME laissent penser que le financement de projets relatifs aux infrastructures et à l'énergie peut être amélioré de la même manière. L'analyse documentaire réalisée dans le cadre de l'étude révèle que les instruments d'atténuation des risques améliorent l'accès aux financements pour les investisseurs ou les PME, car les entreprises assurées peuvent souscrire des emprunts extérieurs, auxquels elles n'auraient pas eu accès sur un marché du crédit ordinaire (sans ces instruments). Par ailleurs, il en ressort que la disponibilité des instruments d'atténuation des risques pourrait inciter les investisseurs à s'engager dans des projets plus risqués.
- **La disponibilité d'instruments d'atténuation des risques tels que l'AEGF peut permettre de réduire les coûts de financement réels des projets relatifs à l'énergie tout en améliorant leur viabilité.** Selon les prévisions, un projet non assuré ne pourrait bénéficier d'un financement qu'au taux du marché et à des conditions défavorables (taux d'intérêt élevé, courte durée de prêt et

exigences élevées en matière de garanties). Par conséquent, la plupart des projets risquent de ne pas pouvoir bénéficier d'un financement privé. Compte tenu du coût élevé du financement et du court délai de remboursement, il est peu probable qu'un projet ayant obtenu un financement génère suffisamment de recettes financières pour couvrir les remboursements annuels du prêt au cours des premières années. En l'occurrence, les investisseurs devront utiliser des fonds propres ou contracter un autre prêt pour continuer à financer le projet. En revanche, dans le cas d'un projet assuré par un instrument d'atténuation des risques, le taux d'intérêt plus faible et la durée de prêt plus longue permettent d'alléger le montant des remboursements annuels, de sorte que les recettes réalisées au cours des premières années du projet suffisent à couvrir les remboursements annuels du prêt et que la liquidité du projet s'en trouve améliorée. En outre, le coût de financement réel d'un projet assuré est inférieur à celui d'un projet non assuré. Globalement donc, un instrument d'atténuation des risques permet d'améliorer la viabilité et de réduire le coût total d'un projet assuré.

- **En améliorant la viabilité des projets relatifs à l'énergie et en permettant un accroissement considérable de la production d'électricité et de l'approvisionnement en électricité, l'AEGF devrait donner lieu à des améliorations macroéconomiques importantes et favoriser le développement humain et la prospérité.** D'après la documentation relative au développement de l'accès à l'électricité, les effets potentiels sur la situation macroéconomique et la prospérité devraient être notamment les suivants : croissance économique, hausse des investissements et de l'emploi, augmentation des revenus des ménages, autonomisation des femmes, développement accru des PME, amélioration des résultats en matière de santé et d'éducation, amélioration de la qualité de vie et autres bienfaits sociaux et environnementaux. Toutefois, une simple amélioration de l'approvisionnement en électricité peut ne pas s'avérer suffisante pour entraîner des résultats en matière de développement ; en effet, les populations doivent être connectées à un réseau électrique et savoir comment utiliser l'électricité à des fins productives et économiques. En outre, l'accès à l'électricité à lui seul peut ne pas suffire pour favoriser la croissance économique et l'amélioration de la prospérité. D'autres interventions complémentaires en matière d'infrastructures et de politiques, notamment en ce qui concerne le perfectionnement des compétences, peuvent s'avérer indispensables. Compte tenu de ces considérations, si l'AEGF peut améliorer l'accès à l'électricité dans la région, ses effets ultimes sur d'autres aspects socioéconomiques et liés au développement sont incertains.
- **L'AEGF permet de remédier à certaines des principales limites des produits d'assurance des investissements grâce à un système d'assurance axé sur l'offre pour les projets liés à l'énergie durable en Afrique.** Le Fonds permet également de tirer parti des capacités et de la répartition géographique des institutions financières locales, en particulier l'Agence pour l'assurance du commerce en Afrique, grâce à l'élaboration de produits de police d'assurance des investissements à l'intention des investisseurs potentiels de la région. Ce dispositif devrait permettre de simplifier le processus de négociation et de réduire le temps nécessaire pour que les projets parviennent au stade de la divulgation des données financières, tout en améliorant leur viabilité commerciale.

# Liste des sigles et abréviations

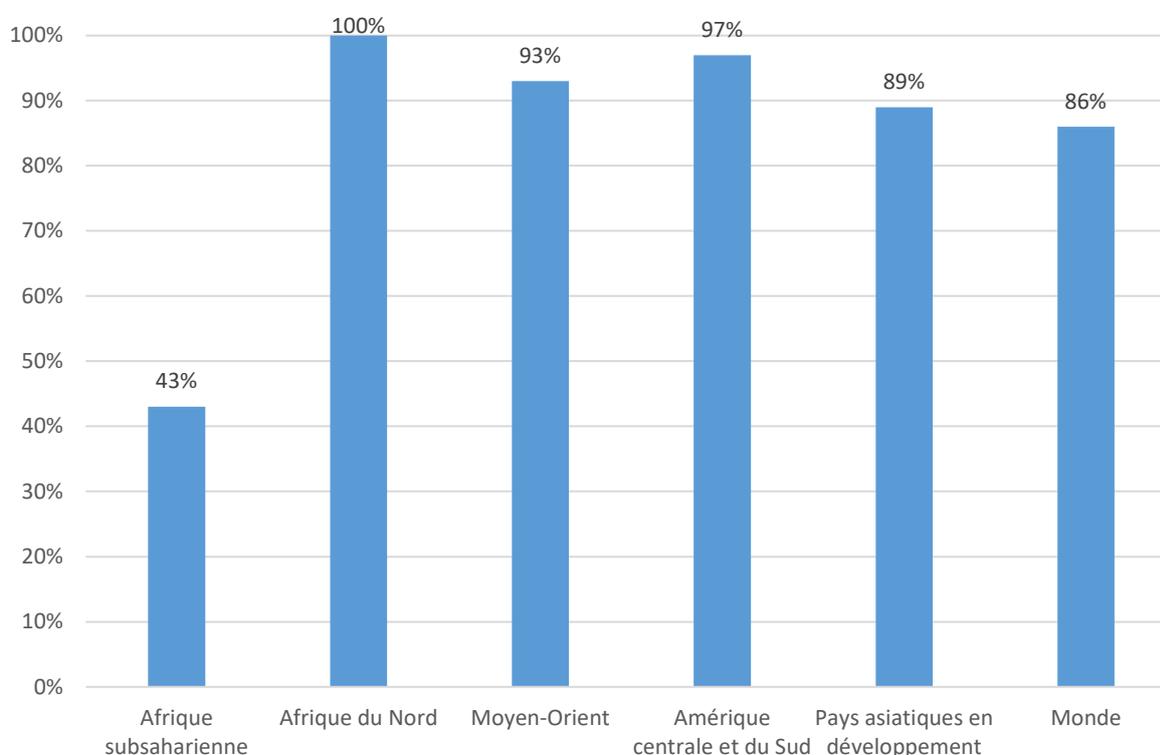
ACA	Agence pour l'assurance du commerce en Afrique
AEGF	Fonds de garantie pour l'énergie en Afrique
AIE	Agence internationale de l'énergie
BAD	Banque asiatique de développement
BEI	Banque européenne d'investissement
BMD	Banque multilatérale de développement
DiD	Difference-in-difference (Méthode des doubles différences)
EIA	Energy Information Administration (Agence américaine d'information sur l'énergie)
IDA	International Development Association (Association internationale de développement)
IFC	International Finance Corporation (Société financière internationale)
IRENA	International Renewable Energy Agency (Agence internationale pour les énergies renouvelables)
LCOE	Levelised cost of energy (Coût moyen actualisé de l'énergie)
MIGA	Multilateral Investment Guarantee Agency (Agence multilatérale de garantie des investissements)
OCDE	Organisation de coopération et de développement économiques
ODD	Objectifs de développement durable
OPIC	Overseas Private Investment Corporation (Office américain pour les investissements privés à l'étranger)
PME	Petites et moyennes entreprises
PPA	Power purchase agreement (Contrat d'achat d'électricité)
PSM	Propensity score matching (Appariement sur coefficient de propension)
PV	Photovoltaïque
SEforAll	Initiative « Énergie durable pour tous »
UE	Union européenne

# 1. Contexte de l'étude

Le présent rapport examine les effets potentiels du Fonds de garantie pour l'énergie en Afrique (Africa Energy Guarantee Facility – AEGF), un instrument de garantie à l'appui des systèmes d'assurance des investissements visant à atténuer les risques associés aux investissements en faveur de l'énergie durable et à faciliter le financement de projets relatifs à l'énergie en Afrique.

L'Afrique subsaharienne est la région du monde qui présente les niveaux d'accès à l'électricité les plus bas. Selon l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE) et l'Agence internationale de l'énergie (AIE) (2017), en 2016, la région affichait un taux d'électrification moyen de 43 %, ce qui signifie que 588 millions de personnes n'avaient pas accès à l'électricité (figure n° 1). Ce chiffre est bien inférieur à la moyenne mondiale, établie à 86 %. Cet accès limité à l'électricité explique en partie les mauvaises performances économiques, les résultats catastrophiques en matière de développement humain et l'incidence élevée de la pauvreté en Afrique subsaharienne (Esfahani et Ramirez, 2003 ; Lejarraga, 2009). Les principaux facteurs contribuant aux faibles taux d'électrification de la région sont les suivants : investissements et financements insuffisants, politique énergétique inadaptée, systèmes tarifaires médiocres, absence de cadres réglementaires appropriés et manque de concurrence dans le secteur de l'électricité. Le manque de financements est particulièrement marqué dans le secteur de l'énergie du fait de l'importance des investissements nécessaires aux infrastructures énergétiques (Eberhard *et al.*, 2016).

Figure n° 1 : taux d'électrification dans les régions en développement à l'échelle mondiale



Source : OCDE et AIE (2017).

**Selon une analyse de l'AIE, il faudrait investir 586 milliards de dollars dans de nouvelles infrastructures électriques en Afrique subsaharienne entre 2015 et 2030 (Hogarth, 2017).** Ce montant correspond à un investissement de 39 milliards de dollars par an, ce qui est nettement supérieur au niveau actuel des investissements en faveur des projets relatifs à l'énergie dans la région. En outre, le financement des énergies renouvelables par le secteur public (qui représente environ 15 % du total des investissements dans ce secteur) a peu de chances d'augmenter (IRENA, 2015), d'où l'importance cruciale des investissements du secteur privé pour améliorer l'accès à un approvisionnement en énergie durable. Or, les capacités limitées du système financier national des pays en développement constituent un obstacle majeur aux investissements privés en faveur de l'énergie durable. En témoignent les coûts élevés, les taux variables et les courts délais de remboursement des financements par l'emprunt. Par exemple, Nelson et Shrimali (2014) observent qu'en Inde, le coût du financement des projets relatifs aux énergies renouvelables est de 24 % à 32 % plus élevé qu'aux États-Unis et que cet écart est en partie dû au fait que le système financier indien est moins développé.

**Les investisseurs privés rencontrent des difficultés pour obtenir des crédits auprès des institutions financières en raison des risques élevés liés aux investissements, notamment les risques politiques et souverains.** Ce phénomène freine à son tour les investissements dans les infrastructures énergétiques en Afrique subsaharienne. En collaboration avec Munich Re et l'Agence pour l'assurance du commerce en Afrique (ACA), la BEI a vivement encouragé l'AEGF à atténuer les risques en question et à faciliter les investissements privés dans le secteur de l'énergie en Afrique.

**Le présent rapport part du principe que les effets de l'AEGF mettront du temps à se concrétiser.** En conséquence, les principaux objectifs sont les suivants :

- i) examiner les études de cas concernant l'utilisation des instruments d'atténuation des risques pour des projets relatifs à l'énergie en Afrique ;
- ii) examiner certaines des raisons pour lesquelles les investisseurs privés font rarement appel aux instruments d'atténuation des risques existants ;
- iii) examiner de manière systématique les effets des instruments d'atténuation des risques sur l'accès aux financements ;
- iv) démontrer que ces instruments améliorent la viabilité des projets relatifs à l'énergie en réduisant les coûts de financement ; et
- v) mettre en évidence certains effets potentiels sur la situation macroéconomique et la prospérité liés à l'amélioration de l'accès à l'énergie rendue possible grâce à l'AEGF.

**Le rapport comporte huit sections.** La présente section expose le contexte de l'étude. La section 2 présente l'AEGF et la logique d'intervention du Fonds. La section 3 est consacrée à des études de cas concernant plusieurs projets relatifs à l'énergie en Afrique subsaharienne qui ont bénéficié d'instruments d'atténuation des risques. Les facteurs expliquant le recours limité des investisseurs privés à ces instruments sont présentés en détail dans la section 4. Dans la section 5 sont examinées les données empiriques attestant des effets des instruments d'atténuation des risques pour ce qui est de faciliter les financements. Plus particulièrement, cette section analyse et résume les conclusions d'études empiriques portant sur la manière dont les systèmes d'assurance des investissements influent sur l'accès aux financements, les taux de défaut et d'autres indicateurs de performance. La section 6 met en évidence l'importance des instruments d'atténuation des risques pour un projet type

relatif à l'énergie en Afrique subsaharienne à travers l'analyse coûts-avantages d'un projet africain de production d'énergie solaire. Il s'agit de comparer les coûts simulés d'un projet avec et sans l'appui de l'AEGF, afin de déterminer la mesure dans laquelle le Fonds peut influencer sur la viabilité financière des projets relatifs à l'énergie dans la région. La section 7 s'appuie sur la documentation relative au développement du secteur de l'énergie pour donner un bref aperçu des effets potentiels de l'AEGF sur la situation macroéconomique et la prospérité, à supposer que ce Fonds facilite effectivement les investissements dans le secteur de l'énergie. Enfin, la section 8 présente les conclusions de l'étude. Dans l'ensemble, l'AEGF devrait permettre d'améliorer la viabilité des projets relatifs à l'énergie en réduisant leurs coûts de financement réels. Si l'AEGF facilite effectivement les financements privés pour les projets relatifs à l'énergie en Afrique, alors l'amélioration de la disponibilité de l'énergie et de l'accès à celle-ci permettra par la suite de renforcer le développement socioéconomique et humain dans la région.

## 2. Présentation du Fonds de garantie pour l'énergie en Afrique

**Le Fonds de garantie pour l'énergie en Afrique (AEGF) est un dispositif spécial de partage des risques destiné à appuyer l'initiative « Énergie durable pour tous » (SEforAll) en Afrique.** Ce Fonds est le fruit d'une collaboration entre la BEI et Munich Re. En tant que banque de l'Union européenne, la BEI a pour mission de représenter les intérêts de ses actionnaires (à savoir les États membres de l'Union) en assurant le financement de projets d'investissement durables qui contribuent aux objectifs stratégiques de l'Union. Munich Re est une entreprise de réassurance privée établie en Allemagne. L'Agence pour l'assurance du commerce en Afrique (ACA), institution établie en Afrique et axée sur ce continent, a été mise en place dans le but de faciliter les investissements directs étrangers dans la région en proposant des services d'assurance contre les risques politiques et commerciaux. Le Fonds vise à améliorer l'accès aux financements pour les projets relatifs à l'énergie en éliminant les risques politiques et liés aux emprunteurs infra-étatiques potentiels auxquels sont confrontés les investisseurs du secteur de l'énergie dans la région. Il devrait permettre de mobiliser environ 1,4 milliard de dollars d'investissements privés en faveur de projets relatifs à l'énergie en Afrique. Conformément aux modalités du Fonds, la BEI délivrera des garanties à Munich Re qui, à son tour, réassurera certains des projets admissibles au titre de SEforAll assurés par l'ACA.

**Parmi les obstacles aux investissements privés dans le secteur de l'énergie en Afrique figurent l'imprévisibilité des régimes réglementaires, la faiblesse des acheteurs, le contexte commercial et économique défavorable et l'instabilité politique.** Ces problèmes incitent les investisseurs à la prudence et les dissuadent d'investir dans des projets relatifs à l'énergie durable, car leurs investissements ne sont pas suffisamment protégés contre certains risques non commerciaux. En outre, les institutions financières de la région ne sont pas enclines à financer ces projets en raison des risques qui leur sont inhérents. Pour surmonter ces obstacles, l'AEGF propose un système d'assurance des investissements sur le long terme contre des risques spécifiques dont on estime qu'ils limitent les investissements dans les projets relatifs à l'énergie durable.

**Le Fonds est destiné à atténuer les risques politiques et les risques d'insolvabilité d'un emprunteur souverain ou infra-étatique pour les projets relatifs à l'énergie en Afrique subsaharienne.** Munich Re constituera un portefeuille de réassurance des risques politiques et des risques d'insolvabilité des emprunteurs souverains et infra-étatiques pour les projets relatifs à l'énergie assurés par l'ACA, pour une exposition totale à réassurer pouvant aller jusqu'à 1 milliard de dollars. Munich Re couvrira l'exposition aux premières pertes du portefeuille de réassurance jusqu'à concurrence de 12 % du portefeuille ou de 120 à 150 millions de dollars, selon la valeur la moins élevée. De même, la BEI garantira la deuxième tranche de pertes du portefeuille de réassurance dans la limite de 10 % du portefeuille ou de 100 millions de dollars, selon la valeur la moins élevée. Les pertes dépassant le montant maximal de la deuxième tranche de pertes seront couvertes par Munich Re. SFR-Consulting, filiale à part entière de Munich Re, assurera la gestion du Fonds. Elle sera chargée d'examiner les polices d'assurance à y intégrer, afin de garantir la qualité constante des souscriptions et le respect des normes de la BEI (relatives aux aspects environnementaux et sociaux, par exemple). L'AEGF se distingue par le fait qu'il tire parti des compétences des structures d'assurance locales existantes et de la protection qu'elles offrent en Afrique, tout en cherchant à combler les lacunes de l'ACA en

matière de capacités grâce à la mise en place de capacités de réassurance spécifiques par l'intermédiaire de Munich Re, dont l'exposition est encore réduite grâce à l'intervention de la BEI. L'ACA est le principal organisme d'assurance responsable des activités de marketing et de développement commercial, ainsi que de l'exercice d'une diligence raisonnable pour la souscription initiale de chaque police. Outre le financement fourni, la BEI mettra en place un programme d'assistance technique à hauteur de 2 millions d'euros dans le cadre de l'AEGF, ce qui permettra de renforcer la capacité de l'ACA à proposer des produits d'assurance des investissements pour les projets relatifs à l'énergie dans la région.

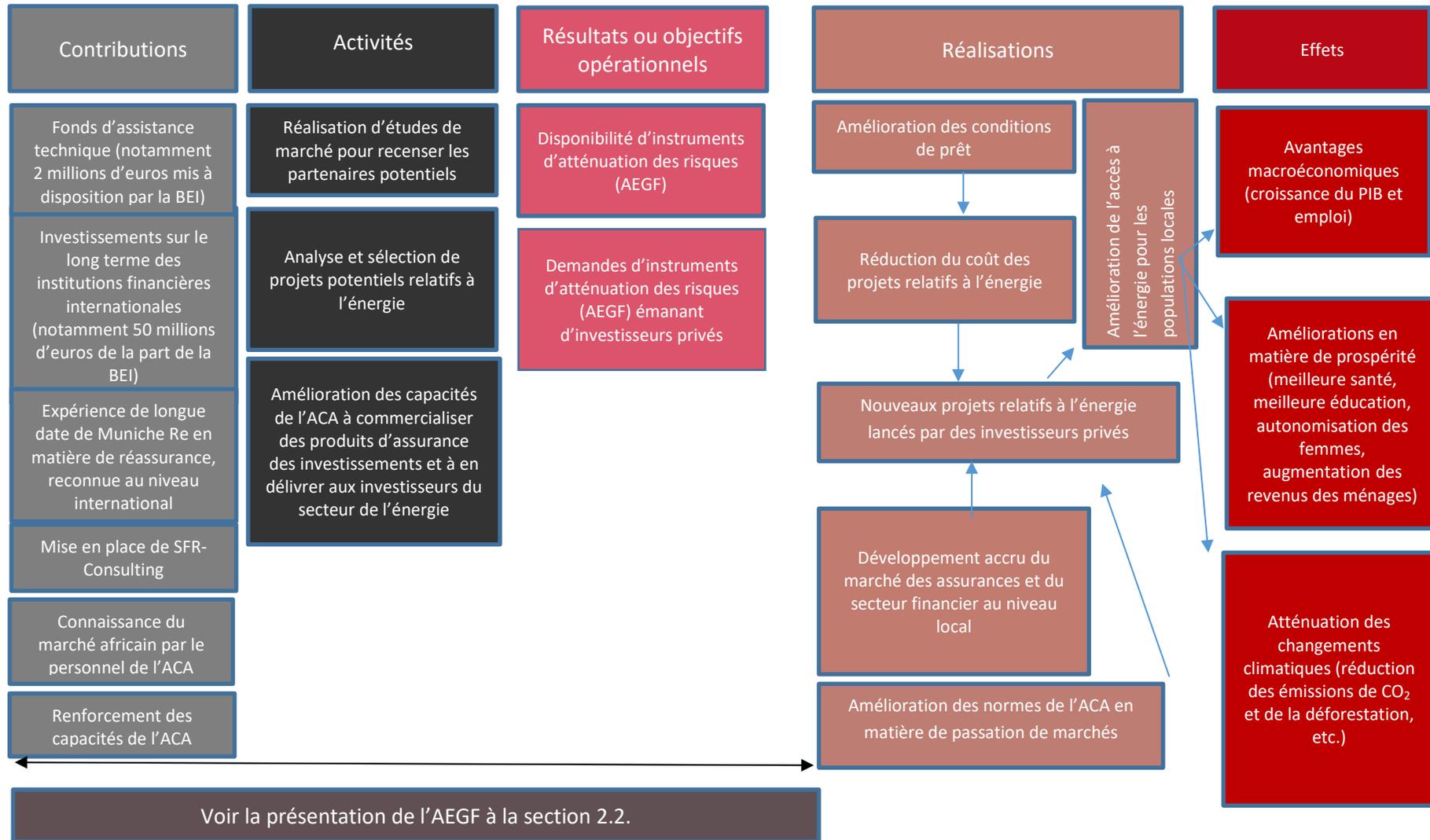
**Pour pouvoir bénéficier de l'appui de l'AEGF, le projet doit satisfaire aux critères de financement au titre de SEforAll prévus par l'Union européenne.** Conformément aux instructions de mise en œuvre pour les financements de l'Union européenne au titre de SEforAll<sup>1</sup>, les projets spécifiques qui peuvent être financés par l'Union au titre de SEforAll sont notamment ceux qui concernent l'énergie et l'accès à l'électricité, l'électrification rurale, périurbaine et urbaine, les modes de cuisson durables, l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables. En outre, les projets potentiels doivent être financièrement viables et durables et produire des effets importants en matière de développement (sur les plans de la réduction de la pauvreté, du développement socioéconomique et de l'égalité d'accès et de chances pour tous), tout en réduisant au minimum les incidences sur l'environnement. Le recours aux énergies renouvelables et à des solutions visant à atténuer les changements climatiques est lui aussi encouragé, sauf si l'utilisation de combustibles fossiles reste indispensable pour accroître l'accès. Ainsi, les projets relatifs à l'énergie qui se concrétiseront grâce à l'AEGF contribueront à la mise en œuvre, en Afrique subsaharienne, des ODD et des objectifs de l'accord de Paris sur le climat et favoriseront leur réalisation.

**La figure n° 2 montre les circuits de propagation potentiels des effets socioéconomiques de l'AEGF.**

---

<sup>1</sup> <https://www.ati-aca.org/wp-content/uploads/2017/09/SE4All-EU-Guidelines.pdf>

Figure n° 2 : logique d'intervention des effets économiques de l'AEGF



**Selon West et Tarazona (1998), les effets ultimes des systèmes d'assurance et de garantie des investissements sont les bienfaits en matière de développement escomptés des projets d'infrastructures ainsi financés.** Cette section présente les contributions et les activités qui ont présidé à la création et au lancement de l'AEGF. L'étape suivante consiste à convaincre les promoteurs de projets potentiels de souscrire au Fonds. L'hypothèse sous-jacente est que les promoteurs feront appel au Fonds si la baisse des coûts d'emprunt ainsi garantie reste plus intéressante que les coûts et les frais de transaction. Parmi les autres facteurs qui détermineront la demande dont l'AEGF fera l'objet figurent la connaissance de ce Fonds par les promoteurs de projets, leurs capacités financières et administratives à gérer le processus de demande, ainsi que leur façon d'appréhender la couverture partielle des risques. La section 3 traite plus en détail de ces facteurs et de la manière dont ils influent sur le recours aux instruments d'atténuation des risques.

**En souscrivant à l'AEGF, les promoteurs visent à améliorer leur accès aux financements pour les projets relatifs à l'énergie.** En atténuant certains risques non commerciaux, l'AEGF permet de réduire le degré de risque des investissements dans le secteur de l'énergie. La couverture partielle des risques assurée par le dispositif encouragera les prêteurs commerciaux à financer les projets à des conditions favorables, ce qui permettra aux porteurs de projets de bénéficier de taux d'intérêt plus bas et de durées de prêt plus longues que ce qui aurait été possible sans assurance des investissements (voir la section 5). Toutefois, l'accès aux financements dépendra également de la viabilité du projet considéré, du dossier de crédit du porteur du projet et d'autres considérations financières et techniques pour le prêteur. L'obtention de financements à des conditions favorables permettra à terme de réduire le coût de financement et de renforcer la viabilité des projets relatifs à l'énergie (voir la section 6). La viabilité du projet considéré pourrait également dépendre des bienfaits économiques et sociaux qu'il apportera, ainsi que d'autres coûts non financiers. Grâce à des conditions de prêt favorables (entraînant une baisse des coûts de financement des projets relatifs à l'énergie), conjuguées au développement du secteur de l'assurance et du secteur financier, ainsi qu'à l'amélioration des normes de l'ACA en matière de passation de marchés, les investisseurs privés sont susceptibles de lancer de nouveaux projets liés à l'énergie durable. Cette corrélation repose sur l'hypothèse fondamentale selon laquelle d'autres facteurs importants, tels que les politiques publiques et les cadres réglementaires, jouent en faveur des nouveaux projets.

**Les nouveaux projets relatifs à l'énergie, qu'ils soient axés sur la production, sur le transport ou sur la distribution, amélioreront l'approvisionnement en électricité et l'accès des populations locales à l'électricité.** Cependant, il importe de noter que les nouveaux projets relatifs à l'électricité ne sont pas automatiquement synonymes d'amélioration en matière d'approvisionnement en électricité ou d'accès à l'électricité. Les ménages doivent être raccordés aux nouveaux réseaux électriques et il faut assurer un approvisionnement régulier et fiable. La fiabilité et la régularité de l'accès à l'électricité produiront des effets positifs sur le plan macroéconomique, en favorisant notamment la croissance du produit intérieur brut (PIB), la hausse de l'emploi, l'accroissement de la productivité et l'amélioration de la compétitivité économique (voir la section 7.1). Les effets seront également bénéfiques pour la prospérité de la population locale du fait, par exemple, de l'augmentation des revenus des ménages, de l'amélioration des résultats en matière de santé et d'éducation, de l'autonomisation des femmes, ainsi que de l'impulsion donnée au développement des entreprises et à l'emploi (voir la section 7.2). Par ailleurs, l'amélioration de l'accès à l'électricité provenant de sources essentiellement durables (plutôt que des sources traditionnelles) contribuera à l'atténuation des changements climatiques.

### 3. Raisons expliquant le recours limité aux instruments d'atténuation des risques existants

La mesure dans laquelle les instruments d'atténuation des risques, notamment l'AEGF, favorisent les investissements privés dépend en grande partie de l'utilisation qu'en font les promoteurs de projets. La présente section traite des différentes raisons pour lesquelles les investisseurs privés ont rarement recours aux instruments existants : ils constituent actuellement une faible part des portefeuilles de financement du développement (Lee, 2017) et des opérations des banques multilatérales de développement (BMD) (tableau n° 1). Selon une étude récente (2017) du réseau Convergence et de la Business and Sustainable Development Commission sur les opérations de financement mixte, seulement 12 % des opérations en question font intervenir une garantie ou un instrument d'assurance. De même, Humphrey et Prizzon (2014) observent que, sur les 706 milliards de dollars de prêts au développement approuvés (entre 2004 et 2013) par les six BMD internationales et régionales qu'ils ont examinées, seuls 4,2 % ont été accordés sous la forme de garanties de projets.

Tableau n° 1 – Garanties en cours auprès de certaines BMD, 2016 (portefeuille des BMD à l'échelle mondiale)

	Agence multilatérale de garantie des investissements	Banque internationale pour la reconstruction et le développement	Association internationale de développement	Société financière internationale	Groupe de la Banque interaméricaine de développement	Banque asiatique de développement	Banque africaine de développement	Banque européenne pour la reconstruction et le développement	Banque européenne d'investissement
Garanties (en milliards de dollars)	14,2	1,5	1,1	3,5	0,2	2,1	0,5	0,6	7,5
% des prêts	s.o.	0,9 %	0,8 %	15,9 %	0,3 %	3,1 %	2,5 %	2,4 %	1,6 %

Source : Pereira dos Santos et Kearney (2018).

L'utilisation d'instruments d'atténuation des risques pour le financement d'infrastructures est encore plus limitée, dans la mesure où la plupart des garanties en cours recensées dans le tableau 1 sont destinées au financement du commerce extérieur, aux PME et à d'autres programmes. Selon Pereira dos Santos et Kearney (2018), la MIGA représente environ 50 % de toutes les garanties existantes en cours et la moitié de son portefeuille de garanties en cours concerne des projets d'infrastructures. L'utilisation des instruments d'atténuation des risques pour les projets relatifs aux énergies renouvelables est également très limitée. Sur le total des valeurs d'émission des institutions financières internationales destinées à l'atténuation des risques liés aux infrastructures, seulement 4 % sont alloués à des projets relatifs aux énergies renouvelables (IRENA, 2016).

Les facteurs suivants régissant la demande peuvent expliquer le recours limité à ces instruments pour les projets d'infrastructures, notamment dans le domaine de l'énergie, dans les pays en développement. Le coût élevé des instruments d'atténuation des risques constitue le premier facteur. Humphrey et Prizzon (2014) affirment que les garanties sont moins fréquemment utilisées que les autres structures de financement car leurs coûts d'emprunt plus faibles sont contrebalancés par des

coûts de transaction et des frais plus élevés, et que les investisseurs et les emprunteurs souverains les jugent coûteuses. Pour que ces instruments soient attrayants, il faut compenser les frais par une réduction des taux d'intérêt et d'autres conditions de financement avantageuses.

**La couverture partielle des risques constitue un deuxième facteur limitant l'utilisation des instruments d'atténuation des risques pour les projets d'infrastructures dans les pays en développement.** En général, les produits d'assurance des investissements ne couvrent que partiellement les risques politiques ou les risques de crédit afin de prévenir le risque moral chez les porteurs de projets. Toutefois, de nombreuses institutions financières se préoccupent tout de même des risques non couverts par l'assurance, ainsi que des difficultés d'évaluation des risques non couverts et de la tarification de la couverture partielle. Ces constats sont corroborés par l'étude de Gordon (2008), où il est souligné que les risques politiques ne sont généralement pas considérés comme assurables parce que la probabilité et la gravité des pertes ne sont pas facilement quantifiables et qu'il est difficile de prévoir quand elles pourraient se produire.

**La complexité des produits d'assurance des investissements et la longueur des processus de négociation et d'approbation sont d'autres facteurs importants qui font obstacle à l'utilisation de ces instruments.** La nature complexe des produits d'assurance des investissements qui ne couvrent que certains risques rend le processus de négociation laborieux et chronophage, toutes les parties s'efforçant de bien cerner l'étendue exacte de la couverture. De même, le manque de certitude quant au paiement des indemnités et la lenteur du processus de paiement sont autant de facteurs défavorables. L'exercice d'une diligence raisonnable est un processus long, ce qui peut avoir une incidence sur l'accès aux liquidités. Il s'agit pour l'AEGF de remédier à ces obstacles en partenariat avec Munich Re et avec l'ACA.

**Par ailleurs, dans les pays en développement, la méconnaissance des produits nuit à la demande d'instruments d'atténuation des risques (IRENA, 2016).** Les capacités financières ou administratives limitées des investisseurs potentiels pour gérer le processus de demande ne font qu'aggraver le problème. Dans les pays en développement, il arrive que certains investisseurs et promoteurs de projets ne disposent pas des compétences et des capacités techniques requises pour gérer le processus de demande, ce qui les dissuade de recourir aux instruments.

**En effet, malgré le potentiel que présentent les instruments d'atténuation des risques, les investisseurs privés sont souvent peu enclins à les utiliser en raison de leurs coûts élevés, de la complexité des produits, de la couverture partielle des risques, des longs processus de négociation et de préparation, d'une méconnaissance des produits, ainsi que des difficultés de traitement des dossiers.** Dans une enquête réalisée par le Forum économique mondial (en 2016) auprès d'investisseurs en infrastructures, de promoteurs de projets, de compagnies d'assurance et de réassurance, de sociétés de services professionnels, d'établissements bancaires, d'entreprises de construction et de BMD, il apparaît que parmi les personnes interrogées, très peu sont celles qui perçoivent ces instruments comme des outils efficaces pour le financement des projets d'infrastructures.

## 4. Études de cas concernant les instruments d'atténuation des risques pour les projets relatifs à l'énergie en Afrique subsaharienne

Quoique les investisseurs aient peu utilisé les instruments d'atténuation des risques disponibles (section 3), pour un petit nombre de projets relatifs à l'énergie en Afrique subsaharienne, ces instruments ont été mis à profit avec succès pour faciliter les financements privés. La présente section passe en revue des études de cas concernant certains instruments d'atténuation des risques, en particulier des garanties, utilisés dans le cadre de projets relatifs à l'énergie en Afrique et analyse la manière dont ils ont été structurés en vue d'assurer la réussite des projets dans la région.

### 4.1. Projets relatifs à l'électricité au Kenya (Banque mondiale, 2017)

Cet examen d'un ensemble de projets relatifs à l'électricité au Kenya s'inspire largement du rapport de la Banque mondiale (2017) sur l'achèvement et les résultats de la mise en œuvre d'une série de garanties partielles des risques de l'Association internationale de développement (IDA) au Kenya.

Le projet bénéficiant des garanties était relativement complexe, car il comprenait la préparation de quatre sous-projets différents (centrale électrique de Thika, centrale électrique Triumph, centrale électrique de Gulf et extension de la centrale géothermique Olkaria III), avec différents promoteurs, financiers et entrepreneurs spécialisés dans l'ingénierie, la fourniture d'équipements et la construction. La Banque mondiale a recensé sept types de risques, associés aux éléments suivants : politique, gouvernance, aspects techniques, clôture financière dans les délais, réglementations, durabilité et équilibre entre l'offre et la demande. En réalité, trois d'entre eux (risques relatifs à la clôture financière dans les délais, aux réglementations et à l'équilibre entre l'offre et la demande) se sont partiellement concrétisés.

La Banque mondiale a aidé le gouvernement kenyan au moyen de dispositifs d'atténuation des risques, notamment les garanties partielles de l'IDA pour couvrir les obligations de sécurité de paiement de la Kenya Power and Lighting Company dans le cadre de contrats d'achat d'électricité (PPA) ; la fourniture par la MIGA d'une couverture de résiliation de la dette commerciale et d'une couverture des fonds propres en cas de restriction des transferts, d'expropriation, de guerre et de troubles civils (tableau n° 2) ; et les prêts accordés par l'IFC aux entreprises Thika Power et Gulf Power.

**Tableau n° 2 – Projets relatifs à l'électricité au Kenya : effets et facteurs d'atténuation des risques**

Effets	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Utilisation d'un crédit de 135 millions de dollars de l'IDA pour mobiliser 623 millions de dollars de fonds supplémentaires</li> <li>• Mise en place d'une capacité de production d'énergie classique de 250 MW et disponibilité moyenne de 85 % par an des centrales construites dans le cadre du projet</li> </ul>
Facteurs d'atténuation des risques de marché et liés aux acheteurs	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Accord de garanties partielles par l'IDA pour couvrir les obligations de sécurité de paiement de la Kenya Power and Lighting Company dans le cadre des accords d'achat d'électricité</li> <li>• Soutien de la MIGA sous la forme d'une couverture de résiliation de la dette commerciale ainsi que d'une couverture des fonds propres en cas de restriction des transferts, d'expropriation, de guerre et de troubles civils</li> <li>• Mise en œuvre d'une diligence raisonnable détaillée par secteur et d'un suivi continu des finances de la Kenya Power and Lighting Company par l'équipe de la Banque mondiale afin de réduire considérablement les risques de défaut de paiement liés au projet</li> </ul>
Facteurs d'atténuation des risques opérationnels et liés à la construction	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Suivi actif de la mise en œuvre du projet par l'équipe responsable à la Banque mondiale</li> <li>• Proposition de révision de la législation fiscale appliquée au secteur de l'énergie afin d'en réduire l'impact sur la viabilité financière des projets énergétiques indépendants</li> <li>• Recrutement de prestataires internationaux expérimentés pour les activités de construction</li> </ul>

Source : Banque mondiale (2017).

**Le projet a bénéficié d'un crédit de 135 millions de dollars de l'IDA pour mobiliser 623 millions de dollars de fonds supplémentaires, dont 357 millions proviennent d'investisseurs privés et de prêts à des conditions commerciales, ce qui a largement renforcé sa viabilité financière et facilité sa bonne mise en œuvre.** Les promoteurs du projet ont décaissé les 149 millions de dollars de fonds propres, auxquels sont venus s'ajouter les prêts d'une valeur de 474 millions de dollars accordés par l'IFC, des bailleurs de fonds commerciaux (Amalgamated Banks of South Africa et Standard Bank) ainsi que des institutions de financement du développement (Overseas Private Investment Corporation et Banque africaine de développement).

#### **4.2. Centrale électrique d'Azura-Edo dans l'État d'Edo au Nigeria (Audu *et al.*, 2016)**

**Première centrale indépendante financée dans le cadre d'un projet au Nigeria, la centrale d'Azura-Edo a été construite pour fournir de l'électricité à environ 14 millions de personnes.** Ce projet énergétique de grande envergure a reçu le soutien de différents établissements financiers travaillant en collaboration avec la Banque mondiale, dont des banques commerciales et des institutions de financement du développement. Les réformes du secteur de l'énergie qui l'ont accompagné ont été appuyées par le Groupe de la Banque mondiale, qui a élaboré un plan de développement des énergies renouvelables au Nigeria afin d'attirer des investissements énergétiques privés en tirant parti des ressources et des capacités de l'IFC, de la Banque mondiale et de la MIGA.

**Le financement du projet à hauteur d'environ 876 millions de dollars a été approuvé par ses partenaires financiers, parmi lesquels figuraient le Groupe de la Banque mondiale, Overseas Private Investment Corporation, Siemens Bank et la banque Standard Chartered.** Le financement a été

structuré au moyen de garanties partielles accordées par la Banque mondiale et d'une couverture des risques politiques fournie par la MIGA pour les fonds propres, les contrats d'échange et les prêts souscrits aux conditions du marché. Une dette prioritaire de 50 millions de dollars et une dette subordonnée de 30 millions de dollars ont été contractées auprès de l'IFC, qui a mobilisé des prêts prioritaires de 267,5 millions de dollars aux côtés de la Société néerlandaise pour le financement du développement, en plus de 35 millions de dollars de créances subordonnées.

**Un contrat d'options de vente et d'achat a été conclu entre le promoteur du projet et l'acheteur afin d'atténuer les risques de marché et liés aux acheteurs.** Les rehaussements de crédit offerts par les garanties partielles de la Banque mondiale et l'assurance de la MIGA contre les risques politiques ont fait partie des autres outils d'atténuation des risques de marché associés aux investissements dans le projet. En plus de la structure standard de financement sur projet, la collaboration avec des entreprises nigérianes et internationales reconnues comme fiables a permis de réduire les risques opérationnels et liés à la construction. Un arrangement contractuel a été établi avec un fournisseur de gaz de confiance (Seplat) afin d'assurer l'approvisionnement en gaz de la centrale.

**Tableau n° 3 – Centrale d'Azura-Edo : effets et facteurs d'atténuation des risques**

Effets	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Génération supplémentaire de 459 MW d'électricité en 2018 (augmentation de 10 % des capacités nationales de production actuelles)</li> <li>• Approvisionnement en électricité à un nombre estimé de 14 millions d'habitants</li> <li>• Création de nouveaux modèles de descriptifs pour les projets énergétiques financés par des acteurs privés</li> </ul>
Facteurs d'atténuation des risques de marché et liés aux acheteurs	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Conclusion d'un contrat d'options de vente et d'achat entre le promoteur du projet et l'acheteur afin de garantir le paiement des achats d'électricité</li> <li>• Amélioration des termes du crédit par des garanties partielles de la Banque mondiale et l'assurance de la MIGA contre les risques politiques</li> <li>• Participation du Groupe de la Banque mondiale par la mobilisation de multiples instruments servant à rassurer les autres investisseurs</li> </ul>
Facteurs d'atténuation des risques opérationnels et liés à la construction	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Structure standard de financement sur projet</li> <li>• Marché « clés en main » à prix forfaitaire avec des entreprises nigérianes et internationales pouvant clairement faire état de la fiabilité de leurs opérations</li> </ul>
Facteurs d'atténuation des risques liés à l'approvisionnement en gaz	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Arrangements contractuels fermes avec un fournisseur de gaz aux performances clairement attestées (Seplat) ainsi qu'avec l'acheteur dans le cadre de l'accord d'achat d'électricité</li> </ul>

Source : Adu et al., (2016).

**La centrale est devenue opérationnelle à partir de décembre 2017, avant la date prévue.** L'association inédite de financements privés et d'instruments d'atténuation des risques a rendu possible de mener un projet dans lequel aucun investisseur privé ou créancier ne voulait s'engager. En outre, plus de 20 investisseurs qui n'avaient jamais réalisé d'opérations au Nigeria ont participé au financement de la centrale. Ce projet a donc ouvert la voie à l'arrivée de nouveaux acteurs et investissements dans le secteur nigérian de l'énergie, lequel a de grandes chances de recevoir des fonds à l'avenir. Un millier de personnes ont été employées pour construire la centrale, qui devrait

entraîner la création d'emplois supplémentaires en améliorant l'accès à l'électricité des entreprises locales.

### **4.3. Projet d'agrandissement de la centrale électrique Azito en Côte d'Ivoire (Audu *et al.*, 2016)**

**En Côte d'Ivoire, l'instabilité politique et les risques liés au taux de change, à la réglementation ou d'une nature technique dissuadent les acteurs privés de financer des projets dans les domaines de l'énergie et des infrastructures.** Néanmoins, neuf institutions de financement du développement sont parvenues à combiner leurs ressources et leurs compétences pour appuyer des réformes de la réglementation et assurer le financement à long terme de l'agrandissement d'une centrale de 139 MW dans le pays. Initialement construite en 1998, la centrale d'Azito avait bénéficié du soutien de l'IDA à hauteur de 30 millions de dollars sous la forme de garanties partielles de risques.

**Le projet d'agrandissement était complexe et devait coûter 430 millions de dollars.** Son ampleur et sa complexité nécessitaient de mobiliser des financements, des compétences techniques ainsi que des instruments d'atténuation des risques (tableau n° 4) pour régler différentes questions, dont celles de la couverture de change, des échanges de taux d'intérêt, de l'assurance contre les risques politiques, d'un approvisionnement fiable en gaz naturel et des accords d'achat avec les utilisateurs finaux. En collaboration avec huit autres institutions de financement du développement, l'IFC a collecté 345 millions de dollars en fournissant un investissement de base de 125 millions de dollars, que ses partenaires ont complété par des prêts de longue durée d'une valeur de 220 millions de dollars. La couverture de la MIGA a protégé le projet contre les risques politiques, de transfert et de concession par contrat. La Banque mondiale a également aidé le gouvernement ivoirien dans la réforme et la gestion financière du secteur de l'énergie afin d'améliorer les connaissances techniques et l'efficacité des activités dans ce domaine. Le projet a été confié à des prestataires internationaux expérimentés en matière énergétique, ce qui a réduit les risques opérationnels et liés à la construction.

**Tableau n° 4 – Projet d’agrandissement de la centrale d’Azito : effets et facteurs d’atténuation des risques**

Effets	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mise en place d’une capacité de production permettant à la centrale de servir 2,3 millions de consommateurs supplémentaires sans utiliser davantage de combustibles</li> </ul>
Facteurs d’atténuation des risques de marché et liés aux acheteurs	<ul style="list-style-type: none"> <li>Garantie de la MIGA protégeant les fonds propres contre les risques politiques, de transfert et de concession par contrat</li> <li>Participation de la Banque mondiale à des réformes structurelles et à la gestion financière du secteur</li> </ul>
Facteurs d’atténuation des risques opérationnels et liés à la construction	<ul style="list-style-type: none"> <li>Vaste expérience des promoteurs du projet dans le domaine de l’énergie</li> <li>Prestataires internationaux expérimentés</li> </ul>
Facteurs d’atténuation des risques liés au financement	<ul style="list-style-type: none"> <li>Financement à long terme par l’IFC (permettant de rassurer les autres investisseurs)</li> <li>Solides capacités financières des promoteurs du projet</li> <li>Gel des taux d’intérêt appliqués pendant 15 ans au moyen de contrats d’échange de l’IFC</li> </ul>

Source : Adu et al., (2016).

**Principaux points à retenir des études de cas :**

- **La plupart des projets étudiés ont réuni une série de partenaires de financement**, dont des institutions multilatérales de financement du développement et des bailleurs de fonds commerciaux.
- **Les instruments d’atténuation mobilisés couvrent plusieurs types de risques qui varient en fonction des projets.** Une fois correctement combinés, ces instruments sont utilisés avec d’autres outils du Groupe de la Banque mondiale afin de réduire les risques recensés. Seul, aucun instrument ne suffirait à couvrir tous les risques associés aux projets.
- **Les instruments les plus couramment utilisés** sont les garanties partielles de l’IDA, qui servent à couvrir les obligations de sécurité de paiement dans le cadre d’accords d’achat d’électricité, ainsi que l’assurance de la MIGA contre les risques politiques, qui inclut les résiliations, les restrictions de transferts, les expropriations, les guerres et les troubles civils.
- **Les promoteurs des projets étudiés ont réussi à mobiliser des financements privés**, ce qui leur aurait été impossible sans instrument d’atténuation des risques.
- **En plus des instruments d’atténuation**, certains projets ont bénéficié d’un soutien technique et d’une aide à la réglementation pour la mise en œuvre de réformes sectorielles.
- **Les instruments et les garanties sont moins conçus pour remplacer les accords d’achat d’électricité traditionnels que pour servir en complément d’autres outils de réduction des risques liés aux investissements.**
- **Les risques que les instruments de financement ne pouvaient couvrir, tels que les risques opérationnels et liés à la construction, ont été limités par d’autres moyens.** Il a notamment été fait appel à des entreprises locales et internationales ayant déjà fourni la preuve de leur fiabilité pour gérer les projets.

## 5. Évaluation de l'efficacité et des effets des instruments d'atténuation des risques

**Les instruments d'atténuation des risques peuvent faciliter l'accès des investisseurs privés à des fonds en réduisant les risques associés au financement de projets d'infrastructures.** Afin de tester cette hypothèse, la présente section examine des éléments de preuve empiriques de l'effet des instruments d'atténuation des risques sur l'accès à des financements. Cet effet ayant toutefois fait l'objet de très peu d'études empiriques portant sur des projets d'infrastructures, il est tenu compte des données disponibles sur la manière dont les instruments d'atténuation influencent l'obtention de financements par les PME. Si d'importantes différences séparent les instruments d'atténuation des risques consacrés aux projets d'infrastructures et aux PME, l'analyse suivante fournit une indication de la mesure dans laquelle ces instruments peuvent élargir l'accès aux financements pour les investisseurs en général.

**La question de l'additionnalité joue un rôle central dans l'évaluation des effets et de l'efficacité des instruments d'atténuation des risques (Ramlogan et Rigby, 2012).** Les études existantes attribuent un sens variable à l'additionnalité, qui est notamment associée à des prêts de plus longue durée, au financement de projets préalablement rejetés et d'autres effets à long terme sur des indicateurs de développement, dont la viabilité financière des emprunteurs, les investissements, l'emploi et la croissance économique (Meyer et Nagarajan, 1996 ; Saadani *et al.*, 2010 ; Ramlogan et Rigby, 2012).

**Deux difficultés font principalement obstacle aux évaluations des effets des instruments d'atténuation des risques (Vogel et Adams, 1997, cité dans Ramlogan et Rigby, 2012).** La première est l'élaboration d'un scénario contrefactuel valable, qui permettrait d'examiner ce que les institutions de financement auraient fait en l'absence des instruments étudiés. La deuxième est une difficulté de précision due aux permutations de produits d'un même portefeuille, par lesquelles les institutions accordent de multiples prêts aux investisseurs. Ces difficultés réduisent l'exactitude des mesures de l'additionnalité.

**La Banque mondiale (2016) a relevé que les garanties font baisser les taux d'intérêt globaux.** Cette affirmation est étayée par l'étude de Pereira dos Santos et de Kearney (2018), dont les résultats sont présentés dans les figures n° 3 et 4. Mobiliser un instrument de garantie fait varier les taux d'intérêt et, dans une plus large mesure, la durée des prêts. Cependant, l'analyse de Pereira dos Santos et de Kearney ne tient pas compte des frais associés aux garanties (à savoir les commissions), ce qui rend difficile de déterminer si l'avantage qu'elles procurent compense leurs coûts. Il n'est pas non plus tenu compte des différences, observées ou non, entre les prêts garantis et non garantis.

Figure n° 3 : durée des prêts (en années)

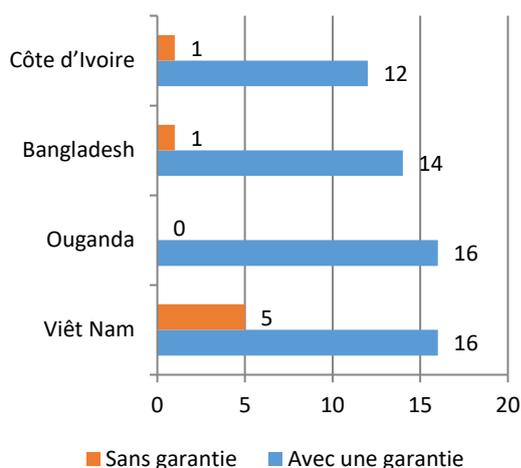
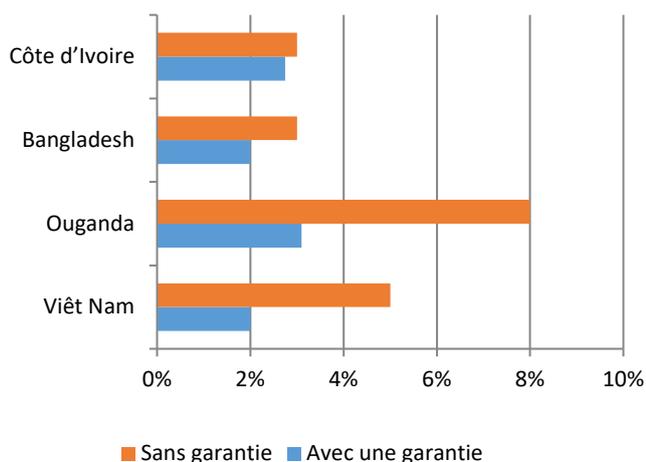


Figure 4 : écarts entre les taux d'intérêt



Source : Pereira dos Santos et Kearney (2018).

Remarque : En Ouganda, la période de remboursement sans garantie est de plusieurs mois.

**Une évaluation rigoureuse de l'effet des instruments d'atténuation des risques doit prendre en considération les effets d'autres facteurs.** De précédentes études ont collecté des données qualitatives afin de déterminer si les créanciers et les bénéficiaires avaient constaté que les instruments d'atténuation amélioraient la disponibilité des financements et les conditions de leur accord. Le Service consultatif de gestion de KPMG (1999), par exemple, a évalué l'incidence du mécanisme de garantie des prêts souscrits par des petites entreprises du Royaume-Uni en interrogeant des emprunteurs, des gestionnaires de compte crédité et des bénéficiaires de garanties de prêt. D'après cette étude, le mécanisme de garantie apporte une additionnalité à environ 60 % de la valeur totale des prêts ou 70 % des entreprises bénéficiaires. Boocok et Shariff (2005) ont employé une méthode similaire pour mesurer les effets du dispositif de garantie de la Malaisie. Au moyen de questionnaires envoyés par la poste et de l'étude détaillée de cas de bénéficiaires, ils ont pu conclure que le dispositif générerait 37 % de fonds supplémentaires.

**D'autres études ont porté sur une évaluation quantitative de l'efficacité des instruments d'atténuation des risques en comparant les résultats de leurs bénéficiaires à ceux d'entreprises qui n'en bénéficient pas.** Afin d'éviter les biais de sélection et de garantir une similitude entre les entreprises qui bénéficient de ces instruments et celles qui n'en bénéficient pas, les responsables de ces études ont principalement combiné la méthode des doubles différences et un appariement sur coefficient de propension. Tel que le résume le tableau n° 5, ils ont analysé la manière dont différents types d'instruments d'atténuation influencent l'accès à des financements, les taux de défaut de remboursement des prêts et les résultats des entreprises.

**Tableau n° 5 – Effets des systèmes de garantie des prêts**

Vue d'ensemble de l'évaluation				Effets		
Étude	Pays	Année ou période	Méthode d'évaluation	Accès aux financements	Résultats des entreprises	Taux de défaut de remboursement des prêts
Riding <i>et al.</i> (2007)	Canada	2000	PSM	Oui <sup>2</sup>	n.c.	n.c.
Cowan <i>et al.</i> (2008)	Chili	2003-2006	PSM et DiD	Oui	n.c.	Oui
Arráiz <i>et al.</i> (2011)	Colombie	2002-2007	PSM et DiD	n.c.	Résultats (+) <sup>3</sup> Emploi (-) Investissements (s.e.) Productivité (s.e.)	n.c.
Lelarge <i>et al.</i> (2008)	France	1995-2000	Expérience quasi naturelle	Oui <sup>4</sup>	Croissance du capital (+) Emploi (+)	Oui <sup>5</sup>
Zecchini et Ventura (2009)	Italie	2000-2004	PSM et DiD	Oui <sup>6</sup>	Résultats (+) Emploi (+)	n.c.
Uesugi <i>et al.</i> (2010)	Japon	2001-2005	PSM et DiD	Oui <sup>7</sup>	Bénéfices (-)	Oui <sup>8</sup>
Oh <i>et al.</i> (2009)	Corée	2000-2003	PSM et DiD	n.c.	Résultats (+) Emploi (-) Productivité (s.e.) Investissements (s.e.)	Oui
Cowling (2010)	Royaume-Uni	2006-2008	PSM	Oui	Résultats (+) Emploi (+) Productivité (+)	Oui

Source : Ramlogan et Rigby (2012).

Remarques : La colonne « Accès aux financements » indique si les garanties ont permis ou non d'améliorer l'accès des entreprises bénéficiaires aux financements ; la colonne « Résultats des entreprises » indique si les garanties ont permis ou non d'améliorer les résultats des entreprises bénéficiaires sur la base de l'indicateur de résultat utilisé dans l'étude ; la colonne « Taux de défaut de remboursement des prêts » indique si les entreprises bénéficiaires respectent ou non leurs obligations de remboursement de prêt ; n.c. = non pris en considération dans l'étude ; variable de résultat + ou - = effet positif ou négatif notable ; variable de résultat s.e. = sans effet.

<sup>2</sup> Parmi les entreprises qui ont bénéficié d'un crédit dans le cadre du programme de garantie, 75 % n'auraient pas pu obtenir de prêt sur le marché du crédit ordinaire (sans la garantie).

<sup>3</sup> La comparaison de ces indicateurs de résultats entre un groupe d'entreprises ayant bénéficié de garanties et un groupe n'en ayant pas bénéficié permet de constater que les premières ont créé 4,6 % d'emplois en plus et que leur chiffre d'affaires a augmenté de 5,8 %.

<sup>4</sup> Les entreprises bénéficiaires de garanties sont en mesure de souscrire davantage d'emprunts extérieurs. La dette bancaire des entreprises qui bénéficient de garanties a augmenté de 6,9 % de plus que celle de celles qui n'en bénéficient pas, et leur charge d'endettement est plus faible en raison de taux d'intérêt à court terme plus bas.

<sup>5</sup> On observe une forte augmentation de la probabilité de défaut, qui passe de 6 % au cours des deux premières années à 29 % sur le long terme.

<sup>6</sup> La valeur médiane de la dette bancaire est 12,4 % plus élevée pour les entreprises qui bénéficient de garanties que pour celles qui n'en bénéficient pas.

<sup>7</sup> Par rapport aux entreprises qui ne bénéficient pas de garanties, celles qui en bénéficient voient la possibilité d'obtenir des prêts bancaires augmenter de 2 à 3 %.

<sup>8</sup> Le nombre d'entreprises qui bénéficient de garanties et qui présentent une probabilité plus élevée de problèmes financiers (ratio bénéfices/intérêts inférieur à 1) est supérieur de 3 à 7 % à celui de celles qui ne bénéficient pas de garanties.

## Principales conclusions des études de l'effet des instruments d'atténuation des risques sur l'accès à des financements :

- **la disponibilité de ces instruments facilite l'accès des investisseurs et des PME à des sources de financement.** De fait, les entreprises bénéficiaires parviennent à souscrire des emprunts extérieurs, ce qui leur aurait été impossible sur un marché du crédit ordinaire (c'est-à-dire sans garantie) ;
- **les données collectées indiquent que recourir à ces instruments augmente la probabilité de défaut de remboursement,** probablement parce que les investisseurs et les institutions financières qui débloquent des fonds sont ainsi encouragés à adopter des comportements plus risqués. Cette conclusion conforte l'hypothèse de l'aléa moral ;
- **les effets secondaires des instruments varient selon l'indicateur de résultats des entreprises utilisé.** En règle générale, les entreprises bénéficiaires connaissent une amélioration de leurs résultats, mais les effets sur l'emploi, la productivité et les investissements ne sont pas toujours les mêmes ;
- **si les garanties proposées aux PME et aux investisseurs dans des projets d'infrastructure ne sont pas les mêmes,** les études citées sur les PME semblent indiquer que les instruments d'atténuation permettent généralement un meilleur accès à des financements ;
- **dans l'ensemble, le résumé des données collectées laisse à penser qu'un instrument d'assurance-investissement tel que l'AEGF pourrait rendre les financements plus facilement accessibles aux porteurs de projets d'infrastructures en Afrique.** En outre, le Fonds aura probablement des effets secondaires sur les résultats des projets et sur les investisseurs qui en bénéficieront. Cependant, il se pourrait également qu'il incite les investisseurs à s'engager dans des projets à plus haut risque.

## 6. Analyse des effets potentiels de l'AEGF sur la viabilité des projets relatifs à l'énergie : étude de cas d'un projet hypothétique de production d'énergie solaire en Afrique

**Cette section examine si les produits d'assurance-investissement peuvent renforcer la viabilité des projets relatifs à l'énergie en réduisant leurs coûts de financement réels.** L'analyse documentaire de la section 5 démontre que les instruments d'atténuation des risques entraînent principalement une réduction des taux d'intérêt et un allongement de la durée des prêts, même si ces effets varient d'un pays à l'autre. La présente section consiste en une analyse coûts-avantages d'un cas hypothétique conçu pour représenter le type de projets qui pourraient recevoir le soutien de l'AEGF. Il est ainsi démontré comment le Fonds pourrait améliorer la viabilité des projets relatifs aux énergies renouvelables en réduisant leurs coûts de financement.

**Nous avons utilisé des caractéristiques approximatives que nous estimons plausibles dans un projet d'énergie solaire en Afrique susceptible de bénéficier de l'AEGF.** Le tableau n° 6 dresse une liste de caractéristiques fondée sur les informations fournies par les partenaires du projet. Ces caractéristiques pourraient en définitive être différentes des caractéristiques des projets que l'AEGF servira à soutenir. Cependant, cet exemple fournit une étude de cas utile à l'examen des bénéfices potentiels du Fonds.

**La présente analyse est largement centrée sur la manière dont l'AEGF fait diminuer les coûts de financement des projets relatifs à l'énergie.** Il est attendu que la construction de la centrale dure deux ans et qu'elle commence à produire de l'électricité à partir de la troisième année du projet. D'après les caractéristiques énoncées dans le tableau n° 6 et l'évaluation de la production énergétique d'une installation solaire photovoltaïque (Jamil *et al.*, 2017), la centrale fournirait 77 088 000 kWh par an<sup>9</sup>. Un examen de leur rythme de dégradation portant sur les 40 dernières années (Jordan et Kutz, 2012) indique que les panneaux solaires enregistrent une baisse de production de 0,5 % par an en moyenne. Cette vitesse de détérioration est utilisée pour prévoir la quantité d'électricité que la centrale produira à partir de la deuxième année du projet.

---

<sup>9</sup> La capacité de production de 40 MW a été convertie en kWh afin de calculer le volume d'électricité annuellement produit. La formule utilisée est la suivante :  $40 * 0,22 * 24 * 365 * 1000$ .

**Tableau n° 6. Caractéristiques d'une centrale à énergie solaire hypothétique en Afrique**

Caractéristiques	Valeurs
<u>Coûts du projet</u>	92 millions d'USD <sup>10</sup> (25 % de fonds propres et 75 % de prêts)
Capacité installée de la centrale proposée	40 MW
Coût de la consommation de combustibles	Néant
Coûts d'exploitation et d'entretien	14 430 USD/MW/an
Coûts d'ingénierie, de passation de marché et de construction	0,955 USD/W
Facteur de charge	22 % (Xoubi, 2015)
Durée de vie de la centrale	20 ans
Durée de construction	2 ans
Tarif de l'accord d'achat d'électricité	0,12 USD/kWh

Source : synthèse des auteurs.

**Il est supposé que les 92 millions de dollars estimés nécessaires au financement du projet proviendront à 25 % de fonds propres.** Le prêt serait assorti d'un taux d'intérêt de 7 %<sup>11</sup>. Nous avons fixé une période d'amortissement de huit ans d'après les recherches menées sur la durée des prêts accordés aux projets liés à l'énergie durable (IRENA, 2016). Ces conditions de financement sont celles dont nous présumons l'application hors recours à l'AEGF. Cependant, le taux d'intérêt et la durée de prêt réels pourront s'écarter de nos estimations en fonction des primes de risque, de la marge d'intérêt des banques et d'autres paramètres pris en considération par les bailleurs de fonds. Nous utilisons un taux d'actualisation de 8 % pour évaluer la valeur sociale du projet et actualiser ses coûts et les avantages qu'il fournira jusqu'à la clôture de la centrale, sur la base d'études portant sur le coût actualisé de l'énergie dans le pays de mise en œuvre. L'échéance de remboursement du prêt est établie au moyen de la formule  $A = P \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^{n+1}}$ . Multiplier le volume d'électricité produit par la centrale par le tarif de l'accord d'achat (0,12 USD/kWh) permet de calculer l'avantage financier du projet.

**Afin d'évaluer la viabilité du projet, le coût actualisé de l'énergie que la centrale solaire produirait est estimé et comparé à celui de l'énergie que fournirait son installation de remplacement.** Le tableau n° 7 présente les coûts et les avantages du projet. Le coût actualisé de l'énergie est estimé à 0,060 USD/kWh, ce qui signifie que l'électricité produite par la centrale solaire pendant sa durée de vie présentera un coût unitaire moyen de 0,060 USD/kWh. Cette valeur rentre dans la gamme des prix de l'énergie photovoltaïque estimée par l'Agence américaine d'information sur l'énergie (EIA), qui va de 0,058 USD à 0,143 USD par kWh (voir le tableau n° 8). Elle est également conforme aux estimations de l'IRENA (2020), qui fixe la moyenne pondérée du coût actualisé global de l'énergie photovoltaïque à 0,068 USD/kWh en 2019, 0,045 USD/kWh en 2020 et 0,039 USD/kWh en 2021, tel que le montre le tableau n° 8.

<sup>10</sup> Ce total inclut les coûts d'ingénierie, de passation de marché et de construction ainsi que les coûts d'exploitation et d'entretien.

<sup>11</sup> Cette valeur a été définie en fonction de la documentation existante et d'entretiens conduits avec les principales sources d'information dans le pays de mise en œuvre.

**La viabilité du projet est ensuite déterminée en comparant le coût actualisé de l'énergie de la centrale solaire avec celui de la centrale (marginale) qui la remplacerait (dans ce cas, au gaz naturel).** Si la centrale solaire produit une énergie d'un coût actualisé inférieur à celui du gaz naturel de l'installation qui la remplacerait, le projet est viable. Dans le cas contraire, il ne l'est pas. D'après les analyses, le coût actualisé de l'énergie que la centrale solaire fournirait (0,060 USD/kWh) s'inscrit dans la fourchette des coûts actualisés de la production de gaz naturel estimée par l'EIA, qui va de 0,052 USD à 0,148 USD par kWh (voir le tableau n° 8). C'est pourquoi, dans certains cas, les centrales à énergie solaire qui ne reçoivent aucun soutien financier ou politique peuvent être moins concurrentielles que les installations traditionnelles de production de gaz naturel à cycle combiné (abstraction faite de l'incidence sur l'environnement). Le coût actualisé de l'énergie produite par les centrales à gaz naturel du Kenya nous sert d'élément de comparaison, ce pays faisant partie des marchés susceptibles de bénéficier d'un soutien au titre de l'AEGF (tableau n° 8). Au Kenya tout du moins, la centrale solaire produirait une énergie à un moindre coût actualisé, ce qui rend le projet viable.

**Afin d'évaluer les avantages du projet pour l'environnement, nous présumons que si la centrale solaire n'était pas construite, une installation de production de gaz naturel à cycle combiné la remplacerait.** L'incidence environnementale d'une installation de gaz naturel (dont la capacité de production d'électricité serait la même) est utilisée pour estimer la mesure dans laquelle le projet de centrale solaire bénéficierait à l'environnement. La centrale à énergie solaire produirait 1 470 677 459 kWh d'électricité pendant ses vingt années de fonctionnement. Une installation de gaz naturel émettrait 808 872 603 kg de CO<sub>2</sub>e (soit 808 872,6 tonnes de CO<sub>2</sub>e) pour produire la même quantité d'électricité<sup>12</sup>.

**L'Environmental Defense Fund estime que le coût social du carbone s'élève actuellement à 40 USD/tonne<sup>13</sup>.** Au vu de ce calcul, l'incidence environnementale d'une installation de gaz naturel produisant 1 470 677 459 kWh d'électricité atteindrait un coût estimé à 32 354 904 USD. Cette somme représente les conséquences dommageables pour l'environnement que la construction d'une centrale solaire permettrait d'éviter. L'incidence environnementale d'une installation de gaz naturel ou les avantages pour l'environnement de la centrale solaire sont donc chiffrés à 0,022 USD/kWh. Tenir compte des coûts et des avantages de la centrale solaire pour l'environnement réduit le coût actualisé de l'énergie photovoltaïque de 0,060 USD/kWh à 0,038 USD/kWh, ce qui améliore la viabilité du projet et sa compétitivité par rapport à l'installation de gaz naturel qui la remplacerait.

**Dans un deuxième scénario, nous envisageons le financement du projet avec le soutien de l'AEGF et comparons le coût qu'il atteindrait dans ce cas avec celui du premier scénario afin de déterminer comment l'AEGF renforcerait la viabilité de la centrale solaire du point de vue financier.** D'après la logique d'intervention décrite dans la section 2 et les données probantes de la section 5 sur les effets des instruments d'atténuation des risques, nous estimons que l'AEGF influencerait sur la viabilité financière du projet en entraînant une baisse du taux d'intérêt et un allongement de la durée de prêt. Conformément aux échéances de remboursement et à l'écart entre les taux d'intérêt présentés dans

---

<sup>12</sup> D'après le bureau de la fondation Heinrich Böll Stiftung au Nigeria et le Nigerian Economic Summit Group (2017), les installations de production de gaz naturel émettent 0,55 kg de CO<sub>2</sub>e par kWh.

<sup>13</sup> <https://www.edf.org/true-cost-carbon-pollution>.

les figures n° 3 et 4, il est donc attendu que le projet bénéficie d'un taux d'intérêt plus bas et d'une période d'amortissement plus longue grâce à l'intervention de l'AEGF.

**Les figures n° 3 et 4 démontrent que les différences entre les taux d'intérêt et la durée des prêts induites par l'utilisation d'une assurance-investissement varient selon les pays.** Par exemple, l'écart de taux d'intérêt et le report de l'échéance de remboursement atteignent respectivement 5 % et 16 ans en Ouganda, contre 0,25 % et 11 ans en Côte d'Ivoire. Nous nous fondons sur les informations fournies dans la brochure de présentation du projet et sur ce que nous avons appris des personnes qui connaissent les conditions de financement du projet afin de déterminer le taux d'intérêt et la période d'amortissement qui pourraient être fixés compte tenu d'un soutien au titre de l'AEGF. Il est supposé que le projet obtiendrait un prêt d'une durée de 15 ans à rembourser avec un taux d'intérêt de 5 %. Les coûts de financement et la viabilité du projet sont comparés selon un premier scénario sans aucune assurance-investissement (taux d'intérêt à 7 % et durée de prêt de 8 ans) et un deuxième scénario dans lequel l'AEGF intervient (taux d'intérêt de 5 % et durée de prêt de 15 ans). Les frais d'utilisation ou d'assurance de l'AEGF s'ajoutent à la marge appliquée par les créanciers.

Le montant total du principal et des intérêts à rembourser est donc plus élevé lorsque les sommes nécessaires au projet sont empruntées avec le soutien de l'AEGF plutôt que sans son appui. Cependant, le coût de financement actualisé de l'emprunt souscrit sans le soutien de l'AEGF (colonne C du tableau n° 7) est supérieur à celui du prêt soutenu par le Fonds (colonne D du tableau n° 7), qui est amorti sur une plus longue période. Tel est l'un des principaux avantages de l'AEGF, l'allongement de la durée de prêt permettant de réduire les coûts de financement annuels à la charge de l'investisseur. Ces coûts pouvant être supportés par les revenus tirés du projet, la liquidité de ce dernier est assurée.

**Qu'ils soient financés avec ou sans le soutien de l'AEGF, les projets enregistrent des pertes équivalentes au cours des deux premières années, car ils ne génèrent aucun avantage financier<sup>14</sup>.** Les pertes de la première année sont couvertes par les fonds propres d'une valeur de 23 millions de dollars/ $(1+R)$  à l'année zéro,  $R$  désignant les revenus financiers de l'investisseur (principalement fondés sur le taux d'actualisation à 8 %). La deuxième année également, aucune production d'électricité ne fournit de revenus qui puissent couvrir le remboursement du prêt contracté.

**Le projet devient rentable dès la troisième année lorsqu'il bénéficie du soutien de l'AEGF, sans lequel ses avantages financiers ne permettent de supporter les coûts annuels qu'à partir de la huitième année de production (à savoir la dixième année du projet).** Dans le cas où il reçoit l'appui du Fonds, le projet devient rentable bien plus rapidement, car ses coûts réels de financement sont réduits et donc plus facilement couverts par les recettes financières annuelles du projet. À l'inverse, au cours des sept premières années de production, les recettes que génère le projet ne disposant pas du soutien de l'AEGF ne suffisent pas à couvrir le montant important des remboursements annuels en un temps plus court. L'investisseur pourrait donc avoir à décaisser davantage de fonds propres ou à contracter un autre prêt afin que le projet continue. Dans les faits, le modèle de financement d'un projet tient généralement compte de cette éventualité.

---

<sup>14</sup> Les activités de construction durent deux ans, ce pourquoi la production d'électricité est nulle au cours des première et deuxième années et ne commence qu'à la troisième année.

**Devoir conclure un nouveau prêt pour combler le manque de recettes fera augmenter les coûts de financement au fil des années, ce pourquoi le coût total du projet sera en définitive plus élevé.** Par exemple, l'investisseur qui finance le projet sans le soutien de l'AEGF devra emprunter 1,7 million de dollars au taux du marché à la troisième année, puis 1,6 million de dollars à la quatrième année afin de pallier le manque de recettes. Ces emprunts permettront de compenser les pertes financières chaque année, mais alourdiront les charges d'intérêts des années suivantes. Dans ce cas, il est peu probable que l'investisseur puisse solliciter un nouveau prêt pour couvrir ses pertes.

**Il est possible que les pouvoirs publics aident l'investisseur à contrebalancer ses pertes en lui accordant des prêts supplémentaires, dont le taux d'intérêt entraînera un coût d'opportunité.** Cependant, cette éventualité est peu plausible au vu des ressources financières limitées dont le pays de mise en œuvre dispose. Si les pouvoirs publics ne peuvent apporter aucune aide et que l'investisseur est dans l'impossibilité de contracter un nouveau prêt, le projet ne peut être mené sans le soutien de l'AEGF. De fait, il est probable que l'investisseur échoue à obtenir les financements nécessaires sans bénéficier du soutien de l'AEGF ou d'une garantie des pouvoirs publics, auquel cas le projet ne serait jamais lancé. Ce constat souligne le principal avantage de l'AEGF, qui est de permettre aux investisseurs d'accéder à des financements privés. La comparaison que nous avons effectuée démontre qu'un instrument d'assurance-investissement tel que l'AEGF peut considérablement renforcer la viabilité des projets liés à l'énergie durable en faisant baisser leurs coûts réels de financement. La possibilité de recourir à une assurance-investissement peut donc être le principal facteur qui décide les investisseurs à entreprendre un important projet lié à l'énergie durable.

**Enfin, les coûts actualisés de l'énergie sont évalués et comparés selon que le projet bénéficie du soutien de l'AEGF ou non.** Nos calculs révèlent que le coût actualisé de l'énergie est moindre (0,054 USD/kWh) lorsque le projet reçoit le soutien de l'AEGF que lorsqu'il est financé sans son appui (0,060 USD/kWh), ce qui indique que le Fonds permet de renforcer la viabilité financière et la compétitivité. Ces résultats sont conformes à la conclusion de l'Agence des États-Unis pour le développement international (USAID, 2018), qui établit que le coût actualisé de l'énergie augmente en cas de taux d'intérêt élevé et (ou) de prêt de courte durée.

**Notre analyse part du postulat que la construction de la centrale prendra deux ans.** Cependant, il est relativement courant que la construction d'infrastructures importantes accuse des retards. Dans ce cas, l'analyse coûts-avantages serait modifiée, car l'investisseur pourrait avoir à verser les premiers remboursements avant que la production ne soit lancée et que le projet ne génère des revenus. Il est également important de reconnaître que l'estimation du coût actualisé de la production de gaz naturel (réalisée à partir d'autres études) peut varier selon les contextes nationaux, sa valeur étant largement tributaire de l'emplacement choisi ainsi que des paramètres et des facteurs propres au pays. En outre, les résultats de l'analyse coûts-avantages peuvent dépendre de l'évolution des coûts d'exploitation et d'entretien, des taux d'amortissement et du régime d'imposition.

**Les conditions de financement et le taux d'actualisation utilisés dans notre analyse sont fondés sur les informations préliminaires fournies au sujet d'un projet de production d'énergie solaire en Afrique.** Nous effectuons à présent une analyse de sensibilité afin d'étudier la mesure dans laquelle la viabilité du projet est soumise aux variations de taux d'intérêt et de durée du prêt. À cette fin, nous partons d'un nouveau scénario dans lequel l'AEGF produit un effet moins important que prévu sur le taux d'intérêt et la période d'amortissement. Plus précisément, ce nouveau scénario fixe un taux d'intérêt de 6 % et une durée de prêt de 12 ans, ce qui équivaut à la moyenne des valeurs utilisées

dans les deux premiers scénarios. Le scénario de l'analyse de sensibilité est donc fondé sur l'hypothèse que l'AEGF fera passer le taux d'intérêt du marché de 7 % à 6 % (plutôt que 5 %) et portera la durée du prêt de 8 à 12 ans (plutôt que 15 ans).

**Les résultats de l'analyse de sensibilité sont détaillés dans la colonne G du tableau n° 7.** Dans le cadre de ce scénario, le coût actualisé de l'énergie est toujours moins élevé (0,057 USD/kWh) que si le projet ne bénéficiait pas du soutien de l'AEGF (0,060 USD/kWh), ce qui signifie que le Fonds permet de réduire le coût unitaire de l'énergie grâce à des conditions de prêt plus avantageuses que celles proposées sur le marché. S'agissant de la viabilité du projet de centrale solaire par rapport à l'installation de gaz naturel qui la remplacerait, le coût actualisé de l'énergie dans l'analyse de sensibilité (0,057 USD/kWh) rentre dans la fourchette estimée par l'EIA pour la production de gaz naturel, en plus d'être inférieur au coût actualisé de production d'énergie par les installations de gaz naturel du pays de mise en œuvre. Cette conclusion laisse à penser que la viabilité du projet et ses avantages nets varient en fonction du taux d'intérêt et de la durée de prêt utilisés dans l'analyse. Dans l'ensemble, les projets énergétiques soutenus par l'AEGF seraient plus viables que ceux qui sont financés sans son appui. En l'absence d'un mécanisme d'assurance-investissement tel que l'AEGF, il est possible que les investisseurs ne puissent jamais accéder à des financements.

**Pour résumer, l'AEGF vise une atténuation des risques inhérents aux projets liés à l'énergie durable qui pourrait en réduire les coûts de financement et en améliorer la viabilité.** En définitive, l'AEGF favorisera la réalisation des objectifs de développement socioéconomique associés à la mise en œuvre d'importants projets relatifs à l'énergie durable. Ces objectifs sont étudiés plus en détail dans la section suivante.

Tableau n° 7. Analyse des coûts et des avantages sociaux d'une centrale d'énergie solaire d'une capacité de 40 MW (1 000 USD)

Année	Électricité produite (kWh) <sup>15</sup>	Revenus totaux <sup>16</sup>	Coûts de financement (hors soutien de l'AEGF) <sup>17</sup>	Coûts de financement (avec le soutien de l'AEGF) <sup>18</sup>	Revenus nets (sans soutien de l'AEGF) <sup>19</sup>	Revenus nets (avec le soutien de l'AEGF) <sup>20</sup>	Coûts de financement (analyse de sensibilité) <sup>21</sup>	Revenus nets (analyse de sensibilité) <sup>22</sup>
	(a)	(b)	(c)	(d)	(e)	(f)	(g)	(h)
1	-	-	23 000	23 000	-23 000	-23 000	23 000	-23 000
2	-	-	10 453	6 063	-10 453	-6 063	7 482	-7 482
3	77 088	7 931	9 678	5 614	-1 747	2 317	6 927	1 004
4	76 703	7 307	8 961	5 198	-1 655	2 109	6 414	892
5	76 319	6 732	8 298	4 813	-1 566	1 919	5 939	793
6	75 937	6 202	7 683	4 456	-1 481	1 746	5 499	703
7	75 558	5 714	7 114	4 126	-1 400	1 587	5 092	622
8	75 180	5 264	6 587	3 821	-1 323	1 443	4 715	549
9	74 804	4 850	6 099	3 538	-1 249	1 312	4 365	484
10	74 430	4 468		3 276	4 468	1 193	4 042	426
11	74 058	4 116		3 033	4 116	1 083	3 743	374
12	73 688	3 792		2 808	3 792	984	3 465	327
13	73 319	3 494		2 600	3 494	894	3 209	285
14	72 953	3 219		2 408	3 219	811		3 219
15	72 588	2 966		2 229	2 966	736		2 966
16	72 225	2 732		2 064	2 732	668		2 732

<sup>15</sup> Voir le tableau n° 6.

<sup>16</sup> Les revenus totaux correspondent au volume d'électricité produit multiplié par le tarif de l'électricité.

<sup>17</sup> Les coûts de financement sont estimés au moyen de la formule  $A = P \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n + 1}$ , dans laquelle  $r = 7\%$  et  $n = 8$  ans de durée de prêt sans le soutien de l'AEGF. Les versements annuels sont ensuite calculés sur l'ensemble du projet.

<sup>18</sup> En cas de soutien de l'AEGF,  $r = 5\%$  et  $n = 15$  ans de durée de prêt.

<sup>19</sup> Revenus nets (sans soutien AEGF) = Revenus totaux – coûts de financement totaux (sans soutien AEGF)

<sup>20</sup> Revenus nets (avec soutien AEGF) = Revenus totaux – coûts de financement totaux (avec le soutien de l'AEGF).

<sup>21</sup> Pour l'analyse de sensibilité,  $r = 6\%$  et  $n = 12$  ans de durée de prêt.

<sup>22</sup> Revenus nets (analyse de sensibilité) = Revenus totaux – coûts de financement totaux (analyse de sensibilité).

Tableau n° 7. Analyse des coûts et des avantages sociaux d'une centrale d'énergie solaire d'une capacité de 40 MW (1 000 USD) (suite)

Année	Électricité produite	Revenus totaux <sup>24</sup>	Coûts de financement	Coûts de financement	Revenus nets	Revenus nets	Coûts de financement	Revenus nets
	(kWh) <sup>23</sup>		(hors soutien de l'AEGF) <sup>25</sup>	(avec le soutien de l'AEGF) <sup>26</sup>	(sans soutien de l'AEGF) <sup>27</sup>	(avec le soutien de l'AEGF) <sup>28</sup>	(analyse de sensibilité) <sup>29</sup>	(analyse de sensibilité) <sup>30</sup>
	(a)	(b)	(c)	(d)	(e)	(f)	(g)	(h)
17	71 864	2 517			2 517	2 517		2 517
18	71 504	2 319			2 319	2 319		2 319
19	71 147	2 137			2 137	2 137		2 137
20	70 791	1 958			1 968	1 968		1 968
21	70 437	1 813			1 813	1 813		1 813
22	70 085	1 671			1 671	1 671		1 671
<b>Total</b>	<b>1 470 677</b>	<b>81 211</b>	<b>86 540</b>	<b>79 046</b>	<b>-6 661</b>	<b>2 166</b>	<b>82 194</b>	<b>-2 681</b>
	<b>Coût actualisé de l'énergie/kWh</b>		<b>0,060</b>	<b>0,054</b>			<b>0,057</b>	
	<b>Coût actualisé de l'énergie (E)/kWh</b>		<b>0,038</b>	<b>0,032</b>			<b>0,035</b>	

Source : calculs des auteurs.

Remarque : le coût actualisé de l'énergie (E) est celui qui tient compte des coûts ou des avantages pour l'environnement.

<sup>23</sup> Voir le tableau n° 6.

<sup>24</sup> Les revenus totaux correspondent au volume d'électricité produit multiplié par le tarif de l'électricité.

<sup>25</sup> Les coûts de financement sont estimés au moyen de la formule  $A = P \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n + 1}$ , dans laquelle  $r = 7\%$  et  $n = 8$  ans de durée de prêt sans le soutien de l'AEGF. Les versements annuels sont ensuite calculés sur l'ensemble du projet.

<sup>26</sup> En cas de soutien de l'AEGF,  $r = 5\%$  et  $n = 15$  ans de durée de prêt.

<sup>27</sup> Revenus nets (sans soutien AEGF) = Revenus totaux – coûts de financement totaux (sans soutien AEGF)

<sup>28</sup> Revenus nets (avec soutien AEGF) = Revenus totaux – coûts de financement totaux (avec le soutien de l'AEGF).

<sup>29</sup> Pour l'analyse de sensibilité,  $r = 6\%$  et  $n = 12$  ans de durée de prêt.

<sup>30</sup> Revenus nets (analyse de sensibilité) = Revenus totaux – coûts de financement totaux (analyse de sensibilité).

**Tableau n° 8. Fourchette des coûts de l'énergie produite par des mini-réseaux**

Technique de production	Coût actualisé de l'énergie (USD/kWh)	Source
Photovoltaïque solaire d'échelle industrielle	0,058-0,143	EIA (2017), cité dans USAID (2018)
Gaz naturel (général)	0,052-0,148	EIA (2017), cité dans USAID (2018)
Photovoltaïque solaire (coût pondéré global)	0,068 (2019), 0,045 (2020), 0,039 (2022)	IRENA (2020)
Gaz naturel	0,113	République du Kenya (2011)
Gaz naturel	0,110	Henbest <i>et al.</i> (2015)

# 7. Effets socioéconomiques potentiels de l'AEGF en Afrique : observations tirées de la documentation relative au développement économique lié à l'accès à l'énergie

La figure n° 2 explique que la finalité de l'AEGF est d'améliorer les résultats macroéconomiques des pays africains et de leur offrir un meilleur contexte de développement social et humain. Nous supposons que si l'AEGF permet effectivement aux investisseurs du secteur de l'énergie en Afrique d'obtenir des financements plus facilement, cela ouvrira la voie à de nouveaux projets de production d'électricité qui amélioreront le niveau actuel d'approvisionnement en électricité et d'accès à celle-ci. Le Fonds aurait ainsi des retombées importantes sur la situation socioéconomique et la prospérité de la population des pays bénéficiaires. Par conséquent, la présente section s'inspire des données empiriques collectées sur la manière dont l'accès à l'électricité influence la situation macroéconomique et le développement afin d'étudier l'incidence que l'AEGF pourrait avoir sur le contexte macroéconomique et la prospérité en Afrique. Les effets potentiels de l'AEGF dans les pays qui en bénéficieront devraient pouvoir être déduits des études précédemment menées sur l'évolution de la situation économique et des communautés locales induite par un accès élargi à l'électricité.

## 7.1. Effet sur la situation macroéconomique

**Renforcer l'accès à l'électricité a d'importants effets macroéconomiques, dont certains sont résumés dans le tableau n° 9.** La nature et l'ampleur des projets de production d'électricité déterminent leur influence sur le PIB et l'emploi. Cependant, il existe des preuves indéniables que les projets de production d'électricité, de même que les progrès qu'ils permettent en matière d'approvisionnement, stimulent l'économie et créent des emplois. Nous pouvons donc supposer que réussir à améliorer l'approvisionnement en électricité des pays bénéficiaires au moyen de l'AEGF profitera également au PIB et à l'emploi.

## 7.2. Effet sur la prospérité

**En plus d'améliorer les résultats macroéconomiques des pays de l'Afrique subsaharienne, l'AEGF permettra d'accroître le bien-être et la prospérité de la population locale.** Les retombées potentielles de l'AEGF sur la prospérité sont détaillées dans les figures n° 5 et 6, qui récapitulent les conclusions de précédentes études empiriques portant sur les effets directs, indirects et sur les ménages de l'accès à l'électricité. D'après les études incluses dans notre analyse, le Fonds pourrait largement influencer sur la prospérité des communautés. Si l'AEGF favorise les investissements privés dans le secteur de l'énergie et élargit l'accès à l'électricité tel qu'attendu, ses retombées sur les moyens de subsistance et le bien-être de la population locale seront positives, ce qui améliorera les résultats en matière de santé et d'éducation, l'autonomisation des femmes, la productivité et les revenus des ménages ainsi que la qualité de vie en général.

**Le tableau n° 10 détaille l'importance des retombées de l'accès à l'électricité sur les principaux indicateurs socioéconomiques et de prospérité.**

**Tableau n° 9. Retombées des interventions relatives à l'électricité sur la situation macroéconomique**

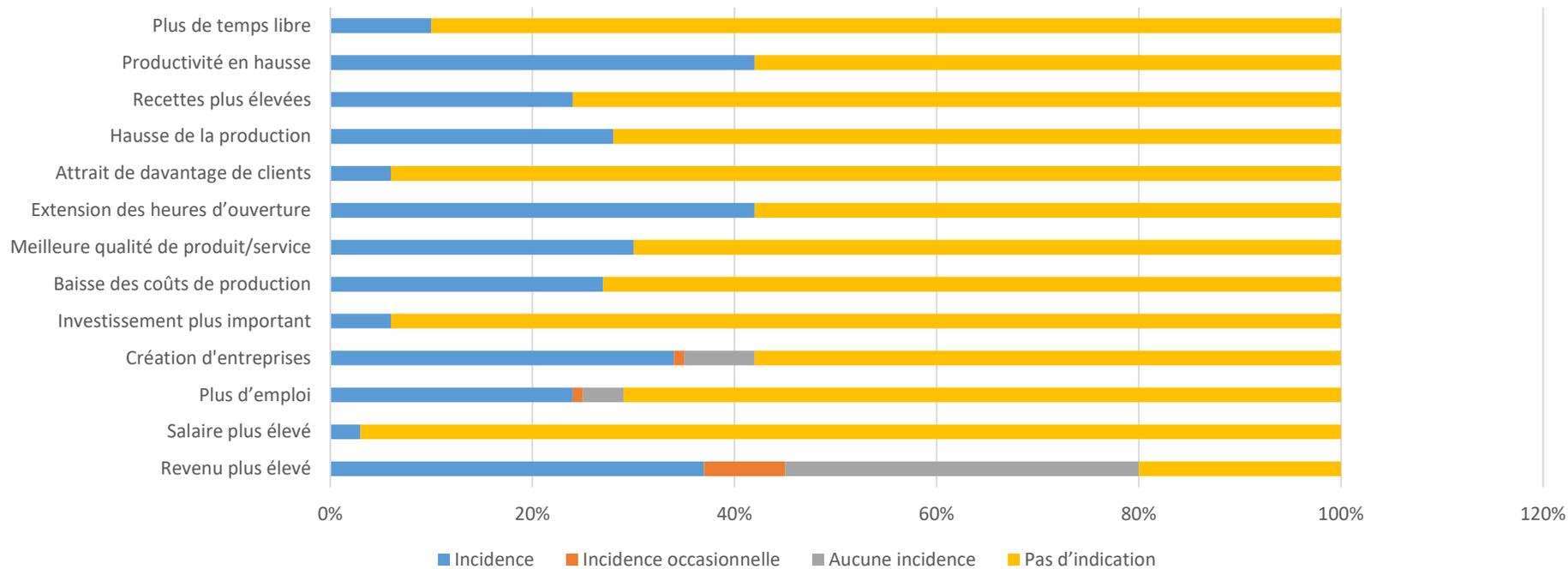
Étude	Pays	Projet/intervention	Méthode	Retombées
London Economics (2012)	New York (États-Unis)	Construction de 535 kilomètres de câbles sous-marins et souterrains pour la transmission directe de courant à haute tension	Modèle PI* conçu par Regional Economic Models, Inc. (analyse des entrées-sorties, modèle informatisé d'équilibre général, économétrie et nouveau modèle géographie économique)	<p><u>Phase de construction</u> 300 à 600 emplois directs 1 200 emplois indirects et induits Augmentation du PIB de New York de 150 millions d'USD par an</p> <p><u>Phase d'exploitation</u> 2 400 emplois indirects et induits au cours des dix premières années Augmentation moyenne du PIB de 600 millions d'USD par an entre 2017 et 2026 Économie de 650 millions d'USD de frais d'électricité</p>
Pollin <i>et al.</i> (2009)	États-Unis d'Amérique	Réglementation des investissements dans l'énergie propre	Analyse des entrées-sorties	Investissements de 150 milliards d'USD Création nette de 1,7 million d'emplois
Hodges and Rahmani (2007)	Sud-Est des États-Unis	Construction de centrales biomasse de 20 ou de 40 MW pour produire de l'électricité	Modèle macroéconomique incluant une analyse des entrées-sorties	<p><u>Centrale de 20 MW</u> Augmentation des sorties de 2,8 à 45,3 millions d'USD et hausse du PIB 27 à 379 emplois Impact à valeur ajoutée de 1,7 à 25,9 millions d'USD</p> <p><u>Centrale de 40 MW</u> Augmentation des sorties de 3,8 à 78,7 millions d'USD et hausse du PIB 39 à 653 emplois Impact à valeur ajoutée de 6,3 à 44,9 millions d'USD</p>
Goldman Sachs (2016)	29 pays	Investissements dans l'énergie propre		129 000 emplois 34 milliards d'USD de recettes Économie de 74 millions de tonnes de gaz à effet de serre

**Tableau n° 9. Retombées des interventions relatives à l'électricité sur la situation macroéconomique (suite)**

Étude	Pays	Projet/intervention	Méthode	Retombées
Chen <i>et al.</i> (2017)	Petits États insulaires	Hausse de 1 % de l'énergie produite à partir de sources renouvelables	Modélisation par équation structurelle	Augmentation de 0,025 % (soit 18 millions d'USD) du PIB
IFC (2012)	Bhoutan et Inde	Construction de lignes de transmission	Analyse des entrées-sorties, modèle vectoriel à correction d'erreurs, méthode d'estimation pas à pas	9 700 emplois (dont 1 760 directs, 2 200 indirects et 5 700 induits)
Scott <i>et al.</i> (2013)	Ouganda	Construction d'une petite centrale hydraulique à Bugoye	Analyse des entrées-sorties, analyse de séries chronologiques, méthode d'estimation pas à pas	1 270 à 1 278 emplois pendant les phases de construction et d'exploitation 8 434 à 10 256 emplois indirects ou induits
Groupe de développement des infrastructures privées (2017)	Sénégal	Centrale de 70 MW Tobene et projet de production d'énergie solaire Senegy 2	Estimation pas à pas, analyse des entrées-sorties	Augmentation de 434,5 millions d'USD de la production économique 68 500 emplois
Beguy <i>et al.</i> (2015)	Niger	Construction d'un barrage hydraulique	Modèle macroéconomique	Hausse de 0,25 % du PIB Augmentation des recettes publiques de 0,45 point de pourcentage du PIB
Major et Drucker (2015)	Hongrie	Coupures d'électricité	Modèle informatisé d'équilibre général	Une baisse de 2,08 % de l'approvisionnement en électricité (due à de plus nombreuses coupures) entraîne une réduction de 0,53 % du PIB et une diminution de 0,84 % du nombre d'emplois

Source : synthèse des auteurs.

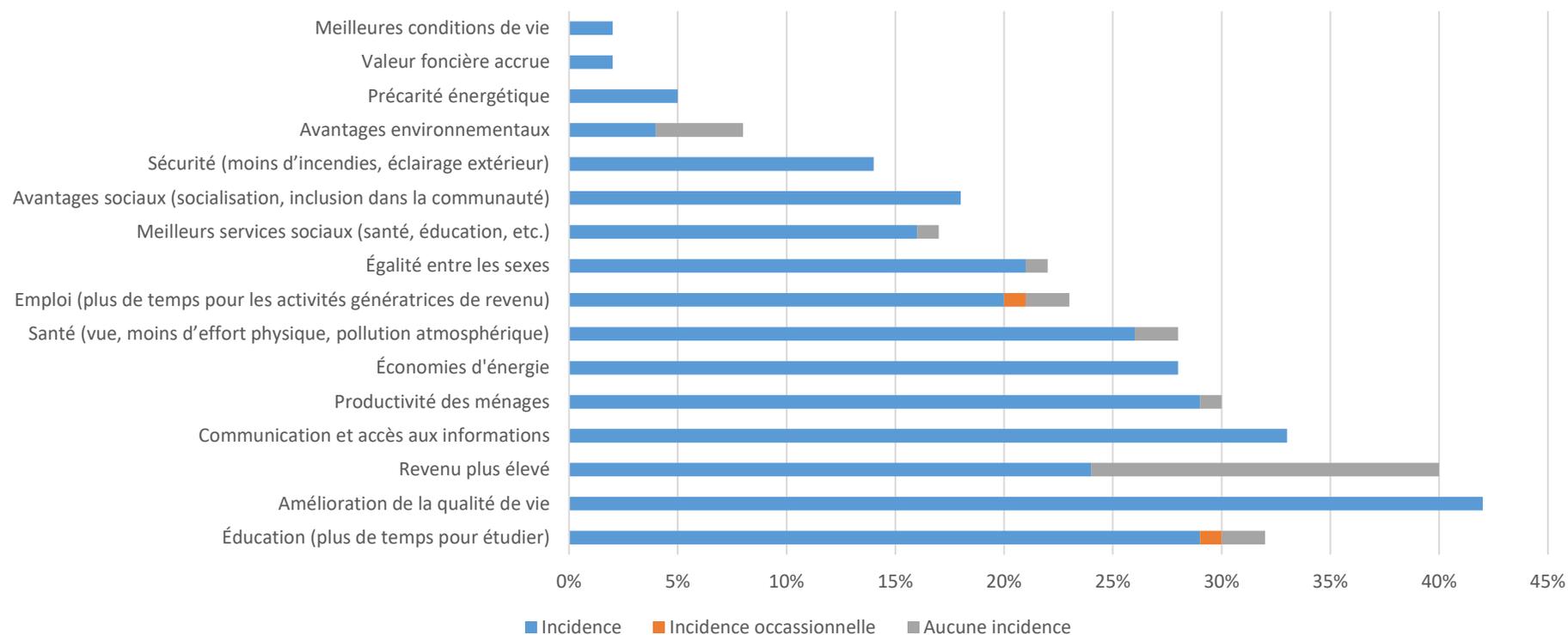
Figure n° 5 : Récapitulatif des effets directs et indirects de l'accès à l'électricité selon les travaux existants



Source : Pueyo et Hanna (2015).

Remarque : « Incidence » indique la constatation systématique d'une incidence, tandis qu'« Incidence occasionnelle » signifie que certaines études ont relevé une incidence et d'autres non.

Figure n° 6 : Récapitulatif des effets de l'accès à l'électricité sur les ménages selon les travaux existants



Source : Pueyo et Hanna (2013).

Remarque : « Incidence » indique la constatation systématique d'une incidence, tandis qu'« Incidence occasionnelle » signifie que certaines études ont relevé une incidence et d'autres non. Les éléments placés entre parenthèses sont les indicateurs qui servent à mesurer les effets décrits dans la figure. Par exemple, les effets sur l'éducation sont évalués en fonction du temps et des heures de travail supplémentaires dont les étudiants disposent lorsqu'ils ont accès à l'électricité. Les effets sur la santé, quant à eux, se traduisent par une amélioration de l'état de santé associée au fait qu'avoir accès à l'électricité réduit les efforts physiques nécessaires pour accomplir certaines tâches ainsi que par une meilleure vue et une baisse de la pollution atmosphérique due à l'utilisation de sources d'énergie modernes plutôt que de combustibles traditionnels pour cuisiner.

Tableau n° 10. Vue d'ensemble de l'incidence estimée de l'accès à l'électricité sur le bien-être social

Domaine	Source	Pays	Intervention relative à l'électricité	Méthode	Indicateur de résultat	Incidence
Éducation	Gustavsson (2007)	Zambie	Services d'approvisionnement en électricité solaire	Enquête préalable et postérieure	Amélioration du rendement scolaire des enfants (notes obtenues à l'école)	↔
					Ouverture d'un accès à l'éducation formelle dans les zones rurales	↑
	Kanagawa et Nakata (2008)	Inde	Électrification des zones rurales	Analyse de régression	Taux d'alphabétisation	↑ de 63,3 % à 74,4 %
	Banque asiatique de développement (2010)	Bhoutan	Approvisionnement des ménages en électricité	PSM	Nombre d'années d'étude terminées	↑ de 0,64 an (filles), de 0,41 an (garçons) et de 0,52 an (filles et garçons)
	Banerjee <i>et al.</i> (2011)	Népal	Approvisionnement des ménages en électricité	PSM	Temps passé à étudier (min/jour)	↑ de 12 minutes par jour (filles) et de 7,7 minutes par jour (garçons)
					Nombre d'années d'étude terminées	↑ de 0,24 an (filles) et ↔ (garçons)
	Bensch <i>et al.</i> (2011)	Rwanda	Électrification des collectivités	PSM	Temps passé par les enfants à étudier (heures/jour)	↑ de 0,23 heure par jour
Karumba et Muchapondwa (2017)	Kenya	Micro-réseaux hydrauliques	PSM	Temps passé par les élèves à étudier	↓ de 43 minutes	

Tableau n° 10. Vue d'ensemble de l'incidence estimée de l'accès à l'électricité sur le bien-être social (suite)

Domaine	Source	Pays	Intervention relative à l'électricité	Méthode	Indicateur de résultat	Incidence
Santé	Khandker <i>et al.</i> (2014)	Inde	Approvisionnement des ménages en électricité	Variable instrumentale	Scolarisation	↑ de 6 % (garçons) et de 7,4 % (filles)
					Temps passé à étudier (heures/semaine)	↑ de 1 heure par semaine
					Nombre d'années d'étude terminées	↑ de 0,3 an (garçons) et de 0,5 an (filles)
	Khandker <i>et al.</i> (2012)	Bangladesh	Approvisionnement des ménages en électricité	Enquête transversale et variable instrumentale	Nombre d'années d'étude	↑ de 0,092 an (garçons) et de 0,133 an (filles)
					Temps passé à étudier (min/jour)	↑ de 6,0 minutes par jour (garçons) et de 8,9 minutes par jour (filles)
	Banque asiatique de développement (2010)	Bhoutan	Approvisionnement des ménages en électricité	PSM	Fréquence des épisodes de toux	↓ de 2,8 %
					Maladies respiratoires	↓ de 5,6 %
					Irritation oculaire	↓ de 13,5 %
					Maux de tête	↓ de 4,2 %
	Banerjee <i>et al.</i> (2011)	Népal	Approvisionnement des ménages en électricité	PSM	Troubles respiratoires	↓ de 3,4 % (femmes), de 1,6 % (filles) et de 6,1 % (garçons)

Tableau n° 10. Vue d'ensemble de l'incidence estimée de l'accès à l'électricité sur le bien-être social (suite)

Domaine	Source	Pays	Intervention relative à l'électricité	Méthode	Indicateur de résultat	Incidence
	Shonchoy (2016)	Bangladesh	Projets d'électrification en zone rurale	Variable instrumentale	Proportion d'enfants signalés comme présentant un retard de croissance	↓ de 9 points de pourcentage entre 2000 et 2014
					État nutritionnel des enfants de moins de cinq ans (selon les valeurs de z pour la taille-pour-l'âge)	↑ de plus de 0.15 points
Développement des entreprises	Kumar et Rauniyar (2011)	Bhoutan	Approvisionnement des ménages en électricité	PSM	Nombre d'entreprises	↔
	Banque asiatique de développement (2010)	Bhoutan	Approvisionnement des ménages en électricité	PSM	Nombre d'entreprises	↔
Fertilité	Shonchoy (2016)	Bangladesh	Projets d'électrification en zone rurale	PSM	Fertilité	↓ d'au moins un enfant
	Banerjee <i>et al.</i> (2011)	Népal	Approvisionnement des ménages en électricité	PSM	Taux d'emploi de contraceptifs	↑ de 0,038 %

Tableau n° 10. Vue d'ensemble de l'incidence estimée de l'accès à l'électricité sur le bien-être social (suite)

Domaine	Source	Pays	Intervention relative à l'électricité	Méthode	Indicateur de résultat	Incidence
	Banque asiatique de développement (2010)	Bhoutan	Approvisionnement des ménages en électricité	PSM	Nombre d'enfants nés au cours des cinq dernières années	↓ de 0,05
	Banque asiatique de développement (2010)	Bhoutan	Approvisionnement des ménages en électricité	PSM	Participation aux décisions en matière d'éducation et de santé	↑ de 0,049
Autonomisation des femmes	Banerjee et al. (2011)	Népal	Approvisionnement des ménages en électricité	PSM	Temps consacré par les femmes à la génération de revenus	↑ de 0,19 heure par jour
					Temps passé par les femmes à étudier	↑ de 0,20 heure par jour
					Temps libre à la disposition des femmes	↑ de 0,21 heure par jour
	Khandker et al. (2014)	Inde	Approvisionnement des ménages en électricité	Variable instrumentale	Temps passé à collecter des combustibles	↓ de 3,3 heures par mois
	Grogan et Sadanand (2011)	Nicaragua	Électrification des zones rurales	Variable instrumentale	Probabilité que les femmes occupent un emploi en dehors de chez elles	↑ de 23 %

Tableau n° 10. Vue d'ensemble de l'incidence estimée de l'accès à l'électricité sur le bien-être social (suite)

Domaine	Source	Pays	Intervention relative à l'électricité	Méthode	Indicateur de résultat	Incidence
Emploi	Dinkelman (2011)	Afrique du Sud	Raccordement massif de ménages ruraux à des sources d'approvisionnement en électricité	Variable instrumentale et modèle à effets fixes	Taux d'emploi des femmes	↑ de 9 à 9,5 %
					Nombre d'heures travaillées par les femmes et les hommes	↑ de 8,9 heures par semaine (femmes) ↑ de 13 heures par semaine (hommes)
					Salaire des femmes et des hommes	↓ de 20 % (femmes), ↑ de 16 % (hommes)
	Chowdhury (2010)	Bangladesh	Électrification des collectivités	Méthodes des moindres carrés ordinaires et des probits	Probabilité de participer à des travaux non agricoles	↑ de 0,1 (femmes) ↑ de 0,649 (femmes, incidence conjuguée de l'électrification et d'un accès aux routes)
	Costa <i>et al.</i> (2009)	Ghana	Électrification des zones rurales	Méthode des moindres carrés ordinaires et variable instrumentale	Nombre total d'heures travaillées	↑ de 0,21 heure (hommes) ↔ (femmes)
Khandker <i>et al.</i> (2014)	Inde	Approvisionnement des ménages en électricité	Variable instrumentale	Hausse du nombre total d'heures travaillées	↑ de 17 % (femmes) et de 1,5 % (hommes)	
Mapako et Prasad (2008)	Zimbabwe	Réseau d'approvisionnement en électricité	Enquête auprès des utilisateurs finaux	Création d'emplois	↑ de 270 % du nombre de personnes employées (dont 41 % de femmes)	

Tableau n° 10. Vue d'ensemble de l'incidence estimée de l'accès à l'électricité sur le bien-être social (suite)

Domaine	Source	Pays	Intervention relative à l'électricité	Méthode	Indicateur de résultat	Incidence
Revenus	Rao <i>et al.</i> (2016)	Inde et Népal	Système d'approvisionnement en électricité à petite échelle	PSM	Revenus	↔
	Gibson et Olivia (2010)	Indonésie	Accès à une alimentation d'électricité fiable	Analyses de régression suivant le modèle Tobit et la méthode probits	Part des travaux non agricoles dans les revenus des ménages ruraux	↑ de 27 %
	Banerjee <i>et al.</i> (2011)	Népal	Approvisionnement des ménages en électricité	PSM	Revenus non agricoles (roupies/habitant/mois)	↑ de 0,112 roupie/habitant/mois
					Dépenses (roupie/habitant/mois)	↑ de 0,09 roupie/habitant/mois
	Khandker <i>et al.</i> (2012)	Bangladesh	Approvisionnement des ménages en électricité	Enquête transversale et variable instrumentale	Croissance des revenus agricoles	↑ de 24,1 % à 52 %
					Croissance des revenus non agricoles	↑ de 23 % à 73,7 %
					Croissance du revenu total	↑ de 12 % à 16,7 %
					Croissance des dépenses par habitant	↑ de 8,2 % à 9,2 %

**Tableau n° 10. Vue d'ensemble de l'incidence estimée de l'accès à l'électricité sur le bien-être social (suite)**

Domaine	Source	Pays	Intervention relative à l'électricité	Méthode	Indicateur de résultat	Incidence
	Khandker <i>et al.</i> (2014)	Inde	Approvisionnement des ménages en électricité	Variable instrumentale	Croissance des revenus par habitant	↑ de 38,6 %
Croissance des dépenses alimentaires					↑ de 14 %	
Croissance des dépenses non alimentaires					↑ de 30 %	
Hausse du taux de pauvreté					↑ de 13,3 %	
	Barron et Torero (2014)	El Salvador	Raccordement au réseau	Variable instrumentale	Taux de participation à des activités rémunératrices (parmi les femmes adultes)	↑ de 46 points de pourcentage (emplois non agricoles) et de 25 % (probabilité d'ouvrir une entreprise à domicile)
	Khandker <i>et al.</i> (2009)	Viêt Nam	Approvisionnement des ménages en électricité	Méthode des doubles différences, modèle à effets fixes, PSM	Croissance des revenus agricoles	↑ de 30 %
Croissance des revenus non agricoles					↔	
Croissance du revenu total					↑ de 25 %	

Source : Pueyo *et al.* (2013), avec ajouts et adaptations par les auteurs.

Remarque : Les symboles ↑, ↓ et ↔ signifient respectivement que l'intervention relative à l'électricité a eu une incidence positive, négative ou nulle sur l'indicateur de bien-être correspondant.

**L'incidence de l'accès à l'électricité dépend de la nature de l'intervention menée, de la disponibilité d'infrastructures complémentaires et du contexte socioéconomique.** Les données probantes soulignent la possibilité que les sources isolées d'électricité hors réseau ne suffisent pas à induire les changements nécessaires pour que l'économie se développe et que la pauvreté recule à grande échelle. L'étude de Grimm *et al.* (2016) établit que si les petits systèmes d'approvisionnement hors réseau, tels que les lampes solaires, aident les ménages à utiliser moins de kérosène, permettent aux enfants d'étudier à la nuit tombée et atténuent les problèmes de santé liés aux émissions de fumées dangereuses, leur impact final sur la réduction de la pauvreté est limité par rapport à celui d'infrastructures plus importantes. De plus, ainsi que le démontre Chowdhury (2010), élargir l'accès à l'électricité pourrait ne pas suffire à apporter une amélioration rapide de la prospérité économique dans les pays en développement. Il semble plutôt nécessaire de combiner les interventions relatives à l'électricité à des projets d'infrastructures complémentaires. Certaines études concluent également que le problème ne provient pas toujours de la disponibilité de l'électricité, mais tient plutôt à la fiabilité des sources d'approvisionnement et à la capacité des ménages à acheter de l'électricité (Chakravorty *et al.*, 2014 ; Grimm *et al.*, 2016). Il est en outre possible que les effets de l'accès à l'électricité ne soient pas immédiatement visibles. Plusieurs questions importantes nécessitent des travaux d'approfondissement : quel type d'interventions ou de projets relatifs à l'accès à l'électricité permet d'obtenir le plus de résultats ? Comment encourager les utilisateurs finals à rendre leur consommation d'électricité plus productive ? Combien de temps faut-il pour que les effets de l'accès à l'électricité se concrétisent ? Quelles sont les politiques complémentaires qui renforceraient les effets de l'accès à l'électricité ?

**D'après les études des effets de l'accès à l'électricité sur la situation macroéconomique et la prospérité récapitulées dans la présente section, l'AEGF a le potentiel d'accélérer le développement économique de l'Afrique subsaharienne et d'améliorer les moyens de subsistance en faisant reculer la précarité énergétique.** En favorisant un meilleur accès à l'électricité dans la région, l'AEGF stimulera le développement macroéconomique grâce à une hausse du PIB et de l'emploi. D'autres indicateurs macroéconomiques, tels que les investissements étrangers directs, la productivité économique et la compétitivité devraient également enregistrer une évolution positive. En plus de ces améliorations, l'AEGF facilitera le développement social et la prospérité des bénéficiaires de projets relatifs à l'énergie. Les effets attendus sur la prospérité comprennent, entre autres, une hausse des revenus des ménages, de meilleurs résultats en matière de santé et d'éducation, une autonomisation des femmes, un développement des entreprises et des possibilités d'emploi plus nombreuses.

**Ces évolutions pourraient être plus ou moins marquées selon la nature du projet relatif à l'énergie, la disponibilité d'infrastructures complémentaires et le contexte du pays ou du lieu où le projet est mis en œuvre.** Il est donc nécessaire de tenir compte du contexte local dans le choix des projets relatifs à l'électricité qui bénéficieront de l'AEGF afin d'en maximiser l'impact. Parvenir aux résultats souhaités en matière de développement supposera peut-être aussi de mener d'autres interventions dans ce domaine, en complément des projets liés à l'énergie soutenus par l'AEGF. Enfin, l'objectif central de l'AEGF étant d'améliorer l'approvisionnement en électricité, il est tout aussi important de prendre les mesures requises pour que les habitants des zones ciblées aient les moyens d'acheter de l'électricité, de raccorder leur foyer à la source d'approvisionnement et d'en faire un usage productif.

## 8. Conclusion

**La présente étude examine les effets que l’AEGF, instrument financier axé sur l’atténuation des risques liés aux investissements dans l’énergie en Afrique, pourrait produire sur la situation macroéconomique et la prospérité.** Né d’une collaboration entre la BEI, Munich Re et l’ATI, l’AEGF vise à réduire les risques qui empêchent les projets de production d’énergie durable de bénéficier d’investissements privés et de financements en Afrique.

**Bien que d’autres instruments d’atténuation des risques aient précédemment été mis en place pour les projets d’infrastructures en Afrique, l’AEGF est le premier instrument d’assurance-investissement consacré spécifiquement aux projets d’énergie durable sur le continent.** Les projets liés à l’énergie dans la région, tels que la centrale Azura au Nigeria, la centrale Azito en Côte d’Ivoire et différentes centrales au Kenya, ont bénéficié des instruments d’atténuation des risques existants proposés par la MIGA, d’autres membres du Groupe de la Banque mondiale et des établissements financiers privés et multilatéraux. Ces instruments ont contribué à réduire les risques liés à ces projets et facilité le financement privé de leur mise en œuvre. L’un des principaux enseignements à retenir de ces expériences est que ces instruments ne sauraient à eux seuls garantir la réussite des projets relatifs à l’énergie : il importe également de prévoir d’autres formes d’appui, notamment une assistance technique pour les réformes du secteur de l’énergie et pour la planification et l’évaluation des projets dans ce domaine.

**Néanmoins, plusieurs facteurs régissant la demande continuent de faire obstacle au recours à des instruments d’atténuation des risques dans la région.** Les facteurs les plus déterminants sont notamment les suivants : le coût élevé des instruments, qui tend à contrebalancer l’avantage financier ; la couverture partielle des risques offerte par les instruments, qui complique l’évaluation des risques non couverts ; la complexité des produits et la durée du processus de négociation et d’approbation, que de nombreux investisseurs jugent excessive ; l’incertitude pesant sur le paiement des indemnités et la lenteur du processus de paiement ; la méconnaissance des produits par les investisseurs et le fait qu’ils ne disposent pas des capacités financières ou administratives nécessaires pour gérer le processus de demande. Il est prévu que l’AEGF règle les problèmes de coût et de paiement tardif des indemnités avec l’aide de l’ATI, qui a déjà collaboré avec des investisseurs en Afrique.

**S’il existe peu de preuves empiriques de l’incidence des instruments d’atténuation des risques sur la possibilité pour les projets énergétiques et d’infrastructures d’obtenir des financements, les données probantes disponibles sur les instruments équivalents proposés aux PME signalent l’existence d’effets positifs importants, qui se traduisent par une baisse des taux d’intérêt et un allongement de la durée des prêts.** Malgré les différences entre les instruments d’atténuation des risques proposés aux projets d’infrastructures et aux PME, les études qui ont confirmé que les PME peuvent obtenir plus facilement des financements indiquent que le financement en faveur des projets d’infrastructures pourrait lui aussi être facilité. L’analyse documentaire réalisée dans le cadre de l’étude révèle que les instruments d’atténuation des risques améliorent l’accès aux financements pour les investisseurs et les PME, car les entreprises bénéficiaires peuvent obtenir des emprunts extérieurs, auxquels elles n’auraient pas eu accès sur un marché du crédit ordinaire (sans l’assurance-investissement). Les effets secondaires des instruments varient en fonction de ce qui est mesuré. En règle générale, les instruments d’atténuation des risques améliorent les résultats des entreprises, mais

n'ont pas toujours les mêmes effets sur l'emploi, la productivité et les investissements. Il est donc possible que l'AEGF aide les investisseurs à obtenir les financements dont ils ont besoin, sans toutefois systématiquement produire les mêmes effets sur la réussite du projet et l'économie. En outre, certaines études indiquent que la disponibilité des instruments d'atténuation des risques incite les investisseurs à s'engager dans des projets plus risqués.

**L'analyse coûts-avantages d'un hypothétique projet de centrale à énergie solaire en Afrique fournit des preuves supplémentaires de l'incidence que l'AEGF pourrait avoir sur la viabilité des projets liés à l'énergie.** Le projet hypothétique de centrale a été conçu de manière à représenter le type d'initiatives qui pourraient recevoir le soutien de l'AEGF, sur la base d'informations fournies par les partenaires du projet, de données tirées des travaux existants et des contributions d'experts interrogés. Le calcul des coûts du projet et leur comparaison selon que l'AEGF intervient ou non ont permis d'estimer l'incidence du Fonds sur la viabilité du projet. Les résultats obtenus démontrent que l'AEGF entraîne un allongement de la durée de prêt et une baisse du taux d'intérêt qui font diminuer les coûts réels de financement par rapport au scénario où le projet serait mis en œuvre sans l'appui du Fonds. Alors que le projet ne serait pas viable sans le soutien de l'AEGF, son coût total s'en trouve réduit et sa viabilité renforcée. L'AEGF a un effet encore plus important sur la viabilité du projet lorsqu'il est tenu compte des avantages pour l'environnement.

**En améliorant la viabilité des projets relatifs à l'énergie, l'AEGF permettra un accroissement considérable de la production d'électricité et de l'approvisionnement en électricité, ce qui devrait ensuite donner lieu à des améliorations macroéconomiques importantes et favoriser le développement humain et la prospérité.** D'après la documentation relative au développement de l'accès à l'électricité, les effets potentiels sur la situation macroéconomique et la prospérité pourraient être notamment les suivants : croissance économique, emploi, augmentation des revenus des ménages, autonomisation des femmes, développement des PME, amélioration des résultats en matière de santé et d'éducation, amélioration de la qualité de vie et autres bienfaits sociaux et environnementaux. Cependant, se contenter de renforcer l'approvisionnement en électricité pourrait ne pas suffire à atteindre les objectifs de développement ciblés. Les foyers doivent être raccordés au réseau électrique et la population doit savoir comment utiliser l'électricité à des fins productives et économiques. En outre, l'accès à l'électricité à lui seul peut ne pas suffire pour favoriser la croissance économique et l'amélioration de la prospérité, car d'autres interventions complémentaires en matière d'infrastructures et de politiques, notamment en ce qui concerne le perfectionnement des compétences, peuvent s'avérer indispensables. Ainsi, si l'AEGF peut améliorer l'accès à l'électricité dans la région, ses effets sur d'autres aspects socioéconomiques et liés au développement sont incertains.

# Bibliographie

Agence des États-Unis pour le développement international (USAID), « How can developers use levelised cost of electricity to compare technologies? », kit de ressources pour les mini-réseaux, USAID, 2018.

Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA), « Renewable power generation costs in 2014 », IRENA, Abou Dhabi, 2015.

Arráiz, I., Meléndez, M. et Stucci, R., « The effect of partial credit guarantees on firm performance: The case of the Colombian National Guarantee Fund », Banque interaméricaine de développement, 2011.

Audu, E. P., Benjamin, M. et Shi, L., « Mitigating Private Infrastructure Project Risks », *EMCompass*, n° 20, Société financière internationale, Washington D.C., 2016.

Banerjee, S. G., Singh, A. et Samad, H., « Power and people: The benefits of renewable energy in Nepal », Banque mondiale, Washington DC, 2011.

Banque asiatique de développement, « Asian Development Bank's assistance for rural electrification in Bhutan – Does electrification improve the quality of rural life? », Étude d'évaluation de l'impact, Banque asiatique de développement, Manila (Philippines), 2010.

Banque mondiale, « Findings from evaluations of policy-based guarantees », Groupe indépendant d'évaluation, Banque mondiale, 2016.

Banque mondiale, « Implementation Completion and Results report on a series of IDA partial risk guarantees in the amount of \$146 million and €15 million (\$166 million equivalent) in support of Thika Power Limited, Triumph Power Generating Company Limited, Gulf Power Limited and OrPower 4 Inc for the private sector power generation support project in the Republic of Kenya », 23 juin 2017.

Barron, M. et Torero, M., « Electrification and time allocation: Experimental evidence from Northern El Salvador », document de recherche no 63782, Munich Personal RePEc Archive (MPRA), décembre 2014.

Beguy, O., Dessus, S., Garba, A., Hayman, J. et Herderschee, J., « Modeling the impact of large infrastructure projects: A case study from Niger – Macroeconomic Assessment of Public Investment Options (MAPIO) », document de réflexion n° 7 du pôle mondial d'expertise en macroéconomie et en gestion fiscale, Banque mondiale, novembre 2015.

Bensch, G., Kluge, J. et Peters, J., « Impacts of rural electrification in Rwanda », document de réflexion n° 6195 de l'Institute of Labor Economics, Bonn (Allemagne), 2011.

Boocock, G. et Shariff, M. N. S., « Measuring the effectiveness of credit guarantee schemes: Evidence from Malaysia », *International Small Business Journal*, vol. 23, no 4, 2017, p. 427-454.

Bureau de la fondation Heinrich Böll Stiftung au Nigeria et Nigerian Economic Summit Group, « True cost of electricity: Comparison of costs of electricity generation in Nigeria », 2017.

Chakravorty, U., Pelli, M. et Marchand, B. U., « Does the quality of electricity matter? Evidence from rural India », *Journal of Economic Behavior and Organisation*, vol. 107, 2014, p. 228-247.

Chen, J., Oulatta, M., Walker, C. et Fowler, B., « The macroeconomic benefits of renewable energy investments in Small Island States », Climate Institute, Washington D.C., 2017.

Chowdhury, S. K., « Impact of infrastructures on paid work opportunities and unpaid work burdens on rural women in Bangladesh », *Journal of International Development*, vol. 22, 2010, p. 997-1017.

Convergence et Business & Sustainable Development Commission (2017), The state of blended finance, document de travail de la Business & Sustainable Development Commission. Disponible en ligne à l'adresse suivante : [http://s3.amazonaws.com/aws-bsdc/BSDC\\_and\\_Convergence\\_The\\_State\\_of\\_Blended\\_Finance\\_July\\_2017.pdf](http://s3.amazonaws.com/aws-bsdc/BSDC_and_Convergence_The_State_of_Blended_Finance_July_2017.pdf)

Costa, J., Hailu, D., Silva, E. et Tsukada, R., « The implications of water and electricity supply for the time allocation of women in rural Ghana », document de travail n° 59, Centre international de politiques pour une croissance inclusive, Programme des Nations Unies pour le développement, Brésil, 2009.

Cowan, K., Drexler, Á. et Yañez, A., « The effect of credit insurance on liquidity constraints and default rates: Evidence from a governmental intervention », document de travail n° 524, Banque centrale du Chili, 2008.

Cowling, M., « Economic evaluation of the small firms loan guarantee (SFLG) scheme », Institute for Employment Studies, Brighton (Royaume-Uni), 2010.

Dinkelman, T., (2011) « The effects of rural electrification on employment: New evidence from South Africa », *American Economic Review*, vol. 101 p. 3078– 3108.

Eberhard, A., Gratwick, K., Morella, E. et Antmann, P., *Independent Power Projects in Sub-Saharan Africa: Lessons from Five Key Countries*, Banque mondiale, Washington D.C, 2016.

Esfahani, H. et Ramirez, M., « Institutions, infrastructure and economic growth », *Journal of Development Economics*, vol. 70, 2003, p. 443-477.

Forum économique mondial, « Risk Mitigation Instruments in Infrastructure Gap Assessment », 2016.

Gibson, J. et Olivia, S., « The effect of infrastructure access and quality on non-farm enterprises in rural Indonesia », *World Development*, vol. 38, 2010, p. 717-726.

Goldman Sachs, Clean Energy Impact Report, 2016. Disponible à l'adresse suivante : <http://www.goldmansachs.com/citizenship/environmental-stewardship/market-opportunities/clean-energy/impact-report/report.pdf>

Gordon, K., « Investment Guarantees and Political Risk Insurance: Institutions, Incentives and Development », OECD Investment Policy Perspectives, 2008.

Grimm, M., Munyehirwe, A., Peters, J. et Sievert, M., « A first step up the energy ladder? Low cost solar kits and households' welfare in rural Rwanda », World Bank Economic Review, vol. 31, no 3, 2016, p. 1-25.

Grogan, L. et Sadanand, A., « Rural electrification and employment in poor countries: Evidence from Nicaragua », World Development, vol. 43, 2011, p. 252-265.

Gustavsson, M., « Educational benefits from solar technology – Access to solar electric services and changes in children's study routines, experiences from Eastern Province Zambia », *Energy Policy*, vol. 35, 2007, p. 1292-1299.

Henbest, S., Mills, L., Orlandi, I., Serhal, A. et Pathania, R., Levelised cost of electricity: DFID 28 priority countries, Bloomberg New Energy Finance, New York, 2015.

Hodges, A. W. et Rahmani, M., « Wood to Energy Fact Sheet: Economic impacts of generating electricity », université de Floride, 2007.

Hogarth, R., « Unlocking private investment in renewable power in Sub-Saharan Africa », note de synthèse de l'Applied Research Programme on Energy and Economic Growth (Oxford Policy Management), Oxford (Royaume-Uni), 2017.

Humphrey, C. et Prizzon, A., « Guarantees for development: A review of multilateral development bank operations », Overseas Development Institute, Londres, 2014.

IRENA « Unlocking renewable energy investment: The role of risk mitigation and structured finance », IRENA, Abou Dhabi, 2016.

IRENA, « Renewable power generation costs in 2019 », Abou Dhabi, 2020.

Jamil, I., Zhao, J., Zhang, L., Jamil, R. et Rafique, S. F., « Evaluation of energy production and energy yield assessment based on feasibility, design, and execution of 3 x 50 MW grid-connected solar PV pilot project in Nooriabad », *Hindawi International Journal of Photoenergy*, 2017, p. 1-18.

Jordan, D. C. et Kurtz, S. R., « Photovoltaic degradation rates: An analytical review », National Renewable Energy Laboratory, Golden Colorado, (États-Unis), 2012.

Kanagawa, M. et Nakata, T., « Assessment of access to electricity and the socio-economic impacts in rural areas of developing countries », *Energy Policy*, vol. 36, 2016-2029.

Karumba, M. M. et Muchapondwa, E., « The impact of micro hydroelectricity on household welfare indicators », série de documents de réflexion 17-20 d'Environment for Development, décembre 2017.

Khandker, S. R., Barnes, D. F., et Samad, H. A., « The welfare impacts of rural electrification in Bangladesh », *The Energy Journal*, vol. 33, n° 1, 2012, p. 187-206.

Khandker, S. R., Barnes, D. F., Samad, H. A., et Minh, H.N., « Welfare impacts of rural electrification: Evidence from Vietnam », document de travail issu de la recherche sur les politiques n° 5057, Banque mondiale, 2009. Policy Research Working Paper 5057, Banque mondiale, 2010.

Khandker, S. R., Samad, H. A., Ali, R. et Barnes, D. F., « Who benefits most from rural electrification? Evidence from India », *The Energy Journal*, vol. 35, 2014, p. 75-96.

Kumar, S. and Rauniyar, G., « Is electrification welfare improving? Non-experimental evidence from rural Bhutan », document n° 31482, MPRA, 2011.

Lee, N., « Billions to trillions? Issues on the role of development banks in mobilizing private finance », Center for Global Development, 2017.

Lejarraga, I., « Beyond the Financial Crisis: Critical Factors Binding Economic Growth. A Survey of African Growth Diagnostics », document présenté à la Conférence économique africaine de 2009, organisée par la Banque africaine de développement et la Commission économique des Nations Unies pour l'Afrique à Addis-Abeba du 11 au 13 novembre 2009.

Lelarge, C., Sraer, D. et Thesmar, D., « Entrepreneurship and credit constraints: Evidence from a French loan guarantee program », dans Lerner, J. et Schoar, A. (éd.), *International differences in entrepreneurship*, presses de l'université de Chicago, Chicago, 2008.

London Economics, « Analysis of the macroeconomic impacts of the proposed Champlain Hudson Power Express Project in New York », London Economics International LLC, Boston (États-Unis), 2012.

Major, K. et Drucker, L. C., « Macroeconomic impact of electric power outage — simulation results from a CGE modelling experiment for Hungary », document de travail de l'HÉTFA n° 2015/12, HÉTFA Research Institute and Center for Economic and Social Analysis, Budapest, 2015.

Mapako, M. et Prasad, G., « Rural electrification in Zimbabwe reduces poverty by targeting income-generating activities », Energy Research Centre, université du Cap, Le Cap (Afrique du Sud), 2008.

Meyer, R. L. et Nagarajan, G., *Credit guarantee schemes for developing countries: Theory, design and evaluation*. Bureau de l'USAID en Afrique, Barents Group, Washington D.C., 1996.

Nagayama, Y., Ohya, T., Ota, H., Sakai, M., Watanabe, K. and Kobayashi, Y., « Japan's largest photovoltaic power plant – Turnkey construction contract and commissioning of Oita solar power », *Hitachi Review*, vol. 63, n° 7, 2014, p. 398-402.

Nelson, D. et Shrimali, G., « Finance mechanisms for lowering the cost of renewable energy in rapidly developing countries », Climate Policy Initiative, 2014.

Oh, I., Lee, J. D., Heshmati, A. et Choi, G. G., « Evaluation of credit guarantee policy using propensity score matching », *Small Business Economics*, vol. 33, n° 3, 2009, p. 335-351.

Organisation de coopération et de développement économiques et Agence internationale de l'énergie (AIE), « Energy Access Outlook 2017: From Poverty to Prosperity », AIE, Paris (France), 2017.

Pereira dos Santos, P. et Kearney, M., « Multilateral development banks' risk mitigation instruments for infrastructure investment », note technique n° IDB-TN-1358, Banque interaméricaine de développement, 2018.

Pollin, R., Heintz, J. and Garrett-Peltier, H. (2009). « The economic benefits of investing in clean energy: How the economic stimulus program and new legislation can boost U.S. economic growth and employment », Center for American Progress et institut de recherche en économie politique de l'université du Massachusetts, Amherst, 2009.

Private Infrastructure Development Group, « The link between power investments and jobs in Senegal », 2007.

Pueyo, A. et Hanna, R., « What level of electricity access is required to enable and sustain poverty reduction? Annex 1 – Literature review », Institute of Development Studies et Practical Action Consulting, Bourton-on-Dunsmore (Royaume-Uni), 2015.

Pueyo, A., Gonzalez, F., Dent, C. et DeMartino, S., « The evidence of benefits for poor people of increased renewable electricity capacity: Literature review », rapport sur les données probantes n° 31, Institute of Development Studies, Brighton, (Royaume-Uni), 2013.

Ramlogan, R. and Rigby, J., « Access to finance: Impacts of publicly supported venture capital and loan guarantees », Manchester Institute of Innovation Research, école de commerce de l'université de Manchester, Royaume-Uni, 2012.

Rao, N. D., Agarwal, A. et Wood, D., « Impacts of small-scale electricity systems: A study of rural communities in India and Nepal », Institut des ressources mondiales et Institut international pour l'analyse des systèmes appliqués, 2016.

République du Kenya, « Kenya Vision 2030 – Updated least cost power development plan study period: 2011-2013 », Commission de réglementation de l'énergie du Kenya, 2011. Disponible à l'adresse suivante : <https://www.renewableenergy.go.ke/downloads/studies/LCPDP-2011-2030-Study.pdf>.

Riding, A., Madill, J. and Haines Jr., G., « Incrementality of SME loan guarantees », *Small Business Economics*, vol. 29, n° 1-2, 2007, p. 47-61.

Saadani, Y., Arvai, Z. et de Rocha, R., « A review of credit guarantee schemes in the Middle East and North Africa Region », Banque mondiale, Washington D.C, 2010.

Scott, A., Darko, E., Seth, P. et Rud, J.-P., « Job creation impact study: Bugoye Hydropower Plant, Uganda », rapport élaboré pour le Private Infrastructure Development Group, 2013.

Service consultatif de gestion de KPMG, « An evaluation of the small firms loan guarantee scheme », ministère du commerce et de l'industrie, Londres, 1999.

Shonchoy, A. S., « Impact of rural electrification on fertility in Bangladesh », bulletin de recherche, Institute of Developing Economies, mars 2016.

Société financière internationale, « Estimating employment effects of Powerlinks Transmission Limited Project in India and Bhutan », Development Impact Department, 2012.

Uesugi, I., Sakai, K. et Yamashiro, G. M., « Effectiveness of credit guarantees in the Japanese loan market », *Journal of the Japanese and International Economies*, vol. 24, n° 4, 2010, p. 457-480.

Vogel, R. C. et Adams, D. W., « Costs and benefits of loan guarantee programs », *The Financier*, vol. 4, n° 1 et 2, 1997, p. 22-29.

West, G. T. et Tarazona, E. I., « MIGA and foreign direct investment: Evaluating developmental impacts », Agence multilatérale de garantie des investissements, Banque mondiale, Washington, D.C, 1998.

Xoubi, N., « Viability of a utility-scale grid-connected photovoltaic power plant in the Middle East », *Journal of Applied Sciences*, vol. 15, 2015, p. 1278-1287.

Zecchini, S. et Ventura, M., « The impact of public guarantees on credit to SMEs », *Small Business Economics*, vol. 32, n° 2, 2009, p. 191-206.



**EIB-GDN** SÉRIE DE PUBLICATIONS

## **EFFETS POTENTIELS DU FONDS DE GARANTIE POUR L'ÉNERGIE EN AFRIQUE (AEGF)**



**Banque  
européenne  
d'investissement**

*La banque de l'UE*



Economics Department  
[economics@eib.org](mailto:economics@eib.org)  
[www.eib.org/economics](http://www.eib.org/economics)

**Banque européenne d'investissement**  
98-100, boulevard Konrad Adenauer  
L-2950 Luxembourg  
+352 4379-22000  
[www.eib.org](http://www.eib.org) – [info@eib.org](mailto:info@eib.org)

© Banque européenne d'investissement, 07/2022. FR

ISBN 978-92-861-5076-0