USAID
FROM THE AMERICAN PEOPLE

National Association of Regulatory Utility Commissioners

PRINCIPES DE REGLEMENTATION DE L'ENERGIE PROPRE DANS LA REGION DE LA CEDEAO

Document Provisoire

Décembre 2014

Cette publication a été rendue possible par le généreux soutien de l'Agence des États-Unis pour le Développement International (USAID). Son contenu n'engage que la responsabilité de la NARUC et ne reflète pas nécessairement les opinions de l'USAID ou du gouvernement des États-Unis.

Préparé par

Matteo Leonardi

Les opinions exprimées dans ce document sont celles de l'auteur et ne reflètent pas nécessairement les vues de l'Agence américaine pour le développement international (USAID) ou du Gouvernement des États-Unis.

www.naruc.org/international

Table des Matières

Remerciements 1

Acronymes 2

Résumé 4

But et Objectifs du Document 9

1re Partie. Principes Clés 11

A. Rôles et Responsabilités 11

B. Rémunération de l'Énergie Renouvelable 12

C. Connexions Techniques et Principes d'Équilibrage 13

D. Consultation et Évaluations d'Impact 14

2e Partie. Sélection de Politiques Nationales en Matière d'Énergies Renouvelables et Harmonisation dans la Région de la CEDEAO 15

A. Politiques Nationales en Matière d'Énergies Renouvelables dans une Sélection de Pays de la CEDEAO 15

3e Partie. Intégration de l'Énergie Renouvelable dans les Marchés de l'Électricité Existants 19

A. Rôles et Responsabilités 19

B. Rémunération de l'Énergie Renouvelable 25

B.1 Coût de Production Évité (ACG) 27

B.2 Mécanisme du Coût lié à une Technologie Spécifique et Taux de Rentabilité 35

B.3 Autres Possibilités de FIT (ACG et Coûts Spécifiques) 41

B.4 Mises à Jour du Tarif de Rachat Garanti 44

B.5 Certificat Vert 47

B.6 Viabilité Financière de l'Acheteur d'Énergie Renouvelable 51

C. Accès au Réseau 52

C.1 Droits de Connexion 53

C.2 Coûts de Connexion 54

D. Équilibrage du Système 56

D.1 Délestages 59

E. Facturation Nette 60
F. Surveillance du Système, Tenue de Registre et Certification 61
G. Format de Contrat 62
H. Évaluation d'Impact et Processus de Consultation 63
Commentaires de Conclusion 68
Glossaire 69
Références 71

Remerciements

L'Agence des États-Unis pour le développement international (USAID), l'Association nationale des commissaires à la réglementation des services publics (NARUC) et leur consultant, Matteo Leonardi, souhaitent remercier nos partenaires de la région de la Communauté Économique Des États de l'Afrique de l'Ouest (CEDEAO) qui ont consacré beaucoup de leur temps et expertise pour permettre l'élaboration des *Principes de réglementation de l'énergie propre dans la région de la CEDEAO* (*Principles of Clean Energy Regulation in the ECOWAS Region*). L'Autorité de Régulation Régionale du Secteur de l'Électricité de la CEDEAO (ARREC), l'Autorité du Gazoduc de l'Afrique de l'Ouest (AGAO) et le Centre pour les Énergies Renouvelables et l'Efficacité Énergétique de la CEDEAO (CEREEC) nous ont apporté une précieuse contribution. La NARUC est particulièrement reconnaissante envers l'ARREC pour son soutien et son engagement dans le sens de l'institutionnalisation des *Principes* et pour sa promesse de continuer de mettre à jour les *Principes* pour en faire un document vivant.

Nous tenons également à remercier les régulateurs de la région qui ont pris part aux ateliers et contribué aux recherches ainsi qu'à la rédaction des études de cas : l'Autorité de Régulation du Sous-secteur de l'Électricité (ARSE) du Burkina Faso, l'Agência de Regulação Económica (ARE) du Cap-Vert, la Public Utilities Regulatory Commission (PURC) du Ghana, l'Energy Commission (EC) du Ghana, la Commission de Régulation du Secteur de l'Électricité (CRSE) du Sénégal, la Public Utilities Regulatory Authority (PURA) de la Gambie et l'Autorité de Réglementation du Secteur de l'Électricité (ARSE-Togo) du Togo.

Parmi les membres de la NARUC, les commissaires Eduardo Balbis (Florida Public Service Commission), David Cash (Massachusetts Department of Public Utilities) et Travis Kavulla (Montana Public Service Commission), M. Noel Obiora (California Public Utilities Commission) et M. Brandon Mauch (Iowa Utilities Board) ont tous offert un leadership de haut niveau et des conseils opportuns tout au long du processus de rédaction des *Principes*, et nous les remercions pour la constance de leur engagement ainsi que la générosité de leur appui. Nous tenons aussi à remercier M. Matthew Elam (Idaho Public Utilities Commission), M. Danny Kermode (Washington Utilities and Transportation Commission) et Mme Mary Jo Krolewski (Vermont Public Service Board) pour les relectures qu'ils ont faites des *Principes*. De plus, nous tenons à remercier Robert Taylor et Deloitte pour leurs commentaires et leurs lumières.

La NARUC souhaite exprimer ses remerciements particuliers à la mission USAID/Afrique de l'Ouest, et au Bureau de la Croissance économique, l'Éducation et l'Environnement de l'USAID — notamment à la représentante de notre Chargé des accords, Mme Simone Lawaetz. Enfin, nous tenons à mettre en avant l'excellent travail de nos collègues de la NARUC, dont Mme Erin Hammel, Mme Martina Schwartz, Mme Bevan Flansburg et Mme Kirsten Verclas.

Acronymes

ACG	Avoided Cost of Generation (Coût de production évité)
ARE	Agência de Regulação Económica (Agence de réglementation économique) du Cap-Vert
ARSE	Autorité de Régulation du Sous-secteur de l'Électricité du Burkina Faso
ARSE-Togo	Autorité de Réglementation du Secteur de l'Électricité du Togo
CAPEX	Dépenses d'investissement
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine (Centrale à gaz à cycle combiné)
CRSE	Commission de Régulation du Secteur de l'Électricité du Sénégal
OSD	Opérateur des systèmes de distribution (aussi OS ou OST)
CEDEAO	Communauté économique des États de l'Afrique de l'Ouest
EREP	ECOWAS Renewable Energy Policy (Politique de la CEDEAO pour les énergies renouvelables)
EC	Commission énergétique du Ghana
CEREEC	Centre pour les Énergies Renouvelables et l'Efficacité Énergétique de la CEDEAO
ARREC	Autorité de Régulation Régionale du Secteur de l'Électricité de la CEDEAO
EWURA	Energy and Water Utilities Regulatory Authority (Autorité de régulation des services publics d'énergie et d'eau)
GHP	Pesewa du Ghana
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt-heure
FIT	Feed-in tariffs (tarifs de rachat garanti)
HFO	Fioul lourd
AOI	Appels d'offres internationaux
IPP	Independent Power Producers (Producteurs d'électricité indépendants)
KW	Kilowatt
KWh	Kilowatt-heure
LCOE	Levelized cost of electricity (Coût actualisé de l'électricité)
LFO	Fioul léger
LRMC	Long-Run Marginal Cost (Coûts marginaux à long terme)
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-heure
NARUC	National Association of Regulatory Utility Commissioners (Association nationale des commissaires à la réglementation des services publics)
ONG	Organisation non gouvernementale
VAN	Valeur actuelle nette
PANER	Plans d'action nationaux sur les énergies renouvelables
PNER	Politique nationale pour les énergies renouvelables
OPEX	Dépenses d'exploitation
PURA	Gambian Public Utilities Regulatory Authority (Autorité de régulation des services publics de la Gambie)
PURC	Ghanaian Public Utilities Regulatory Commission (Commission de régulation des services publics du Ghana)
PPA	Power Purchase Agreement (Contrat d'achat d'électricité)
PV	Photovoltaïque
SE4ALL	Sustainable energy for all (Énergie durable pour tous)
OS	Opérateur des systèmes (aussi OSD ou OST)

SPP	Small Power Producer (Petit producteur d'électricité)
STC	Specific Technology Cost (Coût spécifique aux technologies)
OST	Opérateur des systèmes de transport (aussi OSD ou OS)
TANESCO	Tanzania Electric Supply Company Limited (Compagnie d'électricité de la Tanzanie)
USAID	United States Agency for International Development (Agence des États-Unis pour le développement international)
TVA	Taxe sur la valeur ajoutée
CMPC	Coût moyen pondéré du capital
AGAO	Autorité du Gazoduc de l'Afrique de l'Ouest
EEEOA	Système d'Échanges d'Énergie Électrique Ouest Africain

Résumé

La Politique de la Communauté économique des États de l'Afrique de l'Ouest (CEDEAO) pour les énergies renouvelables (EREP), document adopté par la conférence des Chefs d'État et de Gouvernement de la CEDEAO en juillet 2013 (suite au Plan d'action régional d'octobre 2012), a introduit le développement de l'énergie renouvelable en tant qu'objectif de la politique de la CEDEAO.[1] L'EREP vise à accroître la part de l'énergie renouvelable dans le mix électrique global de la région pour qu'elle atteigne 10 % (2,425 MW) d'ici 2020 et 19 % (7,606 MW) d'ici 2030.[2] Il est demandé à tous les États membres de la CEDEAO d'introduire des politiques nationales et des instruments pour atteindre les objectifs requis. Les agences de réglementation — à différents niveaux selon leur mandat national — sont des acteurs cruciaux de ce processus. Le partenariat USAID-NARUC de réglementation régionale en Afrique de l'Ouest soutient l'intégration des énergies renouvelables dans les systèmes électriques de la CEDEAO en offrant aux autorités de réglementation ce document : *Principes de réglementation de l'énergie propre dans la région de la CEDEAO* (les *Principes*). Ce document s'appuie sur les enseignements qui ont pu être tirés et sur l'expérience des régulateurs du Burkina Faso, du Cap-Vert, de la Côte d'Ivoire, du Ghana, du Sénégal, de la Gambie et du Togo. Ces régulateurs et experts ont étudié les problèmes liés à l'énergie renouvelable et ont élaboré les *Principes* ainsi que les études de cas contenues dans ce document au cours des trois ateliers organisés au Cap-Vert (mai 2013) et au Ghana (octobre 2013 et avril 2014).

La définition des sources d'énergie renouvelable employée dans les *Principes* s'appuie sur la définition qui est employée dans l'EREP, qui comprend l'énergie solaire, l'éolien, l'hydroélectricité, la géothermie, les végétaux, la biomasse et les déchets organiques (bioénergie), les vagues, les courants océaniques, les différences de température dans les océans et l'énergie des marées.[3] Aux fins des *Principes*, cette définition est néanmoins réduite aux « énergies renouvelables économiquement disponibles » comme le solaire, l'éolien, l'hydroélectricité et la bioénergie pour la fourniture d'électricité par réseau et la fourniture d'accès aux services énergétiques en zone rurale.[4]

Les *Principes* se concentrent sur les aspects de la réglementation de l'intégration des sources d'énergie renouvelable dans les marchés de l'électricité existants. Les États membres de la CEDEAO en sont à différentes phases de l'introduction des politiques en matière d'énergies renouvelables. Le Cap-Vert, le Ghana, le Sénégal et la Gambie ont approuvé ou sont en train d'approuver des politiques en matière d'énergies renouvelables. Les autres pays se sont concentrés sur l'anticipation des développements des marchés et sur la mise en place d'infrastructures institutionnelles en réponse à la demande de la CEDEAO[5] quant aux objectifs à atteindre en matière d'énergies renouvelables. Dans les années à venir, les gouvernements membres de la CEDEAO introduiront des politiques en matière d'énergies renouvelables dans leurs pays respectifs et définiront les mandats des autorités ou agences de réglementation nationales. Dans ce contexte, l'inventaire des hypothèses fondamentales, approches, mécanismes, outils, meilleures pratiques et expériences nationales sur les problèmes clés posés dans le domaine de l'énergie propre fourni dans les *Principes* devrait s'avérer très utile.

Bien que les *Principes* ne constituent pas un manuel technique, ce document contient néanmoins certaines formules et certains mécanismes de réglementation. Ce document offre la possibilité d'identifier et de comprendre le raisonnement qui sous-tend les décisions principales en matière de réglementation et d'étudier les implications de ces mêmes décisions dans des contextes spécifiques. Les *Principes* ont été conçus afin d'aider les décideurs du secteur de l'énergie qui essaient de choisir la méthodologie appropriée en vue de mettre en place, définir et mettre à jour les prix de rachat, les droits et coûts de connexion et les règles d'équilibrage.

La CEDEAO, qui représente une population de trois cents millions de personnes, est une région économique dotée d'un potentiel considérable apte à attirer des investissements dans le secteur des énergies renouvelables. Le processus d'établissement d'un marché régional de l'électricité a commencé, mais les divers systèmes électriques présents dans les 15 États membres possèdent des structures de marché et règles différentes. L'intégration des marchés de l'électricité, ainsi que des règles en matière de réglementation et d'ordre technique, serait avantageuse pour les États membres de la CEDEAO. Il faudra du temps pour que ce niveau d'intégration soit atteint ; cependant, tout manque d'harmonisation au niveau régional ne devrait pas empêcher l'intégration des énergies renouvelables dans les marchés de l'électricité nationaux existants.

L'intégration des systèmes électriques de la plupart des pays de la CEDEAO est de type vertical et ces systèmes sont dominés par les entreprises de service public nationales. Parce que les quelques IPP qui existent sont confinés à une poignée de contrats d'achat d'électricité (PPA), le nombre des parties prenantes actives dans le secteur électrique est limité. Les exemples observés dans le monde entier indiquent qu'en général les systèmes à énergie renouvelable sont développés non pas par les compagnies d'électricité nationales, mais plutôt par de nouveaux acteurs qui investissent dans ce secteur : entreprises nationales ou internationales, publiques ou privées, entreprises locales de distribution d'électricité, grands consommateurs d'électricité, coopératives, banques, ou municipalités. Ceux-ci ne remplacent pas les compagnies d'électricité existantes, mais existent parallèlement à celles-ci et contribuent de nouvelles ressources au système électrique. En général, un certain degré de libéralisation du secteur de la production d'électricité est un prérequis pour introduire une législation adaptée aux énergies renouvelables visant à permettre aux IPP d'entrer dans le marché. Cependant, même sans une nouvelle législation spécifiquement axée sur les énergies renouvelables, il se peut que la législation existante donne au régulateur des pouvoirs suffisants pour faciliter l'intégration des énergies renouvelables.

Les *Principes* définissent dans les grandes lignes les normes générales de réglementation pour les sources d'énergie renouvelable, en se concentrant sur le rôle des autorités de réglementation. Bien que les *Principes* se concentrent spécifiquement sur l'énergie renouvelable, un grand nombre de réglementations et de problèmes discutés ici valent également pour la réglementation en général. Toutefois, l'introduction ou l'expansion de l'énergie renouvelable dans un secteur énergétique reposant traditionnellement sur les combustibles fossiles nécessite généralement un renforcement des capacités institutionnelles de l'autorité de réglementation et des autres agences et bureaux pertinents. L'introduction d'une politique spécifique en matière d'énergies renouvelables entraîne nombreux changements dans le secteur de l'électricité : les autorités sont appelées à fixer les prix et mettre en place des dispositifs d'incitation et les mettre à jour, récupérer les coûts à travers les tarifs aux consommateurs finaux, réglementer l'accès au réseau, et établir les droits et coûts de connexion. Il est très difficile d'anticiper les implications et conséquences diverses et variées au début du processus. Les États membres de la CEDEAO peuvent tirer des enseignements des expériences des autres pays, mais ils doivent aussi régler les problèmes qui sont spécifiques à leurs contextes locaux.

La 1re partie des *Principes* explique comment établir un environnement institutionnel fort au sein duquel les rôles et les responsabilités sont clairement définis entre les trois principaux acteurs : le gouvernement, le régulateur et l'opérateur du réseau. Le cas du Ghana sert à illustrer l'utilité de l'établissement d'un comité directeur chargé de guider la mise en œuvre d'une politique en matière d'énergies renouvelables dans le marché de l'électricité. Cette

première partie donne aussi des exemples montrant comment l'adoption de pratiques de consultation et d'évaluations d'impact peut renforcer les décisions de réglementation clés. Ces instruments aident à (1) faciliter le processus décisionnel (2) transmettre des enseignements tirés des expériences des différentes parties prenantes, et (3) identifier les problèmes et erreurs potentiels qui ne sont souvent découverts que plus tard.

La 2e partie des *Principes* s'intéresse aux règles économiques de la réglementation, en abordant spécifiquement la question de la fixation des prix et de la rémunération des sources d'énergie renouvelable. L'introduction d'un mécanisme de rachat garanti est sans doute le choix le plus efficace pour promouvoir les sources d'énergie renouvelable au sein des marchés de l'électricité de la CEDEAO, qui sont actuellement caractérisés par une concurrence limitée dans les secteurs de la production et de la fourniture d'électricité et par des marchés nationaux de petite taille. La facturation nette (*net-metering*) constitue aussi une manière efficace de promouvoir les sources d'énergie renouvelable, car contrairement à un mécanisme de rachat garanti, la facturation nette ne nécessite qu'un compteur pour relever la production et la consommation. Les investisseurs considèrent généralement qu'un tarif de rachat garanti (FIT) réglementé et la facturation nette présentent moins de risques que d'autres instruments de rémunération, comme les systèmes de certificat vert. Étant donné que l'intérêt des régulateurs nationaux de la CEDEAO qui ont pris part aux ateliers s'est porté particulièrement vers le mécanisme de rachat garanti plutôt que sur tout autre instrument, les *Principes* prennent ce sujet pour axe — toutefois, cela ne signifie pas que d'autres mécanismes ne pourraient pas s'avérer tout aussi appropriés. Pour obtenir de plus amples informations sur d'autres mécanismes (comme les enchères d'énergies renouvelables), la NARUC a publié un Manuel à l'intention des régulateurs, *Encourager les énergies renouvelables* : *Manuel à l'intention des réglementateurs internationaux de l'énergie (*disponible sur le site Web de la NARUC).[6]

Le risque du capital est l'obstacle le plus important à la pénétration des sources d'énergie renouvelable. L'un des rôles du régulateur est d'équilibrer le risque de l'investisseur avec le besoin de protéger les utilisateurs finaux contre tout coût d'électricité excessif et inapproprié. Il est important de remarquer que lorsque les coûts de production des sources d'énergie renouvelable sont identiques ou inférieurs aux coûts de production de l'électricité à partir des combustibles fossiles et qu'il n'y a pas de risque de compensation systématique, il n'y a aucune raison de restreindre l'accès au marché, dans les pays développés comme dans les pays en voie de développement. L'introduction d'un FIT basé sur le principe du coût de production évité — ce qui constitue sans doute la méthode la plus facile à adopter — nécessite du régulateur qu'il effectue une analyse des coûts exacte à court et à long terme de l'infrastructure de production existante et d'une nouvelle unité productrice. Le coût marginal de production de la nouvelle unité productrice est évalué de près. Quand les régulateurs effectuent cette évaluation des coûts, ils doivent faire très attention aux éventuels frais cachés, comme la volatilité des combustibles fossiles ou les incitations indirectes ou directes et les subventions rattachées aux combustibles fossiles, frais qui sont remboursés par le budget national. Cependant, en fonction du contexte national et des priorités, un FIT basé sur des coûts spécifiques aux technologies, plutôt que sur les coûts évités, peut représenter une méthodologie plus efficace.

Cette partie expose les principes à prendre en compte lors du choix entre un FIT basé sur le coût de production évité et une méthodologie de coûts spécifiques aux technologies. Les études de cas du Ghana et de la Gambie, ainsi que des exemples provenant de la Tanzanie, de l'Allemagne et de l'Italie, illustrent les mécanismes de fixation et de mise à jour des tarifs. Bien qu'il existe de nombreuses façons de concevoir un mécanisme de rachat garanti, aucun mécanisme ne saurait être optimal en

termes absolus. Cette partie offre une vue d'ensemble des questions dont il faut tenir compte avant de choisir une méthodologie plutôt qu'une autre. Il est crucial de choisir un mécanisme qui soit transparent et compréhensible et qui repose sur une méthodologie solide et claire. Pour réduire autant que possible le risque et l'incertitude pour les investisseurs, un mécanisme de rachat garanti doit être exhaustif et doit identifier de façon claire les rôles institutionnels et les responsabilités. Il est recommandé de commencer le processus par un FIT simplement conçu.

Pour éviter tout retard et tout litige inutiles, cette partie suggère que les régulateurs peuvent faciliter les projets d'énergies renouvelables en introduisant un format standard de contrats d'achat d'électricité (PPA), adopté par toutes les parties impliquées. La facturation nette compte parmi les autres possibilités visant à promouvoir les sources d'énergie renouvelable. La facturation nette régule l'échange d'électricité entre les consommateurs finaux et le service public. Si les possibilités de facturation nette ne sont pas prévues par la législation, les autorités de réglementation peuvent les introduire à travers la réglementation, favorisant ainsi le marché du petit photovoltaïque (PV), par exemple, sans aucun coût pour le système. L'impact d'une politique en matière d'énergies renouvelables sur les tarifs finaux doit être surveillé au moyen d'une évaluation d'impact afin d'aider le régulateur à évaluer les différentes variables, en particulier les coûts et les bénéfices du système. Comme nous le décrirons plus tard, le régulateur doit aussi évaluer l'impact des interfinancements causés par diverses conceptions de tarifs et divers dispositifs prévus dans les politiques en matière de facturation nette. La capacité de contrôler les coûts du système offre des opportunités de faire des investissements plus utiles dans des projets à long terme comme l'emploi, la sécurité de la fourniture, la croissance et l'environnement au niveau national.

La 3e partie des *Principes* traite du concept de définition d'une méthodologie des droits de connexion et des coûts de connexion, sujets qui appelleront une part considérable de participation de la part des régulateurs. Le régulateur doit s'assurer qu'une procédure transparente et non discriminatoire soit en place pour connecter les sources de production. Les droits de connexion des producteurs d'électricité indépendants (IPP) doivent être affirmés par la législation et les régulateurs doivent incorporer les spécifications techniques et économiques des connexions d'énergies renouvelables dans le code du réseau national. Le code de réseau contient les normes techniques pour les unités de production souhaitant être connectées. Les exigences techniques sont généralement définies conjointement par le régulateur et l'opérateur du système (OS) et sont rendues publiques par l'intermédiaire d'une ordonnance. Le code de réseau établit les paramètres pour les connexions haute, moyenne et basse tension. Les usagers qui respectent ces paramètres peuvent accéder au réseau sans restrictions, sauf quand les lignes auxquelles l'IPP veut se connecter sont encombrées et quand la capacité disponible est limitée. Quand cela s'avère nécessaire, le régulateur doit établir des règles d'accès en cas de capacité de connexion limitée et instituer une procédure de gestion de la file d'attente qui peut reposer sur un principe de type « premier arrivé, premier servi » ou sur un principe d'appel d'offres.

En matière de réglementation des droits de connexion, les détails ont une grande importance. Le calendrier de mise en service des centrales doit être défini par voie de réglementation et au moyen d'un contrat de connexion standard. Les régulateurs peuvent également être appelés à vérifier l'appui financier des investisseurs potentiels afin d'éviter d'attribuer des droits de connexion à des promoteurs qui seraient incapables de financer la construction des centrales. Les coûts de connexion supposent deux composantes : des coûts de connexion dits « *shallow costs* », principe selon lequel les promoteurs de centrales ne paient que la connexion allant de leur installation au poste le plus proche,

et des coûts dits « *deep costs* », principe selon lequel les promoteurs paient aussi les coûts se rapportant au renforcement du réseau après le raccordement de la nouvelle unité de production. Les coûts de connexion de type *shallow* sont les plus faciles à établir. Dans les systèmes électriques intégrés verticalement, le régulateur doit s'assurer que la compagnie en place ne fasse pas de la discrimination à l'encontre des nouvelles compagnies essayant d'accéder au marché de l'électricité en introduisant des obstacles inappropriés à la connexion des nouvelles centrales.

L'équilibrage du système est l'un des éléments clés devant entrer en ligne de compte. Les coûts d'équilibrage liés à certaines nouvelles technologies sont extrêmement imprévisibles. Demander aux producteurs d'énergie renouvelable de supporter les coûts d'équilibrage pourrait avoir pour conséquence d'augmenter le risque d'investissement de manière considérable. Or, l'augmentation de ce risque se reflétera dans des tarifs d'énergies renouvelables plus élevés, rendant le dispositif de soutien de l'énergie renouvelable plus cher que dans un scénario où les coûts d'équilibrage sont socialisés et où d'autres mesures sont en place pour renforcer la stabilité du système. La CEDEAO vise à accroître le ratio des énergies renouvelables dans le mix électrique de la région de jusqu'à 10 % d'ici 2020 et jusqu'à 19 % d'ici 2030.

La 3^{e} partie contient une liste des mesures de réglementation et politiques qui peuvent être appliquées pour renforcer la fiabilité du système et ainsi distribuer en toute sécurité un quota supérieur de production renouvelable. Dans le cas des technologies photovoltaïques (PV), par exemple, faire le choix de construire un nombre plus élevé de centrales de petite taille au lieu d'un nombre réduit de centrales de taille plus importante aura pour conséquence d'augmenter la stabilité du système sans augmenter considérablement les coûts liés à son développement. De même, faire le choix de diversifier les technologies de production renouvelable au lieu d'encourager uniquement les technologies PV aura pour conséquence d'augmenter la stabilité du système sans augmenter considérablement les coûts liés à son développement.

But et Objectifs du Document

Les *Principes de réglementation de l'énergie propre dans la région de la CEDEAO* ont été élaborés dans le cadre du partenariat USAID-NARUC de réglementation régionale en Afrique de l'Ouest sous les auspices de la mission USAID/Afrique de l'ouest. La brochure de l'USAID *Climate Change and Development Strategy 2012–2016* (Changement climatique et stratégie de développement 2012-2016) met l'accent sur l'importance de l'établissement de systèmes énergétiques à faible teneur en carbone, du renforcement de l'incorporation de l'énergie renouvelable et des combustibles à faible teneur en carbone, et de l'amélioration de notre efficacité énergétique dans les marchés énergétiques existants.[7] Cette stratégie souligne aussi que les « investissements à grande échelle dans l'énergie propre nécessiteront un environnement favorable comprenant des politiques, lois, réglementations et institutions appropriées ; et tout effort d'adaptation fructueux résulte de processus reposant sur la participation dont les parties prenantes sont le moteur. » [8]

Le but des *Principes* est de compléter et étayer ces objectifs en fournissant aux régulateurs de la CEDEAO un guide pratique pouvant faciliter l'intégration des pratiques énergétiques propres et modernes dans des marchés énergétiques traditionnels en évolution. Ce document offre aux agences de réglementation et aux responsables des politiques un inventaire des hypothèses fondamentales, approches, mécanismes, outils, meilleures pratiques et enseignements tirés spécifiques à divers pays concernant les problèmes clés posés dans le domaine de l'énergie propre. Conçus comme une ressource pour toute la région de la CEDEAO, les *Principes* incorporent les meilleures pratiques en fonction du contexte local et prennent en compte les marchés énergétiques, ressources naturelles, priorités sociales et environnementales et autres facteurs spécifiques à cette région.

La NARUC collabore avec l'Autorité de Régulation Régionale du Secteur de l'Électricité de la CEDEAO (ARREC), l'Autorité du Gazoduc de l'Afrique de l'Ouest (AGAO) et le Centre pour les Énergies Renouvelables et l'Efficacité Énergétique de la CEDEAO (CEREEC) pour examiner la réglementation de l'énergie propre dans les pays de la CEDEAO sélectionnés et pour identifier les besoins existants et les défis prévisibles auxquels les régulateurs seront confrontés dans la région pour les années à venir. En 2012, la CEDEAO a organisé plusieurs projets visant à aider à promouvoir l'établissement d'un cadre régional pour la mise en œuvre de l'initiative Sustainable Energy for All (SE4ALL, Énergie durable pour tous). Ces projets s'intéressaient à l'amélioration des pratiques en matière d'énergie renouvelable et d'efficacité énergétique dans les marchés de l'électricité. Au cours de ce processus, en octobre 2012, les ministères de l'Énergie de la CEDAO ont adopté un plan d'action à l'échelle régionale, un document de politique qui fixe des objectifs en matière d'énergie renouvelable dans la région et qui promeut l'introduction et la consolidation des politiques et stratégies en matière d'énergies renouvelables au niveau des États membres. Certains États ont déjà introduit, ou sont en train d'introduire, des mécanismes spécifiques de soutien de l'énergie propre. La réglementation jouera un rôle majeur dans cette transformation des marchés de l'énergie et de l'électricité dans les pays de la CEDEAO.

Un groupe initial composé de cinq organismes de réglementation en matière d'électricité issus de cette région possédant une expérience des politiques et de la réglementation en matière d'énergies renouvelables ont participé à l'élaboration des *Principes :* l'Agência de Regulação Económica (ARE) du Cap-Vert, la Commission de Régulation du Secteur de l'Électricité (CRSE) du Sénégal, l'Energy Commission (EC) du Ghana, la Public Utilities Regulatory Authority (PURA) de la Gambie et la Public Utilities Regulatory Commission (PURC) du Ghana. Ce document réunit l'expérience de la NARUC

dans les politiques et la réglementation en matière d'énergie propre et les études de cas spécifiques des pays participants. Ce document s'est grandement enrichi du dialogue et du partage d'informations qui ont eu lieu durant trois ateliers techniques organisés par la NARUC à Praia (Cap-Vert) en mai 2013, et à Accra (Ghana) en octobre 2013 et avril 2014.

Dans nombreux pays, l'élaboration de politiques et de mécanismes de marché visant à promouvoir le développement de l'énergie propre est un concept relativement nouveau. La plupart des systèmes électriques en place dans les pays de la CEDEAO sont verticalement intégrés, c'est-à-dire que les compagnies nationales fournissent les services électriques à toutes les étapes du système : production, transport, distribution, mesure et vente. Bien que les sources d'énergie renouvelable puissent être développées au sein des industries nationales de l'électricité, l'introduction de politiques en matière d'énergie propre coïncide souvent avec l'ouverture des marchés verticalement intégrés aux producteurs d'électricité indépendants (IPP). Ce processus nécessite l'élaboration d'un cadre juridique qui s'étende au-delà de l'intégration des sources d'énergie renouvelable dans les marchés de l'électricité existants. Ceci permet la réglementation de l'accès des IPP au secteur de la production. Une législation et des réglementations spécifiques de niveau secondaire doivent être élaborées pour rendre cette intégration possible. Chaque État adopterait une législation primaire spécifique au pays ; les législations et réglementations secondaires ultérieures seront spécifiques à chaque contexte. Bien que les marchés de l'électricité et de l'énergie qui en résulteront varieront de pays à pays, et que les mandats des agences de réglementation seront différents, certains pays ont avancé dans l'adoption et la mise en œuvre de cadres juridiques adaptés aux énergies renouvelables et leur expérience en matière de réglementation peut s'avérer utile aux pays qui envisagent une action comparable. Cependant, nombreux des principes principaux de l'intégration de l'énergie renouvelable seront les mêmes. Du fait que la plupart des pays identifiés entament à peine le processus de développement du marché et d'intégration de l'énergie renouvelable, une part d'harmonisation aussi grande que possible profiterait à la région de la CEDEAO tandis qu'elle devient de plus en plus attrayante pour les investisseurs.

Pour contribuer à établir un marché de l'électricité efficace, indépendamment de la quantité de travail imposée par ce processus, les régulateurs doivent conseiller, soutenir, collaborer et partager leurs connaissances avec les responsables des politiques, les acteurs du marché, les consommateurs et les autres parties prenantes. Bien que ce document repose sur quatre études de cas spécifiques à des pays (Cap-Vert, Ghana, Sénégal et Gambie), il n'existe pas de méthode optimale pour élaborer les réglementations de l'énergie propre. Un cadre juridique s'appuie sur un grand nombre d'ingrédients, de conceptions de marché, de priorités, de défis et de structures de gouvernances différentes aux échelles régionale, nationale, locale. Afin d'établir des marchés de l'énergie propre efficients et efficaces, les responsables des politiques, les institutions et les acteurs du marché doivent partager leurs expériences et connaissances techniques. Nous espérons que d'autres organismes de réglementation nationaux de la CEDEAO mettront ces expériences à profit comme point de départ pour adopter des mesures similaires dans leurs propres contextes politiques et réglementaires.

1re Partie. Principes Clés

Les principes clés de la réglementation en matière d'énergies renouvelables sont présentés dans l'ordre dans lequel ils apparaissent dans ce document : rôles et responsabilités, rémunération des énergies renouvelables, règles de connexion et d'équilibrage, et consultation et évaluation d'impact. Nombreux de ces principes s'appliquent à la réglementation en général et pas seulement à la réglementation en matière d'énergies renouvelables. En outre, ces principes ne sont pas statiques. Quand les réglementations doivent être modifiées, les principes qui les étayent doivent être mis à jour, eux aussi ; les *Principes* sont conçus comme un document vivant.

A. Rôles et Responsabilités

- **Reconnaître que le développement des énergies renouvelables est un objectif de la politique économique et énergétique nationale** qui peut avoir des impacts positifs sur l'emploi national, l'industrie locale, la sécurité de la fourniture, et la santé de l'environnement (en particulier en ce qui touche le changement climatique). Une telle reconnaissance a été exprimée au niveau de la CEDEAO. En outre, ce développement ouvre le marché aux investisseurs – et ce d'autant plus si l'harmonisation des règles dans la région de la CEDEAO permet d'accéder à un marché régional.
- **Dédier des ressources financières et humaines suffisantes pour mettre en œuvre la réglementation des énergies renouvelables**, parce qu'il s'agit d'un concept nouveau qui peut poser des défis considérables pour les autorités nationales.
- **Identifier clairement les entités compétentes pour gérer le secteur de l'électricité et définir les droits de connexion.** Un cadre juridique complet doit s'appuyer sur des règles de base, et la coordination entre les ministères, le régulateur et les opérateurs des systèmes est une condition préalable au développement d'un marché d'énergie renouvelable efficace ou à la libéralisation du secteur en général.
- **Réduire les risques liés à la réglementation autant que possible en encourageant des réglementations transparentes et bien définies.** Parce que les investissements de capitaux constituent la proportion majeure des coûts totaux de la production d'énergies renouvelables, ces sources d'énergie renouvelable sont très exposées aux risques liés au marché et à la réglementation. Un cadre juridique robuste augmente la prévisibilité du marché et fournit aux participants au marché les informations dont ils ont besoin pour formuler leurs analyses et hypothèses de marché. Quand les acteurs du marché sont convaincus que le risque ne peut pas être clairement évalué ou qu'il est trop élevé, ils refusent d'investir leurs capitaux ou exigent un coût de capital élevé ou des garanties de la part du gouvernement avant d'investir. Un niveau élevé de risque est un obstacle fréquent du développement des énergies renouvelables, ce qui est vrai pour tous les IPP.
- **Concevoir des politiques pouvant être adaptées à des circonstances changeantes et qui incluent des signaux de prix pour les marchés.** Parce que les investissements dans les sources d'énergie renouvelable sont amortis sur une longue période, la stabilité en matière de réglementation est vitale pour les clients, le service public et les investisseurs potentiels. Les exemples observés dans le monde entier indiquent que, bien que le fait d'entreprendre des examens réguliers de la réglementation puisse stimuler la confiance des investisseurs et puisse constituer une manière efficace d'attirer des investissements, les changements de politique rétroactifs peuvent avoir l'effet inverse.

- **L'absence d'une nouvelle législation en matière d'énergies renouvelables ne doit pas être vue comme quelque chose empêchant absolument toute réglementation de l'énergie renouvelable élaborée et mise en œuvre par le régulateur.** Certains des États membres de la CEDEAO ont déjà mis en place une législation en matière d'énergies renouvelables. Toutefois, le changement de la législation se révèle parfois un processus difficile et long. Par conséquent, il est parfois souhaitable que le régulateur commence par utiliser les pouvoirs dont ils disposent (si le cadre existant le permet) pour soutenir l'énergie renouvelable jusqu'à ce qu'une nouvelle législation puisse définir le rôle du régulateur avec plus de clarté.

B. Rémunération de l'Ènergie Renouvelable

- **La plupart des marchés de l'électricité existants doivent être transformés à des degrés différents pour mieux intégrer les sources d'énergie renouvelable.** Dans certains contextes, les modifications peuvent être réalisées sans ajout de coûts pour le consommateur final. En situation de parité des coûts, les sources d'énergie renouvelable devraient être préférées aux sources énergétiques à base de combustibles fossiles en raison de leurs autres attributs, comme la faiblesse de l'impact carbone et la stabilité des prix.
- **Un soutien économique est nécessaire pour développer certaines sources d'énergie renouvelable.** Les incitations devraient être décidées en tenant compte des autres priorités nationales, sans offrir une rémunération excessive aux investisseurs. Les agences de réglementation peuvent être appelées à concevoir et surveiller la mise en œuvre des dispositifs d'incitation.
- **De nombreuses manières existantes permettent d'inciter au développement des énergies renouvelables.** Les incitations sont d'ordre économique et/ou technique. Les gouvernements qui introduisent des cadres juridiques nationaux adaptés aux sources d'énergie renouvelable font souvent appel aux régulateurs pour soutenir et mettre en œuvre des politiques incitatives dans les marchés de l'électricité. Dans certains cas, des décisions de réglementation peuvent offrir des incitations de type implicite. Encourager l'industrie nationale est un moyen courant d'aider le développement des sources d'énergie renouvelable. Des dispositifs d'incitation spécifiques favorisant l'industrie et les produits nationaux peuvent être conçus sur mesure pour atteindre cet objectif, mais ces dispositifs ne sauraient se traduire par des restrictions commerciales sur les importations des technologies renouvelables, qui pourraient retarder la croissance globale du secteur des énergies renouvelables. Le régulateur devrait encourager des clauses favorables au service de réserve ou de veille, de sorte que les industries nationales disposant des moyens financiers d'autoproduction contribuent aux coûts du système. Ceci aide le service public national à récupérer ses coûts fixes même lorsque l'électricité n'est pas fournie. Par conséquent, le service public national est mieux positionné pour inciter le développement des énergies renouvelables.
- **Des tarifs de rachat garanti (FIT) ou mécanismes de marché (par ex. systèmes de certificat vert) peuvent être employés pour rémunérer l'électricité renouvelable.** En tenant compte de la législation existante et en évolution dans les pays de la CEDEAO, un FIT peut constituer un mécanisme approprié pour rémunérer l'électricité renouvelable. Il existe diverses méthodologies pour établir les FIT, mais les deux les plus couramment utilisées reposent sur les concepts du coût de production évité et du coût spécifique à la technologie. Le premier rémunère les sources d'énergie renouvelable sur la base du coût de production pour le système, tandis que l'autre définit un FIT en fonction du coût de technologies

renouvelables spécifiques. Parce que ces deux méthodologies présentent chacune leurs avantages et inconvénients, il revient aux corps législatifs et aux régulateurs de choisir les dispositifs d'incitation qui fonctionneront avec le plus d'efficacité dans le cadre des priorités et objectifs nationaux en matière d'énergie.

C. Connexions Techniques et Principes d'Èquilibrage

- **Pour permettre aux IPP d'entrer sur le marché, le secteur de la production doit être ouvert.** Ceci est possible même dans une industrie électrique verticalement intégrée. Quand les marchés sont intégrés verticalement, le régulateur facilite l'intégration des sources d'énergie renouvelable dans les marchés existants, précisément en établissant des règles de connexion qui empêchent la compagnie en place d'initier des pratiques discriminatoires.
- **La fixation des prix et les réglementations devraient harmoniser une approche reflétant entièrement les coûts ainsi que le besoin de socialiser les coûts afin de permettre aux entreprises de service public de réformer l'infrastructure existante et de rendre le système global plus adapté à la distribution des futures sources d'énergie renouvelable.** Dans le processus visant à établir des tarifs reflétant les coûts, les régulateurs devraient garder à l'esprit que le réseau de transport existant a été construit en grande partie pour distribuer l'électricité produite par des ressources non intermittentes et centralisées. Les réseaux électriques futurs, au contraire, verront probablement la participation de différentes technologies, en particulier les sources d'énergie renouvelable. Le coût de l'amélioration du système dans son ensemble ne doit pas être pris pour le coût de la connexion des nouvelles centrales. Pour cette raison, la définition des droits de connexion et des coûts de connexion (de type *shallow* ou *deep*) est l'une des tâches les plus difficiles qui attendent les régulateurs, tout en préservant le principe de la réflectivité des coûts, car il n'est pas toujours aisé de savoir quels coûts sont introduits par une nouvelle connexion et quels autres coûts représentent, en fait, un développement nécessaire vers un système moderne.
- **Le développement de la capacité en énergies renouvelables est souvent réalisé en combinant des centrales de petite et grande taille.** Dans des zones sélectionnées dans un pays pourvu d'un potentiel en matière d'énergies renouvelables, mettre en service non seulement des centrales de grande taille, mais plusieurs centrales de petite taille exploitant, de plus, des technologies différentes. Établir ce modèle de développement en permettant à des IPP exploitant diverses technologies d'accéder au secteur de la production et en adoptant un code de réseau qui soit facilement accessible. Les régulateurs devraient songer à exiger des entreprises de service public qu'elles leur soumettent un plan des ressources intégrées. Ce plan comprend une prévision des capacités de charge et de production, permettant au régulateur de comprendre les impacts potentiels de la production des énergies renouvelables à l'avenir.
- **La réglementation doit satisfaire les besoins du marché pour répondre aux nouvelles circonstances, aux nouveaux prix et aux nouvelles technologies, et au désir de stabilité de l'investisseur en énergies renouvelables.** Les FIT et régimes de facturation nette sont dynamiques parce qu'ils donnent aux régulateurs la possibilité de répondre aux évolutions des circonstances, prix et technologies. Par conséquent, le régulateur peut dévier d'un principe strictement basé sur les coûts et envisager d'autres approches. Toutefois, il est important de réduire le risque d'investissement en établissant un processus clair visant à répondre aux circonstances qui ont un impact sur les différents dispositifs favorisant les énergies renouvelables. Les investisseurs accepteront une

rémunération du capital plus faible dans les marchés dans lesquels ils investissent avec confiance. Le coût d'équilibre est un exemple de cela. Quand les producteurs d'énergies renouvelables doivent payer les coûts d'équilibrage, ils ont tendance à demander une rémunération plus élevée sur leur investissement en raison de l'imprévisibilité du risque d'équilibrage. Il en résulte des coûts globaux liés au système plus élevés. Cependant, il n'y aura pas de coût d'équilibrage avec un portefeuille d'énergies renouvelables diversifié, des ressources distribuées placées de façon adéquate, et des technologies prévisibles.

D. Consultation et Èvaluations d'Impact

- **Les décisions en matière d'énergies renouvelables doivent être éclairées à la fois par des processus de consultation et des évaluations d'impact.** Le processus de consultation doit être transparent et inclure toutes les parties prenantes. Les régulateurs peuvent entreprendre une évaluation d'impact qui ne soit pas aussi exigeante en termes de ressources qu'une évaluation faite par le régulateur, mais la conclusion doit identifier les paramètres de l'évaluation d'impact, qui est un exercice qui teste la réglementation proposée sur une période donnée afin d'anticiper les coûts et les avantages potentiels d'une nouvelle décision. En fait, l'évaluation d'impact entre dans le processus décisionnel en aidant le décideur à quantifier les impacts d'une réglementation proposée. L'investissement d'aujourd'hui dans les énergies renouvelables façonnera le marché de l'électricité de demain de nombreuses manières.

2e Partie. Sélection de Politiques Nationales en Matière d'Énergies Renouvelables et Harmonisation dans la Région de la CEDEAO

A. Politiques Nationales en Matière d'Énergies Renouvelables dans une Sélection de Pays de la CEDEAO

Pour chaque agence de réglementation ayant pour tâche de concevoir les règles d'un marché de l'énergie propre et des mécanismes de rémunération, il existe différents mandats, rôles et responsabilités. La législation primaire de chaque pays établit les objectifs et cibles des politiques ainsi qu'un cadre juridique basique pour chaque régulateur. Les politiques régionales et les directives peuvent avoir une forte influence sur les législations nationales, comme c'est le cas dans l'UE, par exemple. Dans d'autres contextes, comme la région de la CEDEAO, une supervision et des objectifs non obligatoires en matière d'énergie propre sont fournis au niveau régional, mais les pays membres sont libres de choisir les instruments de politique et les dispositifs d'incitation qu'ils jugent appropriés. Avec la supervision du régulateur régional, il est toutefois souhaitable d'établir un consensus sur les points clés, de sorte que l'harmonisation régionale puisse être réalisée.

Cap-Vert

En termes de capacité de production d'énergie propre installée, le Cap-Vert est sans doute le marché de l'énergie renouvelable le plus avancé de la région. Les politiques nationales dans la plupart des îles de l'archipel encouragent fortement l'installation des énergies renouvelables en raison du coût élevé des combustibles fossiles et de l'abondance des ressources renouvelables (éoliennes et solaires). Les centrales existantes ont été construites dans le cadre de PPA signés entre les IPP et la compagnie d'électricité nationale. Le PPA définit le prix de rachat à long terme, une méthodologie de mise à jour du prix et le coût de connexion. Le coût de rachat (fixé légèrement en dessous du coût de production évité pour la compagnie d'électricité nationale) est ensuite incorporé au tarif final par l'Agência de Regulação Económica (ARE) du Cap-Vert. Les paramètres de connexion ont été acceptés par les parties. L'opérateur du système (OS) de l'île gère l'équilibrage du système directement avec l'opérateur de la centrale. Le rôle de l'ARE en termes de réglementation des centrales renouvelables a jusqu'ici été limité. Le gouvernement a défini des objectifs en matière d'énergies renouvelables ambitieux,[9] et a approuvé un nouveau cadre juridique pour l'énergie propre en 2011. Cependant, les réglementations secondaires contenant les détails se rapportant à la rémunération de l'électricité, à la méthodologie employée pour rembourser les investissements, au code du réseau et aux règles d'équilibrage restent à définir. Au début de 2014, le mandat de l'ARE concernant la réglementation des énergies renouvelables a été renforcé pour donner au régulateur un rôle plus pertinent dans ce processus. Le développement de capacités d'énergie renouvelable supplémentaires au Cap-Vert soulève de nouveaux défis : équilibrage de l'énergie renouvelable, diversification des technologies d'énergies renouvelables, construction d'une infrastructure de stockage et intégration des sources d'énergie renouvelable avec les processus de traitement des eaux.[10] Ces défis pourraient être relevés en introduisant des régimes tarifaires de type avancé . Par exemple, le Cap-Vert envisage des tarifs de capacités résidentielles pour contribuer à réduire le pic du système et à encourager la facturation nette. La législation du Cap-Vert fournit une possibilité de facturation nette pour les petits producteurs d'électricité,[11] mais parce que les règles de connexion n'ont pas été définies, quelques projets pilotes seulement ont été mis en œuvre à ce jour.

Le Ghana

Le Ghana a adopté le *Renewable Energy Act* (Loi sur les énergies renouvelables) en 2011. Selon l'article 5 de cette loi, la Public Utilities Regulatory Commission (PURC) est chargée de fixer les tarifs des énergies renouvelables. La législation primaire ne spécifie pas quelle méthodologie ou quel niveau de tarif devraient être introduits ni ne fixe une échéance pour l'approbation d'un tarif d'énergie renouvelable. Les agences de réglementation PURC et EC[12] ont élaboré un régime FIT pour les différentes sources d'énergie renouvelable et ont mis en œuvre un processus de consultation pour le tarif d'énergie renouvelable proposé. En juillet 2013, PURC a publié des niveaux de tarif pour diverses technologies d'énergies renouvelables. Certaines règles de mise en œuvre n'ont pas encore été élaborées et sont en cours de discussion. PURC a approuvé un code de réseau en 2009,[13] mais celui-ci n'inclut pas de clauses spécifiques se rapportant aux usines renouvelables. Le Ghana envisage d'introduire un marché des capacités de réserve, la réglementation de l'équilibrage des énergies renouvelables et a approuvé une politique avancée visant à promouvoir l'efficacité énergétique. Cette politique a été élaborée conjointement avec un processus de consultation et une évaluation de l'impact de la réglementation, ce qui constitue un exemple de meilleure pratique éventuel pour les autres pays de la CEDEAO.

Sénégal

Le Sénégal est le premier pays de la région de la CEDAO à avoir adopté, en 2009, une loi spécifique soutenant la pénétration des énergies renouvelables dans le marché de l'électricité. Cette loi reporte à plus tard l'approbation des détails spécifiques du mécanisme de soutien, qui seront abordés dans des textes législatifs futurs. Durant les deux années qui ont suivi l'adoption de la loi, le ministère de l'Énergie a été désigné comme homologue des entreprises privées pour les PPA d'énergies renouvelables. La Commission de Régulation du Secteur de l'Électricité (CRSE) du Sénégal définit les règles de connexion sur la base du code d'accès au réseau non discriminatoire (article 13) ainsi que le prix de rachat de l'électricité, bien que les règles de rachat doivent être définies par voie législative (article 14). La loi introduit aussi diverses mesures d'incitation fiscale et d'exonération d'impôts qui favorisent les technologies et entreprises renouvelables, et établit le droit de produire de l'électricité sans restrictions à partir des sources renouvelables pour l'autoconsommation.[14] Cependant, un cadre juridique complet visant à promouvoir l'intégration des énergies renouvelables dans le marché de l'électricité existant reste à définir.

La Gambie

En décembre 2013, la Gambie a adopté une loi sur les énergies renouvelables qui définit la plupart des éléments nécessaires pour créer un environnement juridique favorable aux énergies renouvelables. La méthodologie de fixation des prix approuvée repose sur le coût de production évité du coût marginal à long terme d'une nouvelle centrale électrique alimentée au fioul. La législation définit la méthodologie pour mettre à jour le tarif ainsi qu'un seuil de capacité d'énergie renouvelable et le pourcentage global de pénétration des énergies renouvelables. La Public Utilities Regulatory Authority de la Gambie (PURA) est principalement chargée d'appliquer la formule ACG (coût de production évité) en respectant les échéances définies. La législation comprend déjà des modèles de contrats de connexion et PPA. Le cadre juridique sera complété par l'introduction de normes techniques pour la connexion de la capacité d'énergies renouvelables, et des recommandations spécifiques sont en cours d'élaboration. PURA est aussi en train de finaliser un FIT avec les parties prenantes pertinentes.

B. Harmonisation dans la Région de la CEDEAO

La manière la plus efficace de développer un marché des énergies renouvelables consiste généralement à choisir des marchés régionaux de grande taille plutôt que des marchés nationaux plus petits. Les marchés de l'énergie régionaux présentent les avantages techniques, économiques et politiques suivants :

- Un marché de l'énergie régional attirerait plus d'investissements étrangers dans toute la région. Les marchés de petite taille n'attirent pas les investisseurs étrangers parce que les opportunités limitées ne valent pas le coût d'apprentissage de l'entrée sur le marché. Une fois qu'un niveau adéquat d'harmonisation est atteint dans une région de plus grande taille, les investisseurs y verront un environnement plus favorable pour exercer leurs activités.
- Définir des règles économiques et techniques est une condition préalable à l'intégration du réseau régional. Or, un plus grand nombre d'interconnexions facilite l'accès à des potentiels d'énergies renouvelables plus importants distribués de manière inégale entre les pays.
- Un marché de l'énergie régional permettrait l'introduction d'un cadre juridique standard qui établirait des recommandations communes en matière d'énergies renouvelables. Ce cadre servirait l'accélération du processus législatif au niveau du pays et faciliterait le partage des informations tout en identifiant les obstacles communs.
- Un marché de l'énergie régional soutiendrait les petits pays qui n'ont pas encore établi de politique en matière d'énergie propre en leur fournissant un ensemble standard de politiques, règles, objectifs et enseignements tirés des autres pays.
- Le développement des technologies d'énergies renouvelables sur une zone de plus grande taille renforcerait la position et l'importance de la CEDEAO sur le marché international, et créerait un plus grand nombre d'opportunités pour les nouvelles entreprises locales dans le secteur des sources d'énergie renouvelable.
- Les marchés de l'énergie bénéficieraient aussi d'une intégration économique totale dans la région de la CEDEAO. L'harmonisation des règles fiscales et d'importation, et le processus de convergence vers une meilleure intégration monétaire en particulier, facilitera un meilleur accès aux technologies d'énergies renouvelables et d'efficacité énergétique et créera un environnement d'investissement plus sûr. Un marché régional peut harmoniser l'intermittence dans le système en tenant compte du développement des diverses technologies d'énergies renouvelables. Par conséquent, le système devient plus fiable et moins risqué pour les investisseurs potentiels.

La CEDEAO a déjà pris les mesures suivantes pour intégrer les marchés de l'énergie et de l'électricité :

- Le Protocole sur l'énergie de la CEDEAO a été approuvé en 2003 (A/P4/1/03) afin d'établir un cadre juridique qui encourage la coopération à long terme dans le domaine de l'énergie.[15]
- L'ARREC a été établie pour faciliter l'adoption de dispositions établissant les cadres institutionnels et juridiques appropriés pour le développement du secteur de l'électricité en Afrique de l'Ouest et réglementer le commerce transfrontalier régional de l'électricité en Afrique de l'Ouest.[16]
- Le CEREEC a été fondé pour tenir lieu de centre des énergies renouvelables dans la région de la CEDEAO.[17]

- Le Système d'Échanges d'Énergie Électrique Ouest Africain (EEEOA), qui représente 14 des 15 pays membres de la CEDEAO, a été établi pour garantir l'intégration du système énergétique régional et le développement d'un marché de l'électricité régional.[18]
- La conférence des Chefs d'État et de Gouvernement de la CEDEAO a approuvé l'EREP au mois de juillet 2013. L'EREP vise à accroître la part de l'énergie renouvelable dans le mix électrique global de la région pour qu'elle atteigne 10 % d'ici 2020 et 19 % d'ici 2030.[19]
- Un plan d'action a été adopté comme partie intégrante de l'EREP qui contribue à atteindre les objectifs régionaux de la CEDEAO de 2020 et 2030 en exigeant des 15 pays de la CEDEAO qu'ils adoptent des Politiques (PNER) et Plans d'action nationaux sur les énergies renouvelables (PANER).

Le développement de l'énergie renouvelable en soi peut également offrir l'opportunité d'intégrer et d'harmoniser les marchés de l'énergie de la CEDEAO pus rapidement. Initialement, toutefois, il se peut qu'une politique énergétique — en particulier une politique en matière d'énergies renouvelables — ne cadre pas bien avec le processus plus large de l'harmonisation des marchés et politiques au sein des pays de la CEDEAO, bien que le manque d'harmonisation ressenti ne devrait pas être interprété comme une raison pour retarder le développement des marchés de l'énergie renouvelable dans chaque pays.

3e Partie. Intégration de l'Énergie Renouvelable dans les Marchés de l'Électricité Existants

A. Rôles et Responsabilités

L'identification claire des rôles et responsabilités au sein d'un cadre juridique national ou dans un contexte régional est cruciale pour le succès de la législation des énergies renouvelables. Parce que les politiques en matière d'énergies renouvelables sont fortement influencées par la structure du marché de l'électricité national, la conception des mécanismes de soutien doit s'accorder avec les fondamentaux du marché. Par exemple, le mandat d'une agence de réglementation s'étend de la définition des aspects techniques et économiques spécifiques au marché des énergies renouvelables à une implication plus large dans le développement de la politique en matière d'énergies renouvelables et des mécanismes de soutien de celles-ci. Aucun modèle spécifique n'est à suivre dans l'absolu : chaque État façonne sa stratégie en matière d'énergies renouvelables différemment en fonction des caractéristiques du marché local, du niveau de libéralisation du secteur de l'énergie, des expériences précédentes en matière d'énergies renouvelables et du cadre politique existant. Cependant, un cadre juridique complet doit incorporer certains éléments de base et identifier de façon claire l'entité, l'agence, le ministère, etc. responsable de la gestion de chaque élément. La coordination entre les ministères pertinents, le régulateur et les opérateurs des systèmes est une condition préalable à un marché de l'énergie renouvelable efficace.

L'un des rôles d'un régulateur est d'introduire des règles et codes, comme des règles d'intégration des énergies nouvelles dans le marché de l'électricité existant. Ceci est particulièrement important étant donné que l'introduction d'incitations en matière d'énergies renouvelables coïncide souvent avec, au minimum, une libéralisation partielle du secteur de la production et l'introduction des IPP. Pour soutenir les changements législatifs proposés puis les règles connexes, l'autorité de réglementation pourra trouver avantageux d'établir un bureau ou département des énergies renouvelables afin de renforcer la mise en œuvre de la politique en matière d'énergies renouvelables et d'intégrer la réglementation des énergies renouvelables aux mécanismes de marché existants et aux règles techniques.

Tableau 1 : Liste de vérification des rôles et responsabilités pour un cadre législatif complet en matière d'énergies renouvelables

Mesure à prendre	Description/Commentaires	Entités responsables
Établir une priorité de distribution des énergies renouvelables	Ceci est une exigence de base dans un marché soutenant les énergies renouvelables. Les investisseurs en énergies renouvelables doivent être certains que le système acceptera leur électricité quand la source renouvelable est disponible.	La **législation** introduit le principe et le **régulateur** met en œuvre le principe.
Identifier un acheteur pour l'électricité produite par les sources d'énergie renouvelable	L'acheteur peut être le service public local, l'OS, un acheteur unique ou un client final, en fonction de la structure du marché de l'électricité.	La **législation** identifie le processus de sélection de l'acheteur final et fixe les obligations. Le **régulateur** surveille le système.
Créer un mécanisme de mise à jour du prix de rachat	Cette mise à jour doit être effectuée, parce que la valeur économique de l'électricité, qui varie au fil du temps, doit être déterminée. Le mécanisme de mise à jour peut inclure de nombreuses variables et des priorités différentes. Le mécanisme doit identifier clairement quand et à quelle fréquence le tarif doit être mis à jour, et qui devrait le mettre à jour.	La **législation** fournit le cadre général et les échéances et donne mandat au **régulateur** du système pour mettre le prix à jour.
Spécifier si les changements affectent la production d'énergies renouvelables ancienne ou nouvelle.	Quand les règles sont modifiées, la réglementation devrait stipuler la date à laquelle le changement prend effet et si ce changement s'applique uniquement aux centrales récemment mises en service ou également aux centrales existantes.	**Législation primaire**

Mesure à prendre	Description/Commentaires	Entités responsables
Publier un modèle de PPA standard établissant les normes contractuelles entre le vendeur et l'acheteur	Les acteurs du marché n'accueillent pas toujours bien l'introduction de nouveaux producteurs. Le PPA peut contribuer à éviter des retards inutiles dans la mise en service des centrales renouvelables.	Le **régulateur** peut préparer un PPA standard si ceci n'est pas fait par la **législation**, en tenant compte des suggestions et commentaires de toutes les parties.
Créer un mécanisme de remboursement aux acheteurs d'énergies renouvelables soumis à obligation	Les ressources de ce mécanisme, qui doit être mis en place, sont habituellement dérivées du tarif de l'électricité. Les acheteurs soumis à obligation sont généralement les entreprises de service public.	Le **régulateur** doit créer et gérer le mécanisme, en introduisant une composante renouvelable dans le tarif s'il y a lieu.
S'assurer que l'acheteur d'énergie renouvelable est financièrement stable	Dans les pays où les tarifs de l'électricité finaux ne reflètent pas les coûts, il est important d'assurer la stabilité financière à long terme de l'acheteur final.	La **législation** définit les règles générales. Le **régulateur** peut établir les procédures visant à garantir les délais de paiement et réguler tout retard éventuel. Le **régulateur** peut aussi établir un fond spécifique pour gérer les incitations en matière d'énergies renouvelables.
Réglementer l'accès au réseau et favoriser les droits de connexion au réseau grâce à un code de réseau transparent	Le réseau doit être régulé d'un point de vue technique et économique. Les paramètres techniques de connexion au réseau pour les IPP doivent être disponibles et accessibles.	Le **régulateur** et l'**OS** définissent les paramètres. Le **régulateur** approuve et publie le code de réseau.

Mesure à prendre	Description/Commentaires	Entités responsables
Introduire des règles de paiement des coûts de connexion	Un cadre général reposant sur une stratégie proposée de développement du réseau doit être mis à disposition. Les coûts de développement et de renforcement du nouveau réseau doivent être identifiés et partagés entre les acteurs du marché.	La **législation** définit les principes. Le **régulateur** joue le rôle le plus important en façonnant les méthodologies et procédures relatives aux coûts de connexion.
Définir les règles régissant l'attribution des droits de connexion	Ceci est particulièrement important quand la capacité du réseau est limitée.	Les règles sont habituellement définies par le **régulateur.**
Introduire des règles visant à équilibrer les fluctuations à l'intérieur d'une marge de sécurité	Les centrales à énergies renouvelables variables peuvent entraîner des fluctuations au niveau du système électrique. Établir une stratégie exhaustive pour intégrer les besoins des énergies renouvelables variables.	La **législation** définit habituellement les principes généraux et la stratégie. Le **régulateur** introduit les instruments du marché qui améliorent de façon adéquate la stabilité du réseau.
Introduire un mécanisme de soutien de second niveau (comme la facturation nette)	Ceci peut ne s'avérer nécessaire que pour les systèmes à énergies renouvelables spécifiques comme la facturation nette pour les petits producteurs d'électricité (SPP). Dans certains cas, la réglementation introduit ce mécanisme directement.	La **législation** introduit cette option. Le **régulateur** peut traiter la facturation nette comme un choix tarifaire et réglementer sans mandat spécifique.

Mesure à prendre	Description/Commentaires	Entités responsables
Impliquer l'OS dans la définition des règles techniques de la facturation nette	Les règles devraient inclure les exigences techniques en matière de connexion et la méthodologie de comptage et de tarification.	Le **régulateur** et l'**OS**
Créer un format standard pour les contrats de facturation nette	Un format standard facilitera la connexion des SPP.	Le **régulateur** peut produire un contrat standard sans mandat législatif afin d'accélérer la pénétration des petites sources d'énergie renouvelable.
Mettre en place un processus de consultation	Le processus servira à collecter les contributions de tous les acteurs et améliorera les connaissances concernant l'énergie renouvelable ainsi que le consensus sur celles-ci.	Le **régulateur** crée une procédure interne pour le processus de consultation.
Conduire une évaluation d'impact des réglementations étayant les politiques d'efficacité énergétique et en matière d'énergies renouvelables.	Examiner les politiques d'efficacité énergétique et en matière d'énergies renouvelables pour évaluer l'impact des coûts et bénéfices à long terme des politiques envisagées.	Le **régulateur** crée une procédure interne pour évaluer l'impact.

Au début du processus d'élaboration d'un cadre juridique, il est difficile d'anticiper tous les problèmes divers et variés pouvant survenir, si bien qu'il peut s'avérer utile d'établir un *comité directeur*. Ce comité réunit les quatre acteurs principaux : un représentant du gouvernement, le régulateur, les parties prenantes, et l'OS. Le comité directeur superviserait l'introduction de la nouvelle législation, identifierait les contraintes éventuelles et, s'il y a lieu, déterminerait l'entité la plus éclairée pour remédier à toute lacune ou omission en cours de route. Bien qu'un comité directeur puisse également représenter un obstacle ou entraîner des retards, l'un des freins majeurs au renforcement de l'intégration des énergies renouvelables est le manque d'identification des rôles et compétences entre les acteurs clés. Un comité directeur est une opportunité pour tous les niveaux impliqués dans la réglementation des énergies renouvelables de comprendre les problèmes et, dans le meilleur des cas, de créer un environnement favorable avec le soutien de toutes les parties prenantes.

Au Ghana, en vue de la mise en œuvre du régime FIT, un *comité de mise en œuvre* a été établi, qui comprend les représentants des principales parties prenantes. Le comité a été désigné durant un processus de fixation des tarifs en 2012. Le comité informe PURC et d'autres institutions parties prenantes clés en matière de politique, de questions socio-économiques, technologiques et environnementales en ce qui concerne l'adoption de l'énergie renouvelable, et assure une mise en œuvre rapide et efficace du FIT.

Le comité de mise en œuvre aurait les tâches suivantes :

- Identifier les lacunes en matière de politique susceptibles d'entraver une bonne mise en œuvre du FIT, et faire les recommandations appropriées pour remédier à ces lacunes ;
- Rédiger les échéances souhaitées pour les diverses phases, les processus variés et la mise en œuvre du FIT, ainsi qu'un budget pour couvrir les activités du comité ;
- Recommander, s'il y a lieu, comment incorporer les inquiétudes des groupes d'intérêt, s'il y a lieu, à PURC et aux autres parties prenantes clés (sur la base des conclusions des consultations des parties prenantes organisées par PURC) ; et
- Identifier les besoins de formation relatifs à la mise en œuvre du FIT.

Durant les premières phases de mise en œuvre d'une nouvelle politique, il n'est pas aisé d'identifier les parties prenantes potentielles et de les engager immédiatement dans un processus de consultation. Pour les monopoles et les marchés verticalement intégrés, la participation à la plupart des activités et aux prises de décisions peut être limitée aux entreprises de service public et aux responsables des politiques. D'autres parties prenantes, comme les organisations représentatives des consommateurs ou les organisations environnementales ont néanmoins généralement un intérêt quant à la conception et la réglementation des marchés de l'électricité. L'ouverture du marché aux sources d'énergie renouvelable et aux IPP offre l'opportunité d'impliquer de nouvelles parties prenantes et, de ce fait, d'accéder à de nouvelles compétences techniques, compétences en gestion, et ressources financières. Des exemples de parties prenantes sont les institutions financières, banques, investisseurs nationaux et internationaux potentiels, entreprises consommant de l'énergie en grande quantité, entreprises commerciales dotées de groupes électrogènes de secours constants, coopératives de consommateurs, municipalités, organisations de professionnels et d'ingénieurs, etc. Initialement, parce qu'il se peut que ces nouvelles parties prenantes n'aient jamais participé à un processus de consultation, il peut s'avérer nécessaire de partager des quantités considérables d'information avec elles (ou de leur offrir une compensation financière) pour encourager leur participation. Dans l'État du Massachusetts aux États-Unis, par exemple, les parties prenantes accréditées qui fournissent des commentaires pertinents sur les documents de consultation publiés par le régulateur sont admissibles

à une compensation financière pour leur participation. De même, dans l'État de l'Idaho, les parties prenantes sont admissibles à une compensation financière si elles satisfont à un ensemble d'exigences de base établies au sein des règles de procédure réglementaires.

B. Rémunération de l'Ènergie Renouvelable

Afin de développer la capacité d'énergie renouvelable, le marché doit payer les producteurs suffisamment pour couvrir les coûts d'investissement et permettre un taux de rendement assez élevé pour stimuler l'investissement. Les revenus des ventes de l'électricité doivent être égaux ou supérieurs au coût actualisé de l'énergie (LCOE) pour une centrale donné durant sa durée de vie pour faire du profit (voir encadré 1).

Dans certains cas, une rémunération de ce niveau peut être assurée sans avoir à introduire des incitations économiques spécifiques, parce que le prix sur le marché de l'électricité est assez élevé pour permettre aux investissements en énergies renouvelables de perdurer. Pour les cas où des incitations économiques doivent être intégrées à la législation (voir encadré 3), une vaste gamme d'instruments de soutien est disponible. Toutefois, tous les mécanismes d'incitation ne sont pas compatibles avec toutes les structures de marché de l'électricité. Les responsables des politiques déterminent le niveau total d'incitation en évaluant soigneusement différentes incitations. On peut, au lieu de cela, recourir à une combinaison de mécanismes d'incitation — allant de l'exonération d'impôt aux FIT —, mais il est important de veiller à ce que le niveau de soutien n'offre pas aux investisseurs une rémunération qui serait indue. Le régulateur peut être légalement obligé d'assurer que les tarifs couvrent les coûts associés à la prestation des services. En règle générale, le régulateur ne doit pas décider des subventions ; toute décision de ce type et tout financement des subventions doivent venir du gouvernement.

Dans les marchés de l'électricité qui sont en partie libéralisés ou intégrés verticalement, la rémunération est généralement basée sur un mécanisme de rachat garanti. Quand l'électricité est injectée dans le réseau, chaque kWh est payé par un acheteur qui se trouve normalement obligé par la réglementation de l'acheter au prix défini par la réglementation. Dans les marchés complètement libéralisés, un système d'obligation de quotas reposant sur un mécanisme de certificat vert peut être introduit, mais les systèmes de certificat vert ne sont recommandés que dans les grands marchés complètement libéralisés, dotés de perspectives d'harmonisation à l'échelle régionale. Dans les marchés où le niveau de compétition est faible (comme les marchés où les entreprises de service public sont intégrées verticalement avec une part de libéralisation de la production d'énergie), le prix des certificats verts n'est pas déterminé par le coût de développement des centrales à énergie renouvelable, mais plutôt par un marché de certificats verts.

La compétition est faible ou inexistante dans le secteur de l'énergie renouvelable de tous les États membres de la CEDEAO ; par conséquent, l'introduction d'un système de certificat vert pourrait s'avérer inefficace. Les marchés harmonisés à l'échelle régionale connaissent une part de compétition plus importante du fait que les services publics nationaux en place de nombreux pays sont en compétition les uns avec les autres. L'investisseur mettra en service sa centrale du moment qu'il est raisonnablement confiant que le marché rémunérera l'électricité au LCOE attendu. La formule de LCOE est largement déterminée par le niveau de risque d'investissement. Plus le risque est faible, plus le LCOE est bas, et plus l'impact est faible sur les coûts au consommateur final. Réguler le secteur de l'électricité renouvelable en tentant de réduire les risques d'investissement autant que possible est un

aspect auquel il faut donner de l'importance. Les conditions de marché favorables qui attirent les investissements avec une rémunération du capital moindre réduisent le niveau du FIT nécessaire. Comme mentionnée plus haut, l'adoption d'une réglementation complète et transparente peut réduire les risques, mais ceux-ci peuvent aussi être réduits en choisissant le mécanisme de rémunération le plus approprié et en comprenant les caractéristiques inhérentes aux sources renouvelables d'énergie : prévalence des coûts du capital sur les coûts variables[20], facteurs de charge dépendant de ressources naturelles et, dans certains cas, imprévisibilité de la production.

Encadré 1: Coût actualisé de l'électricité (LCOE)

La formule LCOE est fréquemment utilisée pour calculer le coût de production de l'électricité des différentes technologies. Le coût de production d'une seule unité d'électricité (kWh) d'une centrale donnée sur une période de plusieurs années est le coût total annuel supporté par le propriétaire actualisé sur la durée divisé par la quantité totale d'électricité produite par la centrale actualisée sur la durée.

Voici la formule LCOE :[21]

$$C_{Lev} = \frac{\sum_{j=0}^{n} \frac{Expenses_j}{(1+i)^j}}{\sum_{j=0}^{n} \frac{Quantities_j}{(1+i)^j}}$$

où :

Expenses = Dépenses
Quantities = Quantités
C_{ACT} = coût actualisé
n = durée de vie du projet
i = tarif actualisé

Pour les centrales à énergie renouvelables — qui encourent la plupart de leurs coûts durant la première année, la formule peut être simplifiée comme suit :

$$LCOE = \frac{\text{CAPEX + VAN de l'OPEX total pour une période donnée}}{\text{VAN des kWh produits pour une période donnée}}$$

où :

- CAPEX est le coût d'investissement de capital, généralement supporté pendant la première année, quand la centrale est mise en service. Bien que le régulateur ait une influence limitée sur la définition du CAPEX, la législation nationale et les marchés des énergies renouvelables pertinents peuvent modifier les coûts d'investissements de manière considérable. Par exemple, une politique fiscale favorable aux importations de technologies d'énergie renouvelable et une forte intégration des marchés entre les pays de la CEDEAO peut réduire considérablement le CAPEX. Le régulateur peut être davantage impliqué dans la définition des coûts de connexion d'énergie renouvelable, et ainsi influencer le CAPEX total. Le CAPEX peut être estimé en consultant les sources écrites internationales, en effectuant

- des analyses des marchés nationaux, ou par l'intermédiaire de processus de consultation.

- L'OPEX (dépenses d'exploitation) est le coût d'exploitation et de maintenance, qui est généralement très limité (sauf pour les centrales biomasse) pour les technologies d'énergies renouvelables. L'OPEX en énergie renouvelable se calcule en pourcentage du CAPEX. L'OPEX est actualisé sur une période du fait que les coûts sont payés année par année. Le régulateur ne joue pas de rôle majeur dans la définition de l'OPEX.

- VAN est la valeur actuelle nette. Le coût moyen pondéré du capital (CMPC) peut être utilisé pour calculer VAN. Le CMPC est le coût du capital d'une entreprise qui utilise un mélange d'emprunts et de fonds propres pour financer ses investissements. Ce coût représente la rémunération de l'entreprise sur l'investissement. Le CMPC est grandement influencé par le risque. Plus le risque est élevé, plus l'intérêt évalué sur la dette est élevé, et plus hautes sont les attentes des investisseurs quant à la rémunération sur les fonds propres. Le risque peut être réduit par une réglementation qui limite autant que possible les risques liés au marché et à la réglementation. Les dispositions suivantes sont particulièrement utiles pour réduire le risque : Des coûts de connexion clairs et des échéances de connexion définies par la réglementation
  - Des formules claires de mise à jour du FIT, spécifiant les taux d'inflation et de change
  - Des règles de distribution claires et des droits de distribution prioritaires
  - Des règles claires régissant les coûts d'équilibrage et l'exclusion des coûts d'équilibrage pour les technologies d'énergies renouvelables non prévisibles
  - Viabilité financière des homologues des PPA et calendrier clair concernant le paiement spécifié dans les contrats PPA
  - Définition de la compensation de délestage au cas où le réseau n'achemine pas l'électricité de façon fiable

La période sur laquelle on calcule le LCOE est choisie par le responsable des politiques Celle-ci peut correspondre à la durée de vie technique de la technologie d'énergies renouvelables ou à une période plus courte afin d'accélérer la période d'amortissement de l'investissement. Plus la période sur laquelle la centrale est amortie est courte, plus le LCOE est élevé. Les investisseurs ont tendance à préférer des périodes d'amortissement plus courtes, qui réduisent leur risque d'investissement et accélèrent leur rémunération du capital. Les FIT sont généralement valides pour une période de 10 à 20 ans.

Étant donné les caractéristiques de la législation existante et en évolution constante dans les pays de la CEDEAO, ce document se concentre sur les FIT,[22] mais couvre aussi d'autres mécanismes d'énergie renouvelable afin d'offrir une image plus complète des incitations.

Les mécanismes FIT reposent principalement sur deux principes :

- Le principe du coût de production évité (ACG)
- Le principe du coût lié à une technologie spécifique (STC)/taux de rentabilité

B.1 Coût de Production Èvité (ACG)

Le principe derrière l'ACG consiste à payer les producteurs d'énergie renouvelable autant que le coût de production du système. L'ACG doit moins être considéré comme une incitation que comme une option offerte aux IPP pour entrer sur le marché s'ils sont satisfaits du prix du système. L'ACG est souvent offert aux autoproducteurs d'électricité (produite à partir des

combustibles fossiles ou des sources d'énergie renouvelable) qui sont disposés à vendre leur surplus de production au réseau. L'argument de politique en faveur de l'ACG est très puissant parce qu'il n'introduit pas de coûts supplémentaires pour les consommateurs et, par conséquent, l'ACG n'entre pas en conflit avec les autres priorités du marché.

Les deux méthodologies généralement employées pour calculer l'ACG sont le *coût de production marginal à long terme* et le *coût moyen de production*, ou prix de gros. Le coût marginal à long terme constitue l'option la plus favorable pour les producteurs d'énergie renouvelable parce qu'il est en général considérablement plus élevé que le coût moyen. Les caractéristiques des ressources employées pour déterminer le *coût de production marginal à long terme* pourraient être radicalement différentes de celles employées pour le calcul du *coût moyen de production.* Par exemple, la ressource employée pour le coût de production marginal à long terme peut être plus récente, plus avancée d'un point de vue technologique et respectueuse de l'environnement. Les régulateurs sont souvent appelés à définir une méthode de calcul de l'ACG ainsi que de gestion et de mise à jour du mécanisme une fois que celui-ci a été introduit. De plus, ils doivent assurer qu'un système soit en place pour diriger les revenus générés du tarif de l'électricité vers les producteurs d'énergie renouvelable.

Les méthodologies de calcul de l'ACG

Coût moyen de production

Le coût moyen de production sert habituellement à dissuader le développement des énergies renouvelables, parce que la méthodologie ne reconnaît pas une rémunération du capital sur investissement attrayante.

Même si les technologies renouvelables ne remplacent pas nécessairement les technologies marginales, elles génèrent de l'électricité non seulement durant les charges de pointe, mais durant les charges de base et moyennes également. Il est ainsi possible de choisir un ensemble de technologies et combustibles différents (reflétant la part de la production nationale et représentant les technologies en charge de basse, moyenne et de pointe) et de calculer la moyenne des coûts respectifs. Dans d'autres cas, il est possible d'estimer l'ACG comme le prix de gros du marché, si disponible, ou comme les coûts de production de la compagnie en place reconnue par le régulateur. Comparées à la méthodologie de coût de production marginal à long terme décrite ci-dessous, les deux options ont un effet dissuasif quant au développement de l'énergie renouvelable. Cependant, l'impact peut être minimisé quand combiné à une approche basée sur le coût de production marginal à long terme, par exemple lorsque le FIT est différencié selon le moment de la production.

Coût marginal à long terme (LRMC) de production

Le coût de production marginal à long terme est la méthodologie la plus communément employée pour définir l'ACG. Le LRMC est le coût que le service public paierait pour introduire la capacité supplémentaire dans le système et pour le faire fonctionner. Les estimations de LRMC sont basées sur trois composants principaux :

- Coûts d'investissement, y compris la rémunération du capital, pour une technologie de référence
- Coûts OPEX, à la fois fixes et variables
- Coût de combustible de la production (coût variable)

La méthodologie LRMC ne convient pas aux marchés en période de surcapacité, parce que l'introduction d'une nouvelle capacité ne sera alors pas justifiable sur le plan économique. Cependant, ceci n'est pas le cas dans les pays de la CEDEAO, où la croissance stable de la demande nécessite une augmentation équivalente de la capacité de production.

Pour calculer le LRMC, le régulateur choisit une technologie en expansion de référence et définit les paramètres de référence : coût d'investissement, combustible employé, durée de vie, coûts OPEX, coût de combustible, coût du capital (en général CMPC), efficacité de la production du générateur, et facteur de charge. Les paramètres peuvent être identifiés en consultant les écrits, en conduisant les évaluations des marchés, et/ou en employant un processus de consultation. Habituellement, les autorités de réglementation sont responsables de la réalisation de l'évaluation des coûts qui détermine le LRMC. Si des différences considérables émergent des différentes sources, le régulateur — soutenu par les conclusions du processus de consultation — peut décider soit de donner plus de poids aux variables locales soit d'aligner le LRMC aux références internationales.

Encadré 2: Calcul de l'ACG en Gambie

Le processus en cours en Gambie d'introduction du FIT fournit un exemple du calcul de l'ACG sur le LRMC. La Gambie a choisi d'employer la méthodologie ACG :

> *« À propos de la détermination de la fixation du tarif de l'énergie renouvelable pour la Gambie, deux options différentes ont été explorées de manière approfondie. La première consistait à baser la fixation du tarif sur une approche basée sur les coûts des technologies renouvelables. Cette option aura permis de cibler des coûts sur des technologies différentes. Cette approche nécessiterait un niveau élevé de contrôle réglementaire durant les intervalles de fixation des tarifs. La seconde approche de fixation des tarifs, qui a finalement été retenue, est la méthodologie du coût évité. Ceci représente le coût évité d'une forme de production alternative, dans notre cas, un mélange potentiel de fioul lourd (HFO) et fioul léger (LFO) imitant la combinaison des deux types de production disponible en Gambie. »*[23]

La Gambie introduit un FIT basé sur un ACG pour lequel la technologie de référence est une centrale alimentée au fioul de 10 MW qui emploie un mélange de fioul lourd (HFO) et de fioul léger (LFO). Les variables évaluées par le régulateur de la Gambie sont énumérées dans le tableau 2. Quand les valeurs de la technologie de référence ne sont pas disponibles au niveau national, elles sont dérivées des estimations internationales.

Tableau 2 : Variables employées pour calculer l'ACG en Gambie

Technologie	Unité	HFO	LFO
Capacité	MW	10	10
Rendement thermique net	%	40	36
Autoconsommation	%	3	3
Valeur calorifique	Mkcal/sm^3	7837,5	8662,5
Entretien systématique	Jours/an	25	25
Indisponibilité fortuite	%	10	10
CAPEX	USD/kW	1 400	1 100
Années en construction	an	2	2
Investissement au fil des ans	%	45-55	45-55
Vie utile	an	25	25
OPEX	USD/MWh	7	7
Coûts des combustibles	USD/tep	624	850

Le régulateur de la Gambie, PURA, a employé ces paramètres techniques, et les valeurs financières suivantes.

- Financement du projet : 25 ans
- Durée d'amortissement : 20 ans
- Impôt sur le revenu et TVA : 0%
- Structure dettes/fonds propres : 50-50
- Caractéristiques du prêt :
    - Durée : 6 ans
    - Taux : 12 %

L'ACG est ensuite calculé à l'aide de trois différentes valeurs pour le taux de rentabilité interne sur l'investissement. 10 %, 12 %, et 15 %.

Le tarif ACG obtenu calculé sur la base d'un taux de 12 % est de 8,4 D/kWh (22 c$/kWh).

Dans certains cas — en particulier dans les pays dotés de générateurs marginaux alimentés par des combustibles comme la Gambie — le LRMC peut suffire pour amortir les investissements dans les énergies renouvelables, ce qui démontre que la méthodologie ACG peut être efficace pour le développement de l'énergie renouvelable.

Le LRMC reconnaît une incitation implicite pour l'énergie renouvelable. Ceci est généralement bien accueilli durant les premières phases du marché de l'énergie renouvelable dans les pays qui sont disposés à développer leur capacité d'énergie renouvelable. Une évaluation d'impact peut aider le régulateur dans sa prise de décision. Si le LRMC semble introduire des coûts de système excessifs pour les consommateurs, le meilleur choix peut consister à limiter la capacité d'énergie renouvelable admissible au FIT plutôt que de réduire le niveau de rachat garanti en employant la méthodologie reposant sur le coût moyen.

Encadré 3 : Calcul de l'ACG pour les systèmes basés sur les énergies renouvelables connectés au réseau et connectés à un mini réseau en Tanzanie

L'Energy and Water Utilities Regulatory Authority de la Tanzanie (EWURA) recourt à deux calculs différents de l'ACG sur une base annuelle : l'un pour les centrales électriques basées sur les énergies renouvelables connectées au réseau national[24] et l'autre pour les centrales électriques basées sur les énergies renouvelables connectées à des mini-réseaux.[25] Pour les systèmes basés sur les énergies renouvelables connectés au réseau, le FIT basé sur l'ACG est calculé comme la moyenne entre le LRMC et le coût de production de l'infrastructure productrice existante du service public national, TANESCO (Tanzania Electric Supply Company Limited). La valeur obtenue est ensuite différenciée entre saison sèche (août-novembre) et saison humide (décembre-juillet) à l'aide d'un coefficient de prime de 1,2 pour la saison sèche, et un coefficient de réduction de 0,9 lorsque l'électricité est produite pendant la saison humide. Pour les systèmes basés sur les énergies renouvelables connectés à un mini réseau, l'ACG est la moyenne du LRMC de TANESCO et le coût de production calculé d'un générateur diésel de 1 MW. La méthodologie adoptée en Tanzanie inclut nombreuses autres caractéristiques avancées (prime pour connexion à tension moyenne, ajustement selon la méthode de la moyenne mobile, prix plancher et plafond de prix, entre autres) pouvant être introduits dans un mécanisme de rachat garanti.

Le tarif ACG calculé est corrigé par un coût de transport évité : *« Les SPP sont connectés au réseau moyenne tension de TANESCO. L'électricité produite par les SPP serait distribuée par l'intermédiaire des réseaux moyenne et basse tension, économisant ainsi des pertes de transport haute tension autrement encourues par TANESCO pour produire de l'électricité dans les centrales électriques principales et la transférer au réseau moyenne tension. Le coût évité calculé sera ajusté à la hausse pour refléter les pertes de transport évitées. »*[26] Par la suite, afin de lisser les fluctuations annuelles, le tarif calculé est corrigé selon la moyenne mobile du calcul des trois dernières années. Le tableau suivant reproduit la méthodologie employée en Tanzanie pour déterminer l'ACG :

Tableau 3 : Méthodologie pour déterminer l'ACG en Tanzanie en shilling tanzanien[27]

Étape 1		**Étape 2**		**Étape 3**		**Étape 4**	
Calcul de l'ACG		**Ajustement pour coût de transport évité**		**Ajustement avec moyenne mobile de 3 ans**		**ACG saison humide et saison sèche**	
LRMC	133,98	ACG moyen	124,08	ACG calculé	130,53	Saison sèche (ACG x 1,2)	145,36
Coût de production	114,85	Facteur de correction	5,2%	ACG des deux dernières années	108,80 123,06	Saison humide (ACG x 0,9)	109,09
ACG moyen	124,08	ACG ajusté	130,53	ACG ajusté	121,13		

L'un des avantages qu'offre la méthodologie ACG est qu'il est raisonnablement simple d'introduire un coût aligné sur les coûts actuels. Cependant, l'emploi de la méthodologie ACG implique de rembourser une technologie (énergie renouvelable) dont les coûts sont, pour la plupart, fixes (capital) avec l'ACG d'une technologie dont les coûts sont principalement variables (combustible), ce qui peut créer des complications. Deux approches différentes permettent de gérer ce problème :

- Chaque centrale à énergies renouvelables est liée à l'ACG de l'année de mise en service. L'ACG est utilisé pour toute la durée de vie de la centrale à partir de sa mise en service. Dans ce cas, un écart considérable peut émerger entre l'ACG estimé la première année et le coût de production réel futur, qui est fortement influencé par le prix international des combustibles fossiles. Si l'ACG n'est pas mis à jour, une future centrale à énergies renouvelables pourrait être rémunérée selon un taux considérablement inférieur ou supérieur par rapport à l'ACG réel futur, invalidant ainsi le principe fondamental de l'ACG (maintenir des coûts d'énergie renouvelable qui soient plus proches des coûts du système).
- L'ACG est estimé chaque année et toutes les centrales à énergies renouvelables reçoivent le même prix indépendamment de leur année de mise en service. Dans ce cas, si l'ACG est mis à jour de façon continue afin de suivre l'ACG réel, les promoteurs en énergies renouvelables peuvent estimer que les risques liés au capital sont trop élevés, en particulier durant les périodes où les coûts variables sont volatiles.

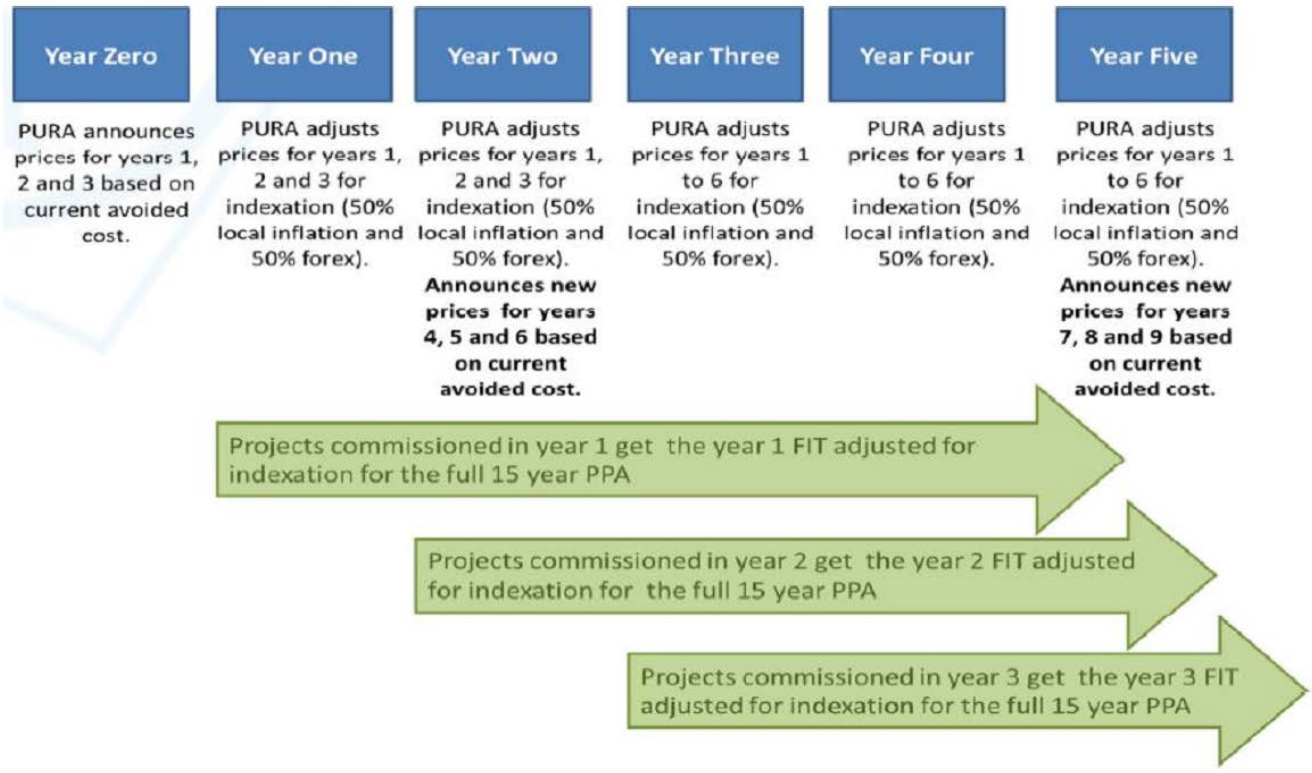
Dans les deux scénarios, il sera très probablement demandé au régulateur de mettre à jour de façon continue l'ACG, en trouvant ainsi un compromis entre ces deux facteurs divergents. Dans certains cas, la législation primaire prévoit des instructions permettant au régulateur de faire cela, mais dans d'autres cas, il se peut que le mandat ne soit pas très clair. La méthodologie ACG doit inclure des règles associées à la mise à jour des tarifs, identifiant l'institution chargée des tarifs, et déterminant un calendrier de mise à jour.

L'une des options suivantes est normalement employée pour trouver un compromis :

- Un prix plancher et un plafond de prix de l'ACG sont introduits. Par exemple, si durant la première année l'ACG est 100, un paquet de +/- 20 % peut être introduit afin de refléter une part des fluctuations des prix des combustibles fossiles dans les prix de rachat de l'énergie renouvelable afin de protéger les investissements et empêcher la sur-rémunération. Ceci garantit au promoteur de projet un prix pas plus élevé que 120 et pas plus bas que 80, même si le prix incorpore un prix de combustibles qui a été mis à jour.
- Il est possible d'employer une moyenne mobile de combustibles fossiles sur plusieurs années pour calculer l'ACG. L'ACG est calculé en fonction du coût moyen d'un combustible de référence sur une période 5 à 10 ans. En employant une moyenne mobile, l'effet des fluctuations du prix des combustibles fossiles est atténué.
- Un ACG différent est calculé chaque année (ou chaque période d'années) et appliqué à la nouvelle production de la centrale à énergies renouvelables. Chaque centrale mise en service durant chaque période sera rémunérée durant son entière durée de vie selon l'ACG calculé pour cette période, mais chaque nouvelle installation sera rémunérée suivant l'ACG le plus récent, en fonction de l'année de sa mise en service (la Gambie a appliqué cette option).

En Gambie, PURA établit un mécanisme clair visant à réguler la mise à jour du tarif ACG. Le premier ACG calculé (année zéro) est attribué aux centrales électriques à énergies renouvelables mises en service au cours d'une période de trois ans. Dans la figure 1, par exemple, l'ACG annoncé pour l'« année zéro » constitue la base de rémunération pour les centrales électriques à énergies renouvelables dont l'exploitation débute pendant l'année 1, 2 ou 3. Ces centrales électriques recevront le FIT, calculé sur la valeur de base de l'« année zéro », pour toute la période de rachat garanti (15 ans). Les centrales mises en service durant la quatrième année seront rémunérées en fonction d'un ACG qui aura été recalculé. Le régulateur est censé annoncer le nouvel ACG trois ans à l'avance, de sorte que les promoteurs ayant l'intention de mettre en service leurs centrales à énergies renouvelables durant l'année 4, 5 ou 6 soient informés du niveau de base de l'ACG d'ici l'« année 2 » par une annonce publique de PURA. Chaque centrale électrique à énergies renouvelables sera par la suite rémunérée durant une période de 15 ans en fonction du calcul de l'ACG basé sur l'année de sa mise en service. L'ACG est mis à jour chaque année en fonction des paramètres de fluctuation des taux d'inflation et de change (ce processus est expliqué plus tard dans ce document dans la partie B.4). La figure suivante explique le mécanisme en pratique, en prenant pour exemple la Gambie :

Figure 1: Calcul de l'ACG dans le mécanisme FIT envisagé en Gambie[28]
(Pour la traduction française s'il vous plaît voir la note finale)



Par exemple, une centrale à énergies renouvelables commençant à produire durant l'année 2 sera rémunérée pendant 15 ans suivant le FIT annoncé la première année (comme le montre la

figure 1), qui est mis à jour chaque année en fonction de l'inflation et des fluctuations des taux de change. À l'inverse, une centrale qui commence à produire durant l'année 4 sera rémunérée suivant l'ACG annoncé durant l'année 2. Ce système équilibre les différents besoins des investisseurs en énergies renouvelables et la conception du FIT. De manière plus spécifique, le système équilibre le besoin des investisseurs de connaître la rémunération de l'électricité produite (le tarif est annoncé trois années à l'avance et est mis à jour en fonction de l'inflation et des fluctuations du cours des devises étrangères) et le mécanisme pour incorporer les fluctuations des coûts des combustibles à l'intérieur du calcul de l'ACG.

Les avantages de la méthodologie ACG sont :

- L'évaluation réglementaire et la méthodologie sont faciles à mettre en œuvre.
- Les coûts de rémunération sont alignés sur les coûts de production existants (ce qui est un argument de politique fort en faveur de l'énergie renouvelable).
- Cette méthodologie est utile dans la plupart des pays de la CEDEAO où le fioul reste la technologie marginale de référence.
- Les distorsions méthodologiques peuvent être corrigées en introduisant des mesures d'atténuation comme un prix plancher et un plafond de prix, ou le principe de la moyenne mobile.

Les inconvénients de la méthodologie ACG sont :

- Les coûts de niveau d'entrée de l'énergie renouvelable peuvent être considérablement plus élevés que l'ACG et certaines technologies peuvent ne pas être disposées à risquer d'entrer sur le marché. Certaines technologies peuvent être plus chères durant les premières phases de leur développement, mais extrêmement compétitives à long terme. Bien qu'une technologie d'énergie renouvelable puisse avancer rapidement, les coûts fixes initiaux élevés peuvent rendre nécessaire une période initiale d'incitation.
- Il est difficile de faire en sorte que l'ACG reste proche du coût réel du système au fil du temps, en particulier quand les coûts variables sont difficiles à prévoir. On peut généralement résoudre ce problème en introduisant un compromis entre l'adhérence aux coûts et l'investissement.

L'un des avantages principaux de l'ACG est de maintenir les FIT d'énergie renouvelable alignés sur le coût de la production du système, le découplage potentiel à long terme entre le tarif mis à jour et le coût du système pourrait éventuellement rendre nul l'avantage supposé. Cependant, même si le tarif mis à jour dévie légèrement du coût de production du système, il est important que les régulateurs envisagent les avantages à long terme de l'énergie renouvelable en termes de stabilité des prix et de viabilité sur le plan environnemental. L'ACG est la méthodologie la plus efficace pour les contextes de mini réseaux, où le prix de référence d'un générateur diésel est généralement assez élevé pour assurer l'amortissement de la plupart des technologies renouvelables. En fait, dans certains cas, il est même possible de réduire le coût ACG calculé pour mieux refléter les coûts réels du système basé sur les énergies renouvelables. En d'autres termes, dans certains contextes hors réseau, le coût de l'énergie renouvelable peut être considérablement inférieur à l'ACG d'un générateur au diésel.

Dans certains cas, par exemple aux É.-U., l'ACG est employé conjointement avec des mécanismes d'obligation de quotas et des normes de portefeuille d'énergies renouvelables. Les

entreprises de service public sont obligées d'acheter une quantité donnée d'énergie renouvelable dans leur mix énergétique à un prix minimum donné avant une certaine date.

B.2 Mécanisme du Coût lié à une Technologie Spécifique et Taux de Rentabilité

Le principe du mécanisme de coût lié à une technologie spécifique (STC) est d'introduire un prix de rachat garanti qui varie suivant le coût estimé des différentes technologies d'énergie renouvelable. Le prix de rachat différera suivant que l'électricité est générée à partir des sources hydraulique, solaire, éolienne ou biomasse, ce qui se traduira par un développement équilibré des sources d'énergie renouvelables. Plutôt que se concentrer sur le coût d'une seule technologie de référence, comme c'est le cas avec l'ACG et le LRMC, le régulateur estime les coûts de production d'énergie renouvelable pour les différentes technologies. Dans certains cas, les technologies sont aussi différenciées par leurs tailles. Par exemple, le FIT publié au Ghana en juillet 2013 repose sur une approche de coûts spécifiques aux technologies. Le régulateur a calculé le coût pour chaque technologie d'énergie renouvelable et a dérivé un FIT en conséquence. Pour l'énergie hydraulique, il y a deux FIT en fonction de la taille de la centrale, avec un tarif plus élevé pour les centrales à énergie hydraulique de petite taille étant donné le coût plus élevé de cette technologie. Le régime tarifaire établit aussi des limites de développement des capacités pour l'éolien et le photovoltaïque à la lumière de leur impact potentiel sur la stabilité du réseau. Aucune limite de capacité n'a été établie pour la biomasse ou l'hydraulique. Quand des limites sont imposées, comme nous en discutons plus tard dans ce document, des critères de sélection des projets doivent être mis en place.

Tableau 4 : Tarif de rachat garanti (FIT) publié sur la base d'un STC et d'une capacité maximum autorisée par technologie au Ghana en 2013[29]

Technologie	FIT en GHS	Capacité maximum autorisée	Capacité maximum autorisée pour un seul promoteur
Vent	32,10	300 MW	50 MW
Solaire	40,21	100 MW	20 MW
Biomasse	31,46	Pas de limite	
Hydraulique > 10 MW	22,74	Pas de limite	
Hydraulique < 10 MW	26,55	Pas de limite	

Les prix publiés représentent le prix de rachat maximum que le service public devrait payer pour l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables. Les entreprises de service public de distribution sont obligées d'acheter l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables aux prix et quantités approuvées ou à des prix et quantités inférieurs. Les entreprises de service public récupéreront leurs coûts sur les tarifs aux consommateurs selon les modalités approuvées par les régulateurs. Pour se conformer aux obligations d'achat d'énergie renouvelable, toutes les entreprises de service public de distribution doivent se procurer l'électricité dont elles ont besoin à travers des appels d'offres internationaux

conformément aux lignes directrices publiées par PURC en consultation avec la Public Procurement Authority.

Les coûts d'investissement, les coûts OPEX, le coût du capital, la durée de vie, et le facteur de charge pour les différents systèmes à sources d'énergie renouvelables sont estimés par l'intermédiaire d'évaluations de marché, d'études des documents écrits, et des processus de consultation. La méthodologie est la même que celle qui sert à calculer le LCOE. En établissant les STC, le régulateur cherche à définir une rémunération du capital *équitable* pour l'IPP. Le concept d'*équité* est clairement difficile à définir. Il suppose différentes variables, dont les risques de marché sur l'investissement spécifiques à chaque pays ne sont pas les moindres.

Bien qu'il soit difficile de fixer un prix *équitable* lors de l'introduction d'un FIT basé sur le STC, il est encore plus difficile de surveiller la cohérence entre le prix estimé et les coûts des technologies réels futurs. Les coûts des technologies peuvent changer pour des raisons qui ne peuvent pas être prédites : la courbe d'apprentissage spécifique à chaque technologie, l'accroissement de l'efficacité (et ainsi les facteurs de charge plus élevés), le coût des matières premières sur les marchés internationaux, les taux de change, et ainsi de suite. La plupart des mécanismes STC doivent être mis à jour de façon périodique pour refléter les coûts des technologies réels et maintenir la rémunération de l'énergie renouvelable en ligne avec le taux de rentabilité attendu. Un calendrier des mises à jour périodiques des tarifs (tous les deux ou trois ans, par exemple) est généralement introduit au sein des règles du mécanisme. Ceci fournit aux acteurs du marché une échéance précise pour la mise en service de leur installation, à laquelle ils doivent se conformer s'ils veulent accéder à *ce* niveau particulier de tarif de rachat garanti. Une autre approche consiste à plafonner l'accès aux tarifs de rachat garanti par l'intermédiaire d'un quota (MW). Une fois le quota atteint, le régulateur met à jour le tarif sur la base des résultats de la première période. Par exemple, le quota et le prix de l'éolien et du solaire peuvent dépendre d'une étude mise à jour évaluant le coût de l'intégration des ressources intermittentes au système.

Dans certains cas, le FIT STC inclut déjà un facteur de dégressivité, donc les tarifs sont réduits suivant un pourcentage donné chaque année. La réduction repose sur l'attente du régulateur quant à la courbe d'apprentissage des promoteurs de centrales se rapportant à la mise en œuvre et à l'exploitation d'une technologie donnée, et elle incite ceux-ci à accélérer la mise en service de leur centrale afin de recevoir une incitation supérieure au lieu d'un tarif réduit. Par exemple, le FIT en place en Allemagne incorpore différents facteurs de dégressivité pour les différentes technologies d'énergie renouvelable. Ce facteur de dégressivité peut être appliqué annuellement, comme c'est le cas pour l'hydraulique, la biomasse et l'éolien, ou bien il peut être annoncé pour une période future, comme c'est le cas pour l'énergie éolienne en mer et pour la technologie géothermique.[30] Le tableau 5 énumère les tarifs initiaux, facteurs de dégressivité et années de rachat garanti en Allemagne.

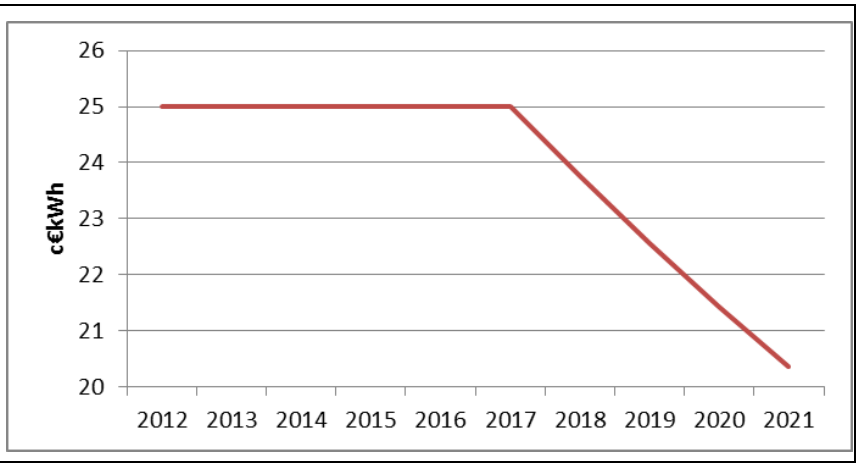
Tableau 5 : Facteurs de dégressivité des tarifs de rachat garanti et différentiation par la taille[31] en Allemagne en 2012

Technologie	Taille	Tarif initial en c€/kWh	Facteur de dégressivité	Année de rachat garanti
Hydro	<50 kW	12,70	1%	20
	<2 MW	8,30		
	<5 MW	6,30		
	<10 MW	5,50		
	<20 MW	5,30		
	<50 MW	4,20		
	>50MW	3,40		
Gaz d'enfouissement	<500 kW	8,60	1,5 %	20
	<5 MW	5,89		
Biomasse	<150 kW	14,30	2 %	20
	<500 kW	12,30		
	<5 MW	11,00		
	<20 MW	6,00		
Géothermie	Tout	25,00	5 % à partir de 2018	20
Én. éolienne mer	Tarif initial	12,00	7 % à partir de 2017	12[32]
	Tarif de base	3,50	7 % à partir de 2017	8
	Modèle	19,00	Sans objet	20
Vent d'afflux	Tarif initial	8,93	1,5%	5 ans[33]
	Tarif de base	4,87		15 ans
	<50 kW	8,93		20 ans

L'intention de la loi allemande est de différencier le FIT relativement à la taille des centrales électriques, ce qui indique que l'objectif de la stratégie en matière d'énergie renouvelable de l'Allemagne est de développer tout le potentiel d'énergie renouvelable et pas nécessairement les technologies les plus compétitives. Dans le cas de l'hydraulique, par exemple, le prix de rachat garanti appliqué aux petites installations est pratiquement quatre fois plus élevé que pour les grandes installations. Cela suppose à la fois le besoin de calculer un taux de rentabilité pour toutes les différentes technologies et tailles de centrales afin d'établir un FIT qui soit proportionnel au coût réel des centrales renouvelables en fonction de leur taille, et d'entreprendre une évaluation d'impact détaillée afin de calculer, en fonction du potentiel des petites centrales hydro-électriques existantes, l'impact possible des coûts de rachat garanti sur le tarif final. L'impact sur le tarif du consommateur final peut être négligeable eu égard au potentiel limité des petites centrales hydro-électriques ou si le corps législatif décide de plafonner le développement en termes des MW installés dans les petites centrales hydro-électriques. D'un autre côté, l'introduction d'un FIT spécifique aux petites centrales hydro-électriques peut favoriser l'élaboration d'objectifs politiques en matière de production décentralisée et stimuler l'emploi dans les entreprises renouvelables de petite à moyenne taille. Le tableau suivant montre l'effet de l'introduction d'un coefficient de dégressivité sur les FIT afin de stimuler les investissements précoces.

Figure 2 : L'effet d'un FIT à coefficient dégressif différé pour une centrale géothermique en Allemagne, 2012–2021[34]

Année	FIT en c€/kWh
2012	25,00
2013	25,00
2014	25,00
2015	25,00
2016	25,00
2017	25,00
2018	23,75
2019	22,56
2020	21,43
2021	20,36



La loi allemande anticipe l'introduction d'un facteur dégressif annuel sur l'énergie géothermique de 5 % à partir de 2018. L'effet de la dégressivité sur l'incitation est visible en consultant le graphique. La législation a autorisé une période de cinq ans pour développer la technologie avec un niveau élevé d'incitation, mais a aussi déclaré l'intention de rendre la technologie géothermique plus compétitive à long terme. Cet exemple peut être très utile pour les pays qui ont peu ou pas d'expérience en matière de technologies renouvelables et où l'introduction d'une technologie peut être plus coûteuse par rapport aux normes internationales. Dans ces pays, le FIT peut permettre un niveau élevé d'incitation au début, mais au bout de quelques années, avec l'introduction d'un coefficient dégressif, le tarif s'alignera rapidement sur les normes internationales. Cette méthodologie peut être adoptée dans les pays où les politiques nationales encouragent le développement d'une industrie nationale de l'énergie renouvelable. Le facteur de dégressivité peut être adopté avec succès dans les marchés émergents où le coût de niveau d'entrée d'une technologie peut être considérablement plus élevé que le coût de technologie *réel*. Les facteurs comme le manque d'expérience, le manque de personnel qualifié et formé, les procédures d'importations des composants des centrales, et l'absence de droits et procédures de connexion, peuvent contribuer à des coûts de technologie initiaux élevés. Le coût d'incitation initial peut être compensé par le développement d'une industrie nationale de l'énergie renouvelable et par la disponibilité de technologies susceptibles de s'avérer moins coûteuses que les méthodes de production d'énergie classiques à long terme (voir la partie consacrée à l'évaluation d'impact).

Dans certains cas, les FIT STC peuvent être structurés avec deux composantes : l'ACG et une prime proportionnelle aux coûts des différentes technologies d'énergie renouvelable. Dans les marchés libéralisés, l'ACG peut correspondre au prix du marché de l'électricité. Dans ce contexte, les producteurs d'énergie renouvelable vendront leur électricité sur le marché et recevront une incitation sous la forme d'une prime de façon séparée. Cette prime est généralement distribuée par une entité indépendante qui gère un fonds pour les énergies renouvelables. Ce fonds est alimenté par une composante de tarif spécifique introduite et mise à jour de façon continue par le régulateur en vue de suivre le mix énergétique et le coût de

système qui en résulte. Les FIT STC sont très communs dans l'UE, qui fait pression en faveur d'un développement équilibré des technologies renouvelables.

Lorsqu'une incitation est introduite, comme c'est habituellement le cas avec le STC, les règles et le mécanisme permettant d'y accéder doivent être spécifiés. Trois principes d'accès principaux existent : l'accès sans contrainte, une politique « premier arrivé, premier servi » et la mise en vente aux enchères des droits d'accès. Parce que les méthodologies visant à attribuer l'accès aux tarifs et l'accès aux droits d'accès sont, pour leurs majeures parties, équivalentes, ces principes sont décrits de façon plus approfondie plus tard, dans la partie consacrée aux droits de connexion (3e partie).

Les avantages des FIT STC[35] :

- Toutes les technologies renouvelables peuvent accéder au marché de l'électricité. Bien qu'il encourt un coût plus élevé à court terme, un tel accès fournit le fondement d'une stratégie en matière d'énergie renouvelable plus complète qui s'appuie sur diverses technologies et solutions. Il incite un développement équilibré de l'énergie renouvelable et peut être combiné avec des objectifs politiques spécifiques. Si les STC ne sont pas mis à jour en réponse à l'inflation, ils peuvent aussi accroître les taux d'inflation, réduisant son impact sur les prix de l'électricité.
- Les tarifs peuvent accélérer le développement des technologies renouvelables dont les coûts de niveau d'entrée peuvent être plus élevés que l'ACG, mais dont le potentiel à long terme peut dépasser les coûts initiaux.
- Les coûts d'énergie renouvelable sont découplés du coût du pétrole ou des combustibles fossiles. L'électricité produite par les centrales STC a un effet stabilisant sur les coûts finaux de l'électricité dissociés des fluctuations du coût des combustibles fossiles. Si le tarif de rachat garanti était calculé en fonction de l'ACG, l'ACG étant généralement basé sur la production à partir des combustibles fossiles, toute mise à jour au niveau du FIT sur la base de l'ACG suivrait les coûts des combustibles fossiles. Pour les FIT STC, le coût traduit dans le tarif suivra les coûts d'investissement, pour les FIT ACG, il suivra le prix des combustibles fossiles.

Les inconvénients des FIT STC :

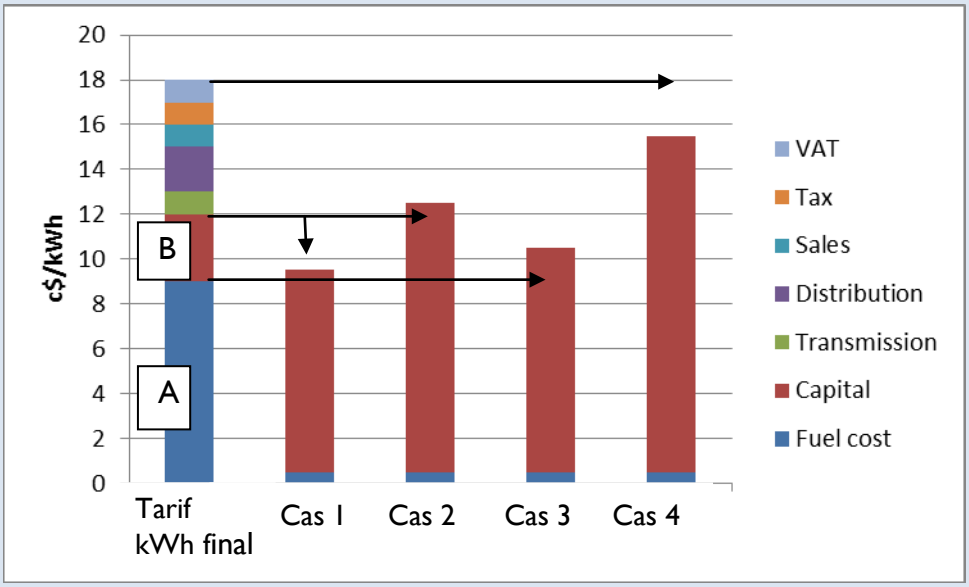
- De plus grands efforts de réglementation sont nécessaires pour calculer et mettre à jour les STC, et il se peut qu'une structure tarifaire plus compliquée soit nécessaire pour rembourser les IPP.
- Ils accompagnent habituellement l'introduction d'incitations, et entraînent ainsi des coûts supplémentaires au système.
- S'ils ne sont pas bien conçus, la méthodologie risque de ne pas suivre les vrais coûts de technologie futurs et les coûts deviendront excessivement onéreux pour le système.

Il n'existe pas de choix de méthodologie optimal pour élaborer un FIT. L'ACG et le STC présentent tous deux des avantages et inconvénients qu'un corps législatif/régulateur doit être capable d'adapter aux caractéristiques et aux priorités spécifiques d'un pays. Il peut s'avérer utile d'entreprendre des évaluations d'impact des options proposées afin d'exposer les différences des deux systèmes au fil du temps. En outre, il peut également s'avérer utile de

spécifier une norme technique minimum afin d'empêcher que ne soient installés des systèmes à énergie renouvelable obsolètes.

Encadré 4 : Coûts de production et énergie renouvelable

Dans tout système électrique, le coût final de l'électricité par KWh, désigné comme le « tarif de kWh final » dans le graphique ci-dessous, résulte de la somme des composantes suivantes : coût du capital de l'infrastructure productrice, coûts variables de production (OPEX, notamment coût lié aux combustibles pour les centrales classiques), coûts de transport, coûts de distribution, coûts de vente et de service de comptage, taxes et impôts, et taxe sur la valeur ajoutée (TVA). Le coût de production (coûts du capital et des combustibles) constitue généralement entre 50 et 70% du coût de l'électricité final.



Vat = TVA

Tax = Taxe

Sales = Ventes

Distribution = Distribution

Transmission = Transport

Capital = Capital

Fuel cost = Coût de combustibles

Dans le graphique ci-dessus, un tarif final basé sur la production à partir des combustibles fossiles (tarif final en kWh) est comparé à différents cas possibles de coûts d'énergie renouvelable.

Quand le coût de la production à partir des combustibles fossiles [capital (B) + coût des combustibles (A)] est plus élevé que le LCOE énergie renouvelable (cas n°1), l'introduction d'une méthodologie ACG constitue l'option la plus praticable, parce que l'énergie renouvelable est compétitive par rapport à la production d'électricité à partir des combustibles fossiles.

Quand le LCOE énergie renouvelable est plus élevé que l'ACG (cas n°2), il est nécessaire d'introduire un certain degré d'incitation : une prime doit être reconnue sur l'ACG. Ceci est fréquemment résolu avec un FIT STC.

Dans certains cas, les tarifs de l'électricité ne reflètent pas complètement les coûts et ne sont

pas non plus assez élevés pour rembourser la composante de coût du capital de la production aux entreprises de service public. Les tarifs, dans bien des cas, couvrent à peine les coûts de combustibles (A). Bien que l'ACG devrait être calculé sur la base d'une combinaison des coûts du capital et des combustibles (A+B), le service public peut seulement récupérer les coûts de combustibles (A) à travers le tarif, ce qui est souvent le cas quand le corps législatif doit maintenir le tarif à des niveaux bas pour des raisons politiques. Dans ce cas, il se peut que les sources d'énergie renouvelables ne semblent pas compétitives par rapport aux combustibles fossiles. Dans le cas n°3, les sources d'énergie renouvelables restent compétitives par rapport à la production d'électricité à partir des combustibles fossiles, mais parce les tarifs finaux sont uniquement définis pour le coût des combustibles (A), les sources d'énergie renouvelables paraissent plus chères. Les biens de production énergétique à partir des combustibles fossiles sont, ou seront, d'une manière ou d'une autre, payés par les biens publics.

Dans d'autres cas, l'approvisionnement en combustibles fossiles pour la production énergétique est subventionné et les services publics ne paient pas le coût entier des combustibles fossiles. Dans ce cas, le coût des combustibles (A) semble plus bas qu'il ne l'est en réalité. La différence entre le coût réel des combustibles et le prix incitatif payé par les services publics est couverte par les subventions d'État.

Le dernier cas, le cas n°4, illustre un système basé sur les sources d'énergie renouvelables installé par un utilisateur final où le coût évité de référence est le prix final de l'électricité, qui inclut le transport, la distribution, les ventes et les taxes. Ce coût est considérablement plus élevé que le coût de production (A+B uniquement). On utilise généralement le coût de détail pour calculer les possibilités de facturation nette. Les régimes de facturation nette peuvent inclure, ou non, des composantes fiscales (TVA et taxes sur les kWh consommés) sur la quantité d'électricité échangée entre le petit producteur d'énergie renouvelable et le réseau. L'exonération des composantes fiscales sur la quantité échangée est une incitation de plus pour les systèmes décentralisés souscrivant à la facturation nette. Le cas n°4 illustre les coûts de production d'une petite installation, qui sont généralement plus élevés que ceux d'une installation de grande taille connectée au réseau (cas n° 1, 2 et 3), mais qui restent compétitifs si l'on tient compte de l'ACG au niveau de détail.

B.3 Autres Possibilités de FIT (ACG et Coûts Spécifiques)

Les FIT peuvent également être conçus de sorte à incorporer des tarifs basés sur le moment de la production, avec l'effet de lier la rémunération de l'énergie renouvelable à la valeur économique de l'électricité en fonction du moment auquel elle est produite (heure du jour ou saison de l'année). Les tarifs basés sur le moment de production peuvent être appliqués à toutes les centrales à sources d'énergie renouvelables, ou uniquement aux technologies qui sont prévisibles, comme l'hydraulique, la biomasse ou le biogaz. Il est possible de structurer des tarifs de rachat garanti dans les prix de charge de base et charge de pointe sur une base quotidienne ou saisonnière. Pour la méthodologie ACG, une technologie charge de base et charge de pointe de référence peut être employée aux fins du calcul. Il est aussi possible d'introduire une prime (coefficient) pour corriger le prix de tarif de référence pour l'électricité produite durant les heures de pointe.

Les tarifs établis en fonction du moment peuvent inciter la production à partir des sources d'énergie renouvelable lorsque le système produit de l'électricité à des coûts plus élevés. Cet effet encouragera la création d'énergie renouvelable programmable plutôt que non programmable. Deux systèmes différents peuvent coexister : un régime uniquement tarifaire et un régime basé sur le moment de production.

Le FIT de la Tanzanie (encadré 3) fournit un exemple de FIT modulé selon les saisons. L'introduction d'un coefficient simple donne un signal de prix au producteur d'énergie :

- 1,2 pour les saisons sèches, où l'électricité est plus rare et plus coûteuse à produire étant donné la pénurie d'eau dans les centrales hydro-électriques.
- 0,9 pour les saisons humides, où l'hydroélectricité est plus abondante

Des systèmes axés sur le marché (par ex. les ventes aux enchères ou les appels d'offres) peuvent être institués afin d'octroyer l'accès aux droits FIT quand la capacité globale est limitée. Les capacités totales (MW) pour chaque technologie ainsi que le premier prix (c.-à-d. le tarif devant être constaté sur une période donnée) sont définis. Les promoteurs potentiels font leurs offres et les droits de développement sont donnés aux plus offrants. Le Ghana, par exemple, a introduit un mécanisme de rachat garanti reposant sur des prix de rachat garanti maximums que le service public peut payer aux IPP. Il est demandé aux entreprises de service public d'acheter de l'électricité renouvelable à travers un processus d'appels d'offres internationaux (AOI) défini dans les lignes directrices spécifiques approuvées par le régulateur en matière d'électricité (PURC) en consultation avec la Public Procurement Authority. Dans certains cas, ce processus compétitif peut compliquer et retarder encore plus la mise en service des installations à sources d'énergie renouvelables. L'avantage en termes de réduction des coûts liés au mécanisme incitatif peut être très limité par rapport aux coûts de transaction générés par des actions compétitives.

Pour les systèmes PV, au lieu de tenir des ventes aux enchères concurrentielles ou des appels d'offres, il peut s'avérer plus efficace d'introduire une limite de taille pour la construction des centrales électriques (par exemple 2 MW) et d'attribuer la capacité disponible suivant un principe « premier arrivé, premier servi ». Les systèmes PV sont intermittents – ainsi, plus ils sont décentralisés, moins il sera probable de constater une baisse de la production dans tous les systèmes en même temps. Bien que cela soit aussi le cas pour l'éolien, l'économie des centrales éoliennes montre que plus un système est important, plus le coût par MW installé est faible. Les avantages présentés par les systèmes PV grande échelle en termes de coûts ne sont pas aussi évidents que pour le secteur éolien. Les centrales électriques de plus grande taille peuvent avoir de meilleures chances de gagner des enchères, mais poseront des problèmes d'équilibrage plus importants au niveau du système national, introduisant ainsi des coûts cachés supplémentaires. Pour cette raison, la construction de systèmes PV de grande taille peut nécessiter de réaliser des études de faisabilité technique complètes pour évaluer les impacts potentiels sur le réseau de l'installation qui retarderont encore plus la mise en œuvre d'un mécanisme favorable à l'énergie renouvelable. L'avantage économique que présente l'introduction d'un système d'appels d'offres pour la technologie PV est négligeable, parce que les économies marginales sur les kW supplémentaires pour les systèmes de grande taille (>2 MW) sont très limitées. En outre, l'installation d'un grand nombre de centrales PV de taille plus petite offre des avantages en termes d'amélioration de l'équilibrage du système et

d'accroissement des taux d'emploi par kW installé, parce qu'il y a plus d'opportunités pour les ingénieurs et techniciens nationaux. Surtout au début du développement du marché, il est important de développer plus de centrales afin de faciliter un marché PV national et d'augmenter la compétence nationale dans ce secteur. Il est important de souligner que le développement d'une industrie PV nationale est une option économique en faveur de l'électrification des zones rurales en vue d'atteindre des zones non desservies et de fournir des services de réserve pour les grands consommateurs. Les deux pays leaders en installation de PV, qui sont l'Allemagne (33 GW) et l'Italie (18 GW), ont commencé par des petites installations, et les petites installations (<1 MW) représentent toujours la part la plus élevée des installations et de la production d'électricité PV.

Pour les autres technologies, comme l'éolien, les problèmes potentiels d'équilibrage du réseau sont réduits en fonction de la taille de la centrale électrique. En d'autres termes, le coût d'investissement marginal par kW est inférieur pour les centrales de grande taille, en particulier si le coût d'investissement marginal est la norme pour déterminer la compensation. Dans ce cas, le mécanisme axé sur le marché peut présenter un avantage supérieur pour le système. Quand on tient une vente aux enchères ou qu'on lance un appel d'offres pour attribuer les droits d'accès de rachat garanti, des mesures précises doivent être introduites afin d'assurer que les centrales soient mises en service durant une période donnée et que les enchérisseurs soient financièrement viables. À cette fin, dans certains cas, les FIT sont progressivement réduits si les promoteurs de centrales retardent les installations et un dépôt financier est nécessaire pour participer à la vente aux enchères. En Italie, par exemple, la législation attribue les droits de rachat garanti selon les principes de compétitivité. La capacité disponible est définie par décret pour chaque technologie d'énergie renouvelable (voir tableau 6). Une fois que le concurrent a gagné l'enchère, il doit respecter un délai maximum pour terminer l'installation. Une fois la date prévue de mise en service passée, le FIT est réduit de 0,5 % chaque mois pour un retard maximum autorisé de 24 mois. La participation à la vente aux enchères est subordonnée à un dépôt financier. Si l'installation n'est pas terminée dans la période autorisée prédéterminée, le dépôt est perdu.

Tableau 6 : Échéances de mise en service des centrales à sources d'énergie renouvelables pour compléter les mécanismes de ventes aux enchères des droits FIT en Italie[36]

Technologie	Capacité autorisée en 2013 MW	Délais prévus de mise en service (mois)	Réduction FIT pour tout mois de retard	Retard maximum autorisé (mois)
Vent d'afflux	500	28	0,5 %	24
Énergie éolienne en mer	650	40		
Hydro	50	40		
Géothermie	40	40		
Biomasse	470	40		

L'avantage d'un système axé sur le marché est que celui-ci combine un processus de fixation du tarif par voie administrative et l'efficacité économique fournie par un processus d'attribution reposant sur les principes de compétitivité. Pourtant, il arrive souvent que les coûts de transaction et administratifs soient plus élevés que les améliorations attendues en termes d'efficacité économique. Il est parfois préférable de faire en sorte que le système de rachat garanti reste aussi simple que possible.

Un FIT permettant une récupération accélérée des coûts est une autre option envisageable. Par exemple, la législation allemande permet à l'IPP de choisir un FIT sur 20 ans ou un tarif plus élevé sur 12 ans (voir tableau 7).[37] L'introduction de l'option accélérée encourage les pionniers dans le développement des nouvelles technologies. Un tarif plus élevé sur une période plus courte constitue une autre incitation pour les promoteurs de centrales, car le risque devient alors plus faible et le point d'équilibre de l'investissement sera atteint plus rapidement.

Tableau 7 : Modèle de FIT d'accélération pour l'énergie éolienne en mer en Allemagne[38]

Année de mise en service	Rémunération de base [ct/kWh]	Rémunération supérieure initiale [ct/kWh]	Rémunération supérieure initiale dans le modèle d'accélération [ct/kWh]
2012	3,5	15,0	19,0
2013	3,5	15,0	19,0
2014	3,5	15,0	19,0
2015	3,5	15,0	19,0
2016	3,5	15,0	19,0
2017	3,5	15,0	19,0
2018	3,26	13,95	-
2019	3,03	12,97	-
2020	2,82	12,07	-
2021	2,62	11,22	-

Dégressivité d'ici 2017 : 0,0 pour cent, à partir de 2018 : 7 pour cent
Durée du paiement au tarif : 20 ans (modèle d'accélération : 12 ans)

B.4 Mises à Jour du Tarif de Rachat Garanti

D'autres paramètres devraient entrer en ligne de compte lors de l'élaboration d'un FIT (avec ACG ou STC) : l'inflation et le cours des devises étrangères. Ces deux variables devraient être mentionnées de manière spécifique dans le cadre juridique principal pour permettre aux promoteurs de centrales d'évaluer leur rémunération d'investissement à long terme.

Inflation

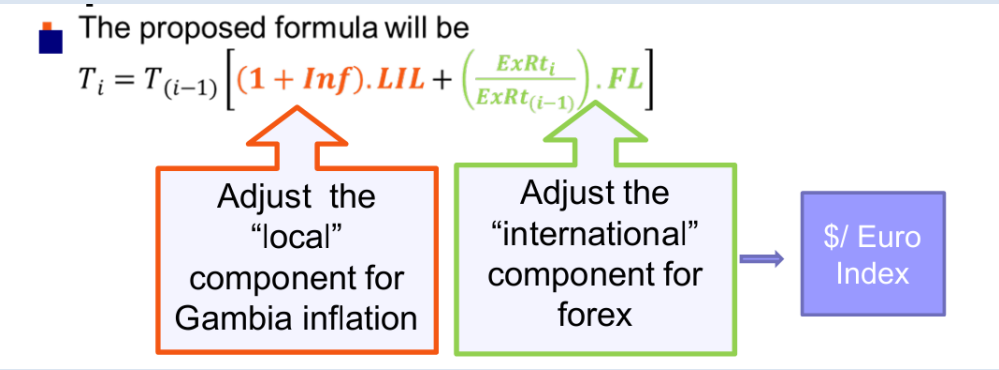
Inclure l'inflation dans la formule du FIT permettra de faire en sorte que la rémunération de l'énergie renouvelable reste constante aux termes réels sur la période spécifiée. En principe,

l'inflation devrait être incluse dans le FIT parce que les investissements en énergie renouvelable anticipent tout le capital lors de la première année. Dans l'ACG, la correction de l'inflation devrait uniquement être appliquée sur la composante de coût du capital de la technologie de référence. Les coûts de combustibles, s'ils sont mis à jour annuellement, constituent une variable indépendante qui inclut déjà l'inflation. Il arrive souvent que les tarifs d'électricité nationaux ne suivent pas l'inflation, et une inclusion complète de l'inflation dans les tarifs de l'électricité produite à partir des sources d'énergie renouvelables peut être perçue comme un privilège excessif pour les promoteurs d'énergie produite à partir des sources d'énergie renouvelables. Dans certains cas, seul un pourcentage de quota d'inflation est inclus. Il est généralement conseillé d'ajuster uniquement les FIT pour les centrales existantes. Pour les nouvelles centrales, le niveau de rachat garanti précédemment calculé ne doit pas être ajusté en fonction de l'inflation, parce que les coûts de technologie d'énergie renouvelable sont souvent déconnectés de l'inflation. Les coûts de technologie d'énergie renouvelable peuvent diminuer de façon considérable quand l'inflation augmente. Si le FIT est aussi mis à jour pour les centrales futures, les investisseurs peuvent être incités à reporter la mise en service de leurs centrales à plus tard afin de tirer profit de l'inflation croissante.

Cours des devises étrangères

Dans certains cas, parce que la plupart des technologies sont achetées sur les marchés internationaux, les fluctuations du cours des devises étrangères par rapport à l'euro ou au dollar US sont prises en compte dans les mises à jour des tarifs. Bien qu'une inclusion complète de l'inflation dans la mise à jour des tarifs pourrait compenser les fluctuations du cours des devises étrangères, l'inclusion d'une partie ou de toutes ces fluctuations dans l'ajustement du tarif aura pour effet d'accroître la confiance des investisseurs. La formule proposée dans le régime de rachat garanti de la Gambie illustre ce principe dans la pratique (voir encadré 5).[39]

Encadré 5 : Formule de mise à jour proposée pour un FIT ACG avec inclusion de l'inflation et des fluctuations du cours des devises étrangères en Gambie.



The proposed formula will be = La formule proposée sera
Adjust the « local » component for Gambia inflation = Ajuster la composante « locale » pour l'inflation de la Gambie
Adjust the « international » component for forex = Ajuster la composante « internationale » pour les devises étrangères
$/Euro index = Indice $/euro

Où :

- T_i est le tarif pour la période « I »
- $T_{(i-1)}$ est le tarif lors d'une période précédente (i-1)
- Inf est l'inflation locale
- LIL est le lien avec l'inflation locale estimée (pourcentage)
- FL est le lien avec le cours des devises étrangères estimé (pourcentage)
- $ExRt_i$ est le taux de change GMD/€ pour la période « I »
- $ExRt_{(i-1)}$ est le taux de change GMD/€ pour la période précédente (i-1)

Supposons que l'ACG initial de la Gambie est de 8,4 GMD/kWh. Une année plus tard, l'inflation a augmenté de 5 % et le cours des devises étrangères est passé de 40 GMD à 45 GMD pour 1 €. Le mécanisme de la Gambie comptabilise 50 % de la fluctuation de l'inflation (LIL) et 50 % de la fluctuation du cours des devises étrangères. La formule qui en résulte est la suivante :

T_i = 8,4 GMD/kWh x [(105 %) x 50 % + (45/40) x 50 %] = 8,4 x (52,5 % + 56,3 %) = 9,14 GMD/kWh

Lors de la deuxième année, l'ACG mis à jour correspondant devant être attribué aux nouvelles centrales à énergies renouvelables mises en service durant la première année est de 9,14 GMD/kHh[40].

B.5 Certificat Vert

Une option de type avancé visant à soutenir l'énergie renouvelable consiste à introduire un système de quota obligatoire avec un marché de certificats verts. L'obligation est normalement imposée aux compagnies de distribution de l'électricité. Dans certains pays, l'obligation a été imposée aux compagnies de production (Italie et É.-U.) ou aux consommateurs finaux. L'obligation exige de retrouver chaque année un pourcentage minimum d'électricité verte au sein des ventes d'électricité totale. Ce pourcentage est progressivement augmenté chaque année jusqu'à ce que l'objectif de développement de la politique en matière d'énergies renouvelables soit atteint.

L'établissement d'un objectif de politique en matière d'énergie renouvelable à long terme s'est souvent avéré subjectif et difficile à déterminer. Dans certains cas, le régulateur est forcé de réévaluer le quota obligatoire en raison de changements au niveau des technologies ou de conditions économiques imprévues. Par exemple, si l'objectif de court terme est trop élevé, la compagnie de distribution de l'électricité peut éventuellement rencontrer des problèmes d'équilibrage du réseau ou des problèmes économiques. Si l'objectif n'est pas assez élevé, la compagnie assurant la fourniture de l'électricité peut prendre trop de temps pour incorporer la technologie d'énergie renouvelable dans son mix de production énergétique. C'est le travail du régulateur d'évaluer attentivement le quota obligatoire pour déterminer d'un point de vue holistique son impact global sur les clients et sur l'économie.

Dans certains pays, les compagnies de distribution de l'électricité peuvent se conformer à cette obligation en achetant le nombre de certificats verts correspondant à leur quota obligatoire. Par exemple, si la compagnie A vend 100 GWh d'électricité chaque année et que l'obligation de certificats verts est établie à 5 %, cette compagnie doit acheter 5 certificats verts (c.-à-d. 1 certificat = 1 MWh d'énergie verte) pour se conformer à l'obligation. L'année suivante, l'obligation sera de 7 %, et la compagnie devra acheter plus de certificats pour respecter le nouveau quota. Du côté de la production, les opérateurs d'énergie renouvelable génèrent de l'électricité et reçoivent un nombre égal de certificats verts. Alors que l'électricité est vendue sur le marché au prix du marché, le certificat peut être vendu de façon bilatérale aux entreprises de service public soumises à l'obligation ou sur un marché de certificats verts.

Les mécanismes de certificat vert remplissent l'objectif de la politique consistant à atteindre une part déterminée d'énergie renouvelable sur une période donnée par l'intermédiaire d'un mécanisme compétitif où les coûts de l'énergie renouvelable sont définis non pas par le régulateur, par un processus administratif compliqué, mais par le marché. Le devoir du régulateur dans le cadre d'un mécanisme de certificat vert se limite à surveiller le marché et à s'assurer que les quotas obligatoires sont respectés.

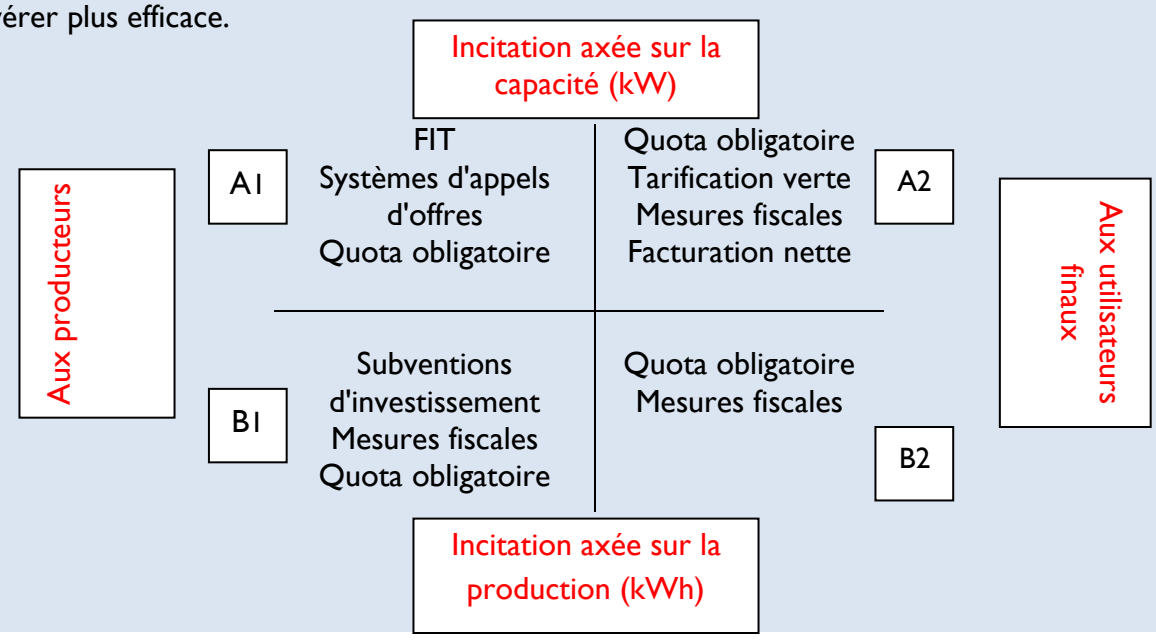
Le mécanisme de certificat vert s'est souvent avéré plus difficile à mettre en œuvre que prévu. Dans la plupart des cas, le risque combiné de la rémunération de l'électricité et des certificats verts, l'emprise sur le marché de certains opérateurs, et le développement exclusif de certaines technologies compétitives ont persuadé le corps législatif de corriger le mécanisme au point de rendre nuls ses avantages allégués.

L'application du mécanisme a aussi été difficile. L'introduction d'amendes de non-respect (option de rachat) pour les opérateurs qui ne sont pas capables de faire valoir assez de certificats correspond à un plafond de prix du mécanisme. Quand l'amende est trop élevée, il est difficile d'exiger son paiement. Quand elle est trop peu élevée, les compagnies préfèrent payer l'amende plutôt que construire de nouvelles centrales à sources d'énergie renouvelables.

Pour ces raisons, les systèmes de certificat vert semblent n'être une réussite que sur les grands marchés de l'électricité (marchés régionaux) caractérisés par un haut niveau de concurrence dans le secteur de la production comme dans celui de la fourniture. En fait, deux des plus grands marchés de certificats verts (l'Italie et le Royaume-Uni) sont à présent revenus à des FIT gérés par la vente aux enchères des droits.

Encadré 6 : Classification des systèmes incitatifs en matière d'énergies renouvelables

Un grand nombre de types de mécanismes incitatifs en matière d'énergies renouvelables existent. Le schéma ci-dessous illustre un exemple de système de classification en fonction de l'objectif de l'incitation. Une incitation peut être donnée sur le développement d'une nouvelle *capacité* (kW) ou pour la *production* (kWh) d'électricité renouvelable, et elle peut être octroyée aux *producteurs* ou aux *utilisateurs finaux*. Le choix de l'incitation comporte différentes implications. Dans certains marchés de l'électricité nationaux, nombreuses incitations peuvent coexister. Les incitations, qui doivent servir des objectifs de politique, peuvent être données pour promouvoir le démarrage d'une industrie nationale des énergies renouvelables, pour réduire la dépendance aux combustibles fossiles, pour atteindre des objectifs environnementaux, pour accroître l'accès à l'électricité, ou, comme c'est souvent le cas, pour soutenir une combinaison d'objectifs politiques. Par exemple, il peut être approprié pour un pays disposé à inciter au démarrage d'une industrie nationale de mettre en place des incitations se rapportant à l'installation des capacités (kW) si la priorité est d'accroître la sécurité de la fourniture. D'un autre côté, une incitation axée sur la production (kWh) de l'électricité pourrait s'avérer plus efficace.



A1 : *Incitations axées sur la production aux producteurs*
Une incitation axée sur la production aux producteurs vise à rémunérer chaque kWh produit par la centrale et injecté dans le réseau. L'objectif politique de ce type de mécanisme est de maximiser la production d'électricité renouvelable. Si le producteur est payé pour l'électricité produite, l'incitation à accroître l'efficacité du système et à maintenir une performance de haut niveau dans sa de centrale est très élevée. Du moment que la technologie respecte les normes internationales de qualité et de sécurité, le corps législatif et le régulateur ne sont pas obligés d'entreprendre des évaluations techniques et financières pour chaque centrale. Dans un système incitatif orienté vers les producteurs, les IPP doivent être capables d'accéder au marché de l'électricité au niveau de la production.

Le corps législatif et le régulateur ont besoin de développer un mécanisme ouvert, solide et compréhensible qui permet aux acteurs du marché d'accéder aux incitations. Les incitations sont distribuées selon les règles de marché en fonction des kWh enregistrés sur les compteurs électriques aux prix connus et publiés par les institutions pertinentes (généralement les autorités de réglementation). Du moment que l'accès aux incitations et les procédures se rapportant aux droits de connexion sont bien définis, les *incitations axées sur la production aux producteurs* peuvent être considérées comme un mécanisme transparent et fiable de distribuer les ressources publiques. Les *incitations axées sur la production aux producteurs* sont le noyau de toute politique notable en matière d'énergie renouvelable. Un FIT constitue une *incitation axée sur la production aux producteurs* type. La conception d'un FIT peut être basée sur la méthodologie ACG ou STC, et les droits aux incitations peuvent être assurés par l'intermédiaire d'un processus compétitif (systèmes d'appels d'offres) ou non compétitif. Dans certains cas, les systèmes de certificat vert peuvent aussi être considérés comme des *incitations axées sur la production aux producteurs* lorsque l'obligation de développer un pourcentage minimum de nouvelles sources d'énergie renouvelables est imposée aux centrales classiques (à combustibles fossiles) plutôt que sur les fournisseurs ou les utilisateurs finaux.

Avec les *incitations axées sur la production aux producteurs*, les responsables des politiques doivent calculer le niveau d'incitation pour la rémunération de l'électricité renouvelable, ce qui requiert l'adoption de méthodologies spécifiques. Si une asymétrie d'information notable émerge entre les acteurs du marché et les responsables des politiques lors de la fixation des tarifs, le risque qui en résulte est celui d'un coût abusif pour les consommateurs finaux à long terme. Ce risque peut être atténué en recourant à des processus de consultation ouverts, des évaluations d'impact et/ou au benchmarking international. L'*incitation axée sur la production aux producteurs* peut être employée en complément d'autres mécanismes incitatifs, souvent avec des incitations fiscales (*incitations axées sur la capacité)* et des options de facturation nette (*incitations axées sur la production aux utilisateurs finaux)*, entre autres.

A2 : *Incitations axées sur la production aux utilisateurs finaux*
Cette incitation est axée sur le nombre de kWh du côté des utilisateurs finaux au lieu des producteurs. Les *incitations axées sur la production aux utilisateurs finaux* les plus importants sont les quotas obligatoires reposant sur les certificats verts et les options de facturation nette. Le principe qui sous-tend les certificats verts consiste à imposer un quota obligatoire aux entreprises de service public (secteur vente ou distribution). Il est demandé aux services publics d'incorporer une part minimum annuelle d'énergie renouvelable dans le mix électrique qu'ils

fournissent aux utilisateurs finaux. Le quota obligatoire augmente annuellement jusqu'à atteindre la part d'énergie renouvelable souhaitée par le corps législatif dans le mix de la production électrique nationale. En théorie, le mécanisme de certificat vert offre un outil efficace pour développer les sources d'énergie renouvelables où le régulateur et le corps législatif définissent les règles de marché puis font un pas en arrière pour laisser au marché le soin de déterminer les solutions les plus efficaces et les options les moins coûteuses pour atteindre les objectifs obligatoires. En pratique, les marchés de certificats verts introduisent des risques supplémentaires pour les promoteurs des centrales (c.-à-d., le prix à long terme des certificats verts) et rendent nécessaire la mise en œuvre de certaines conditions de marché comme des hauts niveaux de compétition et des marchés de l'électricité de grande taille. En fait, les systèmes de certificat vert nécessitent encore un haut niveau d'intervention de la part des responsables des politiques en vue de compenser les distorsions et les inefficacités du marché. La *facturation nette* est une *incitation axée sur la production aux utilisateurs finaux* type. Sans coût de système ou avec un coût de système limité, l'option de la facturation nette offre aux utilisateurs finaux la possibilité d'installer une petite centrale électrique pour leur propre usage (autoconsommation) et d'utiliser le réseau national comme système de stockage pour leur surplus de production. La facturation nette nécessite la création de règles techniques et la préparation d'un contrat standard devant être signé par les utilisateurs finaux et les entreprises locales de service public. Le régulateur doit examiner soigneusement les subventions par catégorie lorsqu'il détermine les détails du tarif de facturation nette. Par exemple, si des coûts fixes sont normalement collectés selon la quantité d'énergie consommée, les clients souscrivant à la facturation nette peuvent ne pas récupérer le coût fixe nécessaire pour que le service de secours puisse être fourni par l'entreprise de service public. Ceci constitue un domaine d'intervention type pour le régulateur. Des tarifs de tarification verte basés sur la disposition des consommateurs à payer le développement de l'énergie renouvelable constituent une *incitation volontaire axée sur la production aux utilisateurs finaux.* Son efficacité en termes de développement des marchés renouvelables, reste néanmoins à constater.

B1 : *Incitations axées sur la capacité aux producteurs*
Ces incitations sont habituellement fournies sous la forme de subventions d'investissement ou de mesures fiscales. Le régulateur joue normalement un rôle minime dans la définition des *incitations axées sur la capacité aux producteurs* ; cette responsabilité échoit au gouvernement. Des subventions d'investissement, par exemple, sont octroyées lors de la mise en service de nouvelles capacités renouvelables sous la forme d'un pourcentage des coûts d'investissement totaux ou d'un quota fixe par kW installé. La gestion du mécanisme pose généralement de nombreuses difficultés pour surveiller l'efficacité du système. Les coûts d'investissement totaux peuvent cacher des coûts non appropriés, et les centrales peuvent être développées en s'appuyant sur des technologies inefficaces et même des systèmes de seconde main. Ces incitations ne peuvent pas être maintenues à long terme étant donné qu'elles sont uniquement données sur les coûts initiaux. Il se peut que les promoteurs de centrales électriques n'optimisent pas les facteurs de charge du système. Pourtant, les incitations sur le coût de l'investissement peuvent constituer l'instrument le plus approprié pour encourager une industrie nationale de l'énergie renouvelable, parce que les incitations peuvent être rattachées à des technologies ou à des composantes de centrale spécifiques. Différentes formes d'incitation fiscale existent, qui sont aussi des formes d'*incitations axées sur la capacité aux producteurs.*

L'exonération de la taxe sur les importations et de la TVA sont des formes de mécanismes incitatifs récurrents dans de nombreux pays. Les mesures fiscales peuvent aussi inclure des régimes d'exonération fiscale temporaire comme une réduction des cotisations sociales et de l'impôt sur le revenu et des exonérations pour les entreprises travaillant dans le secteur de l'énergie renouvelable. Afin de promouvoir des objectifs en matière d'accès à l'énergie, des mesures fiscales ayant la forme d'exonération de l'impôt sur le revenu peuvent aussi être introduites pour encourager la fourniture d'électricité dans les régions éloignées, comme cela est fait par l'intermédiaire de la loi sur l'investissement au Sénégal.[41]
Les incitations fiscales sont généralement une mesure complémentaire d'une politique en matière d'énergies renouvelables. Des mécanismes de quotas obligatoires, sous la forme d'une capacité minimum d'énergie renouvelable installée par rapport à la capacité énergétique totale d'une compagnie, ont été employés par le passé, mais ceux-ci n'ont pas fourni les résultats escomptés. Les compagnies ont eu tendance à installer des centrales à sources d'énergie renouvelables uniquement afin de respecter cette obligation, sans donner la priorité à l'efficacité de la centrale et au facteur de charge annuel.

B2 : *Incitations axées sur la capacité aux utilisateurs finaux*
Ces incitations sont données aux utilisateurs finaux afin d'accroître leur propre fourniture d'électricité produite à partir d'une source d'énergie renouvelable. Ces incitations sont très souvent associées aux technologies photovoltaïques. L'incitation peut prendre la forme d'un quota minimum imposé d'intégration de technologie renouvelable dans les bâtiments — en général les nouveaux bâtiments subordonnés au processus d'attribution de permis de construire. Le permis de construire est octroyé si le projet prévoit un pourcentage minimum de fourniture d'électricité renouvelable. L'exonération de la TVA sur les petits systèmes renouvelables et leurs composants constitue également un instrument efficace pour disséminer la technologie photovoltaïque au niveau des foyers en tant qu'accès à l'électricité de secours ou de base. Des options de facturation nette sont généralement associées aux mesures fiscales afin d'optimiser l'échange électrique avec les entreprises locales de service public une fois le système installé.

B.6 Viabilité Financière de l'Acheteur d'Ènergie Renouvelable

La viabilité financière de l'acheteur d'électricité produite à partir des sources d'énergie renouvelables peut représenter un autre obstacle au développement de l'énergie renouvelable. L'obligation est souvent placée du côté des entreprises de service public nationales. Non seulement les investisseurs peuvent s'inquiètent de la capacité et de la disposition à long terme du service public à payer l'électricité produite à partir des sources d'énergie renouvelables, mais il peut s'avérer difficile de mettre en œuvre l'obligation d'achat de l'électricité renouvelable si les tarifs finaux ne reflètent pas complètement les coûts. Cette inquiétude est légitime lorsque les tarifs ne génèrent pas assez d'argent pour rembourser le coût total aux entreprises de service public qui, à leur tour, ne seront pas en mesure de payer les investisseurs dans les énergies renouvelables. Dans d'autres cas, si le service public national et le régulateur sont en conflit à propos des révisions des coûts et tarifs, le premier peut retenir ses paiements aux producteurs d'énergies renouvelables jusqu'à la fin du différend.

Pour éviter ces retards de paiement, il est possible d'établir un fonds pour les énergies renouvelables dans lequel une portion de l'argent collecté à travers les tarifs finaux de l'électricité est déposée avant d'être transférée aux producteurs d'énergies renouvelables. Le tarif de l'électricité ou le budget national (ou une combinaison des deux) peut être employé pour couvrir les coûts liés à ce fonds. Des subventions internationales peuvent aussi alimenter ce fonds.

Lorsqu'un fonds pour les énergies renouvelables est introduit, il est demandé au régulateur de calculer une prévision des coûts annuels du mécanisme de rachat garanti des énergies renouvelables et d'introduire une composante renouvelable spécifique dans le tarif final pour collecter une quantité d'argent équivalente à ces coûts. Quand les tarifs sont collectés, l'argent correspondant à la composante renouvelable est directement déposé dans le fonds. Dans ce cas, le PPA est accepté par l'IPP et par le fonds, qui est responsable des paiements.

Dans de nombreux pays, le haut niveau des pertes non techniques est l'une des principales sources d'inquiétude concernant la viabilité financière à long terme des entreprises de service public. Le Ghana a introduit une réglementation visant à réduire les pertes non techniques en introduisant des normes devant être respectées par les entreprises de service public.

C. Accès au Réseau

Les règles d'accès au réseau et les coûts de connexion définis au sein d'un cadre juridique sont aussi importants que la réglementation de la rémunération de l'électricité. L'emplacement et la taille des centrales renouvelables sont déterminés par la disponibilité locale des ressources renouvelables. Les centrales peuvent être situées loin de l'infrastructure du réseau existante et/ou les consommateurs primaires de l'électricité. Les coûts de connexion pour les énergies renouvelables constituent une part considérable des coûts de développement finaux, en particulier pour les systèmes à sources d'énergie renouvelables de petite échelle. Si l'OS n'a pas l'habitude de traiter avec les centrales à sources d'énergie renouvelables, le système a probablement été conçu pour des centrales classiques, et l'introduction de l'énergie renouvelable peut constituer une complication à court terme. De plus, dans les systèmes électriques verticalement intégrés, la compagnie nationale peut ne pas être disposée à connecter des concurrents potentiels du côté producteurs. Ceci est particulièrement vrai quand la compagnie verticalement intégrée reçoit un rendement favorable sur ses propres investissements.

Le régulateur doit assurer qu'une procédure transparente et non discriminatoire soit en place pour connecter les centrales. Au minimum, la procédure devrait être basée sur les composants suivants :

- Des droits de connexion établis pour les IPP et des principes de connexion clairement définis ;
- Une méthodologie pour attribuer les droits de connexion au réseau en cas d'accès limité au réseau ; et
- Une méthodologie pour payer les coûts de connexion.

C.1 Droits de Connexion

Le droit à l'accès non discriminatoire au réseau prescrit que l'OS national doive permettre la connexion de tout IPP disposé à injecter son électricité dans le réseau national. Des exceptions sont prévues si :

- L'IPP n'est pas capable de respecter certaines des normes techniques spécifiques ;
- Les lignes de distribution/transport auquel l'IPP veut se connecter sont encombrées, limitant la capacité disponible.

Une manière efficace d'assurer que le droit d'accéder au réseau est respecté consiste à publier un code de réseau ou d'adopter un code reconnu au niveau international. Le code de réseau contient les normes techniques d'interconnexion pour toute unité de production souhaitant se connecter. Les exigences d'ordre technique sont normalement définies conjointement par le régulateur et l'OS et sont rendues publiques par l'intermédiaire d'une ordonnance. Le code de réseau établit les paramètres pour les connexions haute, moyenne et basse tension. Quiconque respecte ces paramètres peut accéder au réseau sans restriction. Le code de réseau spécifie aussi les dispositifs de mesure et de protection nécessaires pour les installations, ainsi que les procédures et paramètres temporels d'essai technique pour la première connexion. Le code de réseau identifie aussi les étapes du processus d'interconnexion et peut comprendre des documents d'interconnexion types (par ex., formulaires de demande d'interconnexion, accord d'étude d'impact sur le réseau ou accord d'interconnexion). Un formulaire standard de demande de connexion peut être ajouté au code de réseau et un délai de réponse fourni à l'OS.

Quand des droits non discriminatoires sont en place, l'OS peut refuser les connexions uniquement sur la base de limites prouvées de transport des capacités. Une capacité de transport et conception de réseau obsolètes ainsi qu'une interconnectivité limitée peuvent réduire considérablement l'accès aux énergies renouvelables dans certaines régions d'un pays. Le régulateur peut demander à l'OS de communiquer la capacité de connexion disponible pour chaque zone et de mettre à disposition du marché cette information. Le régulateur peut aussi demander que l'OS tienne un registre de toutes les demandes refusées pour qu'elles soient réexaminées dans le cadre des plans de développement futur du réseau.

Les systèmes incitatifs en matière d'énergies renouvelables ont été principalement testés dans des marchés de l'électricité parvenus à maturité où les limites du réseau n'ont émergé qu'après qu'une pénétration considérable de l'énergie renouvelable ait été réalisée. Dans les marchés émergents, il peut être souhaitable d'incorporer dès le début des mécanismes qui rémunèrent de façon adéquate les investissements dans le réseau liés aux énergies renouvelables dans la production d'énergie renouvelable.

L'accès au réseau n'est pas un domaine facile à réglementer. Il se peut que de grandes parties du pays n'aient pas encore été connectées aux réseaux électriques, et ainsi il se peut qu'un pourcentage considérable de la population n'ait pas accès au service de fourniture d'électricité. En principe, les investissements futurs dans le réseau doivent être dirigés vers les régions qui ont un potentiel en matière d'énergie renouvelable ainsi qu'un potentiel économique. Les régions ayant un potentiel économique ont les moyens financiers nécessaires pour payer le service et réduisent donc le risque d'investissement futur. La réglementation soutenant l'énergie renouvelable doit être équilibrée en tenant compte des potentiels en matière

d'énergies renouvelables, du potentiel économique, des priorités d'accès à l'électricité, et une approche pragmatique des développements des réseaux. Les dispositifs spécifiques qui favorisent le développement des petites centrales à énergie renouvelable et les options de facturation nette peuvent être plus efficaces en étendant le réseau pour accroître l'accès à l'électricité, en particulier à court terme.

Pendant les premières phases du développement durant lesquelles le réseau est accessible, la pénétration des énergies renouvelables ne présentera probablement pas de problèmes considérables, si bien qu'un accès sans restriction au réseau peut être octroyé aux promoteurs d'énergie renouvelable. L'OS gérera la surveillance et les connexions d'énergie renouvelable, en communiquant au régulateur les éventuels risques d'encombrement dans les meilleurs délais. Quand cela s'avère nécessaire, le régulateur introduit des règles pour régir l'accès à la capacité de connexion limitée et établir des procédures de gestion de la file d'attente.

La gestion de la file d'attente est essentielle en vue d'un accès ordonné au réseau. Deux méthodologies principales de gestion de la file d'attente existent :

1. Dans un système de type « premier arrivé, premier servi », le promoteur d'énergie renouvelable demande l'accès au réseau à l'OS, qui acceptera les demandes du moment qu'il reste de la capacité et sélectionnera éventuellement les demandes selon des critères économiques.
2. Dans un système d'appels d'offres, la capacité disponible est vendue aux enchères parmi les promoteurs de centrales à énergies renouvelables. Il peut leur être demandé d'offrir une remise sur l'électricité qu'ils vendront si on leur a attribué un droit de connexion. Il peut aussi leur être demandé de s'acquitter de frais de connexion uniques. Le revenu généré par ces frais uniques peut servir à faire de nouveaux investissements dans le réseau ou être utilisé pour réduire le tarif global de l'électricité.

Les deux systèmes de gestion de la file d'attente comprennent une date limite pour la mise en service de la centrale. Quand la capacité est rare, il peut aussi être demandé aux promoteurs d'énergie renouvelable de fournir un dépôt. Il est important que la capacité attribuée soit employée dans des délais raisonnables afin d'éviter de retarder inutilement le développement des énergies renouvelables. Pour éviter la spéculation, les droits de capacité attribués ne devraient pas être transférés ni vendus. Le démarrage d'un marché de l'énergie renouvelable prospérera dans un environnement simple et il souhaitable de ne pas introduire de droits limités à moins que cela soit absolument nécessaire. Des droits limités pourront être introduits plus tard, après la phase de démarrage.

C.2 Coûts de Connexion

Le coût de connexion total d'une nouvelle centrale électrique est déterminé par deux composantes :

1. Le coût de connexion direct, qui est le coût de la ligne allant du compteur de sortie de la centrale au poste du réseau le plus proche (également nommé régime de connexion *shallow*) ; et

2. Le coût de connexion indirect, qui est le coût généré par le renforcement nécessaire du réseau suite à la connexion de nouvelles unités de production. Ces coûts sont également nommés régime de connexion *deep*.

Le principe de coût de connexion le plus communément adopté, nommé régime de connexion *shallow*, n'exige des promoteurs d'énergie renouvelable de payer que les coûts de connexion directs.

Quand un IPP décide de construire une nouvelle ligne pour atteindre le réseau, il se peut que l'OS accepte d'être propriétaire de cette ligne, et la ligne peut devenir une composante de sa stratégie d'expansion future. Pour cette raison, il peut s'avérer utile d'introduire un régime de coût de connexion à double option. Dans la première option, le promoteur de la centrale construit la ligne et supporte l'intégralité des coûts, mais il reste nécessaire de :

- Rendre disponibles des connexions techniques pour les spécifications basse, moyenne et haute tension.
- Spécifier, par voie de réglementation, les délais maximums autorisés par l'opérateur du réseau pour l'inspection et l'essai du système et de la ligne.
- Définir un coût maximum pour les modifications nécessaires au point de connexion du service public.

Pour les coûts de connexion *deep*, l'OS doit se conformer aux délais spécifiques prévus pour la construction de la nouvelle ligne. Les délais attribués peuvent varier en fonction de la complexité des travaux à réaliser, et en proportion de la longueur totale de la ligne. La réglementation devrait définir des délais maximums de référence pour tous les cas. Il est normalement demandé à l'OS de répondre à la demande de connexion d'un promoteur de centrale en respectant des délais donnés, en confirmant :

- La disponibilité de la capacité demandée, et
- L'intention de l'OS de construire la nouvelle ligne. La réponse devrait aussi spécifier le type des travaux à réaliser (complexe ou ordinaire), le délai attendu de connexion au réseau et inclure un devis du coût de connexion.

Quand la ligne est construite par l'OS, le promoteur de la centrale ne supportera qu'une fraction du coût de connexion total. Une option réglementaire facile à mettre en place consiste à introduire le paiement d'une somme forfaitaire proportionnelle à la longueur et à la capacité de la connexion demandée.

Dans un marché verticalement intégré, le tarif reflète le coût des nouvelles connexions et des mises à jour du réseau ainsi que la planification de la nouvelle infrastructure de production. Les infrastructures de production, transport et distribution sont autant de parties de la même stratégie. Cependant, parce que l'emplacement des nouvelles centrales introduites par les IPP peut ne pas avoir été anticipé par l'OS, une nouvelle unité de production peut encourir des coûts supplémentaires pour le système, qui devra être reconfiguré.

Une fois qu'un pays donne la priorité au développement des énergies renouvelables, il est généralement entendu qu'une partie des coûts indirects des connexions est socialisée et absorbée dans le tarif en tant qu'investissements de réseau ordinaires. Il n'est demandé que

dans très peu de cas aux promoteurs d'énergies renouvelables de payer des coûts de connexion *deep*.

D. Équilibrage du Système

Les sources d'énergie renouvelables peuvent être catégorisées en sources programmables et sources non programmables d'énergie. Les sources d'énergie renouvelables non programmables peuvent causer des fluctuations au niveau du système étant donné qu'elles dépendent de la météo et ne peuvent être exploitées en suivi de charge.

Les systèmes PV et éoliens sont les plus fluctuants sur une période donnée, alors que les technologies utilisant le biogaz, la géothermie, la biomasse et l'hydraulique sont aisément prévisibles. La variabilité est cependant une caractéristique inhérente de certaines des sources d'énergie renouvelables, et les problèmes de fluctuation ne devraient pas être considérés comme un obstacle au développement de l'énergie renouvelable, en particulier durant les premières phases de la pénétration des énergies renouvelables dans les marchés de l'électricité.

Les pays faisant figure de pionniers dans l'installation de l'énergie renouvelable, comme le Danemark, n'ont pas rencontré de problèmes avec un haut niveau de pénétration de sources d'énergie renouvelables intermittentes. Le Danemark s'appuie sur plus de 30 % de production éolienne, aidée par de nombreuses interconnexions.[42] Les fermes éoliennes des îles de São Vicente et Sal du Cap-Vert fournissent en moyenne plus de 30 % de la fourniture électrique[43], mais ont un régime éolien très stable. Bien que la pénétration optimale de l'énergie renouvelable dépende des caractéristiques locales de chaque zone, à ce jour tous les systèmes électriques ont été capables de s'adapter au nouveau mix de production. Le fait de construire de nombreuses centrales de petite taille a des avantages au niveau de l'équilibrage de l'introduction. L'OS – l'entité qui autorise les connexions des systèmes à sources d'énergie renouvelables – ne devrait arrêter des interconnexions que s'il perçoit que l'équilibrage du réseau se trouve réellement menacé. Sinon, comme c'est souvent le cas, les caractéristiques d'intermittence de l'énergie renouvelable sont prises comme excuse pour ne pas connecter les sources d'énergie renouvelables.

Par conséquent, aucune restriction au développement de l'énergie renouvelable ne devrait être introduite. Une surveillance des impacts des conditions météorologiques locales peut révéler qu'un niveau supérieur à 20 % d'électricité produite à partir des sources d'énergie renouvelables injectée peut être atteint sans mettre en péril la stabilité du réseau. Comme mentionné précédemment, au Cap-Vert, le régime éolien stable permet au système électrique d'absorber des pourcentages supérieurs de production éolienne. Les systèmes PV des pays subsahariens peuvent présenter moins de fluctuations que dans les pays ayant des régimes de rayonnements solaires différents. Le fait de construire de nombreuses centrales de petite taille a des avantages en termes d'équilibrage de l'énergie renouvelable : 1. Le système électrique a le temps de s'ajuster, et 2. L'impact des ressources intermittentes est moins significatif, par exemple si une centrale PV de 1 MW ne produit pas l'électricité escomptée, elle n'aura pas un impact sur le système aussi significatif qu'une centrale PV de 20 MW qui n'arrive pas à produire de l'électricité.

Les techniques suivantes peuvent servir à renforcer le système national et lui permettre de supporter un niveau supérieur de pénétration de l'énergie renouvelable :

1. *Amélioration de la communication*
   L'amélioration de la communication entre les opérateurs de centrales et l'OS a pour effet d'améliorer l'équilibrage du système. Les propriétaires d'énergie renouvelable et l'OS doivent être incités à la fois à améliorer leurs aptitudes en matière de prévisions météorologiques et à communiquer tout écart dans les meilleurs délais.

2. *Mécanismes incitatifs*
   L'introduction de mécanismes de prix incitatifs peut motiver les producteurs d'énergie renouvelable à mieux utiliser les données de prévisions météorologiques. Une prime peut être attribuée pour les prévisions exactes à 24 heures, ou bien un coût peut être imposé aux producteurs afin de compenser les quantités non équilibrées. Dans les marchés de l'électricité sophistiqués, il est demandé aux producteurs d'énergie renouvelable de payer le coût de l'équilibrage du système correspondant aux quantités dont ils sont responsables.

3. *Technologies de stockage de l'électricité*
   L'introduction de technologies de stockage de l'électricité visant à fournir des capacités de réserve. Le stockage par pompage et les réservoirs d'eau comptent parmi les solutions de stockage habituelles : L'eau est pompée quand il y a un surplus d'électricité renouvelable, puis elle est rejetée en quelques secondes pour produire de l'électricité quand le système en a besoin. Les stockages électrochimiques sont en cours d'introduction dans certains marchés qui ont présenté un haut niveau de pénétration des énergies renouvelables intermittentes.

   Le stockage peut être considéré comme une infrastructure de production ou de transport (sécurité du système). Comme infrastructure de production, il est crucial que le marché de l'électricité donne les signaux de prix adéquats pour rémunérer les infrastructures de stockage. Par exemple, des tarifs tenant compte du moment de la production doivent être en place. Un marché spécifique pour la capacité de réserve s'avérera aussi utile. Comme infrastructure de transport et de sécurité, les coûts de stockage sont récupérés par l'intermédiaire du tarif.

   Dans certains contextes, les sources intermittentes d'énergie peuvent être combinées efficacement avec des utilisations spécifiques de l'énergie qui peuvent servir de stockage : secteur de l'eau, usines de traitement de l'eau, et gestion de l'eau. Le secteur de l'eau bénéficie souvent de possibilités de réduction tarifaire et d'incitations. Le régulateur peut essayer d'améliorer la gestion globale du système en orientant les tarifs vers l'efficacité du système. Il est parfois possible de demander au secteur de l'eau d'offrir des services d'équilibrage en retour de privilèges tarifaires existants.

4. *Réponse à la demande et gestion de la charge*
   La réponse à la demande et la gestion de la charge peuvent être employées pour équilibrer efficacement le système. Les consommateurs importants peuvent être disposés à réduire leur charge quand cela est rendu nécessaire par le système si cette réduction est

compensée de façon adéquate. Le service de charge peut être acheté au moyen d'une compensation forfaitaire ou de façon ponctuelle. Les coûts liés à un tel service sont normalement récupérés à travers les tarifs comme coûts de système. Dans les systèmes électriques avancés, où il existe un marché spécifique pour la réserve, les charges de la demande peuvent participer au marché de réserve de capacité autant que les unités productrices et recevoir un prix d'équilibrage du système pour le service offert.

5. *Production décentralisée*
   Plus les centrales renouvelables non programmables sont décentralisées, plus le risque de fluctuation est faible. En fonction de la configuration du réseau et du centre de charge, il peut être souhaitable pour le cadre juridique global de résister à la tentation de favoriser la mise en service de grandes centrales à énergie renouvelable non programmables pour faire le choix d'installer un groupe de centrales décentralisées petite échelle dans différentes régions du pays. En prenant le contexte de l'État spécifique en compte, il peut s'avérer un meilleur choix d'avoir un certain nombre de petites centrales réparties dans tout le pays et d'insister sur différentes zones d'équilibrage plutôt qu'avoir une grande centrale dans une zone d'équilibrage unique.

   Les options de facturation nette constituent un instrument efficace de promotion de la production décentralisée. Il est également possible d'introduire une composante tarifaire supplémentaire à ajouter aux tarifs de rachat garanti pour les centrales qui sont directement connectées à basse ou moyenne tension. Cette composante correspond aux coûts évités du transport (pertes comprises).

6. Stabilité du système
   Plus la zone d'équilibrage est grande, contenant différentes unités de production et de charge, plus le risque de fluctuation est faible. La pénétration des sources d'énergie renouvelables profite des investissements dans le développement et l'intégration du réseau. Interconnecter les systèmes plus importants, notamment en réalisant des connexions transfrontalières, est la façon la plus efficace d'absorber les problèmes de fluctuation locaux. Une manière efficace d'inciter à l'expansion du réseau est de prévoir une rémunération plus élevée des investissements dans les nouvelles lignes que la rémunération du capital existante des lignes existantes.

   Augmenter la capacité de réserve pour pouvoir répondre rapidement à la demande est une autre façon d'équilibrer le système. La capacité de réserve peut être attribuée par l'intermédiaire de règles administratives et de marché. Il peut être demandé aux bassins hydrauliques ou combustibles fossiles (réserve chaude) de retenir un pourcentage de leur capacité pour qu'elle soit disponible en réserve. La capacité de réserve peut aussi être achetée sur un marché compétitif.
   Enfin, du fait que la stabilité générale du système est un produit du mix et de la flexibilité de toutes les unités de production connectées au réseau, la mise en service de centrales à gaz à cycle combiné (CCGT), qui ont la capacité nécessaire pour répondre rapidement aux exigences du réseau, rend généralement le système plus flexible.

D.1 Délestages

Le délestage de l'énergie renouvelable (en particulier les énergies intermittentes) peut s'avérer nécessaire en raison des exigences du système, ou peut être mis en œuvre par l'OS suite à des pannes de réseau. C'est un bon principe de réglementer des procédures de délestage, en particulier dans les marchés dotés de systèmes de réseaux fragiles. Il y a deux raisons pour lesquelles le délestage peut avoir lieu :

1. Les sources d'énergie imprévisibles dépassent le quota de sécurité dans le système. Dans une zone donnée, il peut se trouver beaucoup de centrales de tailles différentes et appartenant à des propriétaires différents. Le quota de sécurité est le quota que l'OS est capable de gérer dans une zone donnée.
2. Instabilité du réseau ou pannes non causées par les générateurs d'énergie renouvelable. Les systèmes de protection des unités d'énergie renouvelable arrêteront automatiquement les unités tant que les paramètres du réseau ne sont pas rétablis.

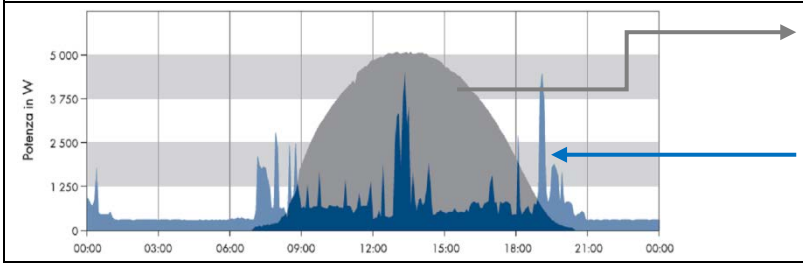
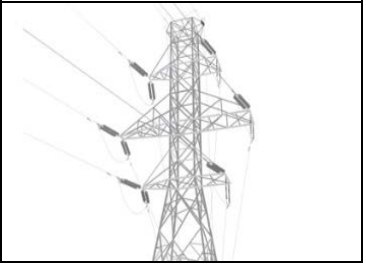
La capacité excédentaire peut être causée par de nombreux facteurs dont les producteurs renouvelables ne sont pas responsables, pouvant comprendre un manque de coordination entre le bureau qui surveille le système et le bureau délivrant les autorisations aux centrales, des erreurs de prévisions de la demande, une réduction de charge inattendue, et des retards dans la construction des nouvelles connexions au réseau. Le fait de définir des règles de délestage réduit le risque lié à l'investissement. Les critères de délestage doivent être communiqués, que l'OS procède en délestant une centrale à la fois (une détermination au préalable de la centrale soumise au délestage devrait être incluse) ou en réduisant les apports d'électricité de tous les participants du marché (quand cela est faisable sur le plan technique) par un pourcentage de leur charge. Il est possible d'établir une compensation pour l'électricité non acheminée à la suite d'un délestage. Cette compensation à l'OS ou au service public peut être fournie sur toutes les pertes ou seulement quand des pertes se produisent sur une période significative. La compensation fournie pour ces ressources économiques peut être récupérée auprès de tous les producteurs d'énergie renouvelable, producteurs d'énergie renouvelable non prévisible, ou socialisée dans le tarif.

Les problèmes de réseau sont la seconde raison pour laquelle on impose un délestage aux producteurs d'énergies renouvelables. L'OS doit régler le problème et cela peut prendre plus de temps que nécessaire. Dans les marchés intégrés verticalement, il se peut que l'OS soit faiblement ou pas du tout incité à réparer une ligne à laquelle un IPP est connecté, étant donné qu'il perçoit les IPP comme des concurrents. Cette situation peut décourager les IPP à investir. Dans les centrales basées sur les sources d'énergie renouvelables, la rémunération de l'investissement est fortement influencée par le facteur de charge des centrales. Un certain niveau de compensation à l'OS ou au service public pour l'électricité non acheminée peut être fourni, en particulier quand les pannes dépassent une certaine période maximum par an. Des normes de qualité de réseau sont généralement introduites pour assurer que l'OS reçoive les bons signaux économiques pour réparer les réseaux dans les meilleurs délais.

E. Facturation Nette

La facturation nette est une caractéristique importante des marchés de l'énergie renouvelable et de l'électricité favorables. La facturation nette est un échange d'électricité entre un producteur privé, généralement de petites centrales électriques (1-200 kW), et la compagnie d'électricité.

Figure 4 : Schéma de facturation nette

Production PV des foyers (gris) et profil de charge (bleu)	**Réseau national**
	

La facturation nette est une option consistant à injecter le surplus d'électricité produite par de petites installations indépendantes dans le système. Cette option fournit aussi aux petites installations indépendantes un service de réserve pour les moments où leur demande dépasse leur production électrique. En fonction de la conception du tarif, la facturation nette peut entraîner des subventions entre les groupes de clients, mais en général cette option ne coûte rien au système.

Dans certains marchés, on ajoute des incitations financières à l'option de facturation nette afin de soutenir davantage le développement de la production à petite échelle d'énergie renouvelable décentralisée. La facturation nette seule offre une bonne incitation économique aux petites installations basées sur les sources d'énergie renouvelables (en particulier PV), parce qu'elle évalue l'électricité à un prix de détail qui comprend la production, le transport, la distribution, le comptage, les services de vente et les taxes. Par conséquent, les clients souscrivant à la facturation nette reçoivent une rémunération supérieure à celle qu'ils recevraient s'ils étaient simplement payés suivant la valeur de leur production.

La facturation nette nécessite généralement du régulateur qu'il travaille sur les problèmes suivants :

- Aspects techniques : Les centrales souscrivant à la facturation nette sont connectées à basse tension. L'OS n'a probablement pas d'expérience dans la connexion de centrales à basse tension et dans le comptage bidirectionnel. Des règles techniques de connexion doivent être élaborées, qui peuvent ensuite devenir des normes nationales pour les petits systèmes basés sur les sources d'énergie renouvelables disposés à souscrire à l'option de facturation nette.
- Aspects économiques : L'échange net d'électricité entre le service public et le producteur d'électricité est réglementé par l'intermédiaire de la facture d'électricité. Le régulateur définit les règles de cet échange. Le traitement du surplus d'électricité et la méthode de collection des coûts fixes dans le tarif ont une influence considérable sur le

résultat d'un programme de facturation nette. Si des coûts fixes sont collectés selon la quantité d'énergie consommée, certains clients souscrivant à la facturation nette peuvent ne pas récupérer le coût fixe nécessaire pour que le service public lui fournisse le service de réserve. Par conséquent, les coûts fixes de production, distribution et transport sont socialisés. L'alternative consiste à faire en sorte que le prix fixe du tarif soit assez élevé pour récupérer les coûts fixes nécessaires pour desservir les petits systèmes basés sur les sources d'énergie renouvelables quand ils ne produisent pas. Cependant, certains clients peuvent ne pas avoir les moyens de supporter un prix fixe élevé, en particulier après l'investissement initial dans le petit système basé sur les sources d'énergie renouvelables.

- Délivrance de permis : Il n'est normalement pas nécessaire d'établir une procédure spécifique de délivrance de permis pour les installations souscrivant à la facturation nette, étant donné leur taille réduite. Une certification technique des produits respectant la qualité du réseau et les normes de sécurité n'a pourtant pas besoin d'être introduite.

En fait, parce que la facturation nette n'introduit généralement pas d'incitation financière pour les producteurs indépendants, et qu'elle n'est pas non plus normalement perçue comme une violation des règles relatives aux concessions de production, elle peut être introduite directement sans qu'une législation spécifique ne soit nécessaire. C'est, en fait, une option tarifaire. La facturation nette n'est pas la *vente* de l'électricité, mais plutôt son *emprunt.* Le propriétaire d'une petite centrale ne reçoit pas de revenu monétaire grâce à l'injection du surplus d'électricité produite par la centrale, mais il est compensé uniquement par une quantité de kWh correspondante.

F. Surveillance du Système, Tenue de Registre et Certification

Le régulateur peut estimer nécessaire d'effectuer un suivi du développement de l'infrastructure renouvelable. Normalement, les centrales à énergie renouvelable ont un système de tarif spécifique. Le système peut générer des coûts supplémentaires pour le marché de l'électricité. L'autorité de réglementation doit posséder une vue d'ensemble complète des centrales basées sur les sources d'énergie renouvelables et de leurs systèmes tarifaires respectifs. Un registre de toutes les installations basées sur les sources d'énergie renouvelables de taille similaire (par exemple 1 kW) qui sont connectées au réseau peut être établi. Ce registre devrait mettre en place une procédure d'enregistrement simple pour éviter d'ajouter un fardeau aux promoteurs d'énergie renouvelable.

Il peut s'avérer utile de certifier la production d'électricité. Cette certification peut servir à surveiller le système au niveau national, à vérifier les progrès de la législation en matière d'énergie renouvelable en fixant des objectifs régionaux, et à vendre des droits verts sur les marchés internationaux de certificats verts ou du CO_2 potentiels. Un processus de certification nécessite une définition précise des technologies d'énergie renouvelable. Ce processus profiterait de l'harmonisation des procédures de certification au niveau de la CEDEAO.

G. Format de Contrat

Les IPP doivent avoir un contrat avec l'entité qui paiera l'électricité produite par les IPP. Il peut être demandé aux régulateurs de commenter un format de contrat standard. De nombreux promoteurs de centrales ont signalé l'absence de contrats standards en soulignant que cela pouvait faire obstacle à la mise en service des énergies renouvelables, parce que leur homologue, ayant l'obligation d'acheter de l'électricité renouvelable, essaie souvent de retarder la signature du contrat en soulevant un nombre infini de complications pendant la rédaction du contrat. Un contrat standard rend le mécanisme plus transparent et plus facile à gérer. La publication d'un interlocuteur de référence rend l'application de la loi claire et sans équivoque pour les investisseurs.

La législation de la plupart des FIT exige que le promoteur ait un contrat signé pour être admissible au FIT. Souvent, un contrat signé est une condition préalable pour accéder au financement. Un PPA négocié de façon appropriée est un élément crucial d'un projet d'énergie renouvelable. Il définit le prix auquel l'électricité produite est vendue ainsi que diverses autres obligations réparties entre les parties. La négociation d'un PPA approprié compte parmi les aspects les plus complexes du développement d'un projet d'énergie propre, donc la publication d'un PPA standard est très utile. De plus, des recommandations et procédures de révision du PPA devraient être élaborées par le régulateur – l'ARREC en tant que régulateur régional de la CEDEAO pourrait également apporter son aide au cours de ce processus. Des informations concernant les PPA ainsi que des modèles standards de PPA peuvent être consultés en ligne.[44] La base juridique contractuelle diffère selon les pays. En règle générale, un PPA complet est structuré de façon à inclure :

- Définition et identification des parties
- Rappel de la base juridique sur laquelle le PPA est élaboré (considérant)
- Liste des exigences en matière de délivrance de permis aux IPP (terre, droits liés à l'eau, évaluation d'impact environnemental)
- Description et identification de la centrale électrique
- Définitions des termes et règles d'interprétation
- Date d'entrée en vigueur de commencement et durée du PPA
- Définition du point de distribution (coordonnées SIG)
- Procédures de comptage de l'électricité produite qui est admissible au FIT
    - Exigence technique en matière de comptage
    - Responsabilité du comptage
    - Inspection des instruments de comptage
- Paiement de l'électricité
    - Prix par kWh [base juridique]
    - Mise à jour du tarif [base juridique]
    - Sélection du moment et du format de facturation
    - Sélection des délais de paiement
    - Gestion des retards de paiement
    - Ajustement et balance des paiements
    - Règles relatives au délestage
- Obligation des parties
    - Communication entre les partenaires

- Norme de connexion, qualité et sécurité conformément aux exigences du code de réseau
- Règles d'inspection et d'accès par l'homologue à la centrale électrique
- Norme minimum de maintenance opérationnelle et de communication des périodes de maintenance
- Communication de toute modification de configuration de la centrale

H. Évaluation d'Impact et Processus de Consultation

L'élaboration de la politique et de la réglementation en matière d'énergies renouvelables est un processus relativement nouveau dans tous les marchés de l'électricité, non seulement parce que les marchés encore plus avancés, comme en Allemagne, ont introduit des objectifs en matière d'énergies renouvelables depuis deux décennies seulement, mais aussi parce que les technologies reposant sur les sources d'énergie renouvelables continuent d'évoluer très rapidement. Quand un secteur croît — ou est en plein essor comme celui des énergies renouvelables —, de nouveaux acteurs apparaissent constamment. Ces acteurs ne sont pas nécessairement liés au secteur de l'électricité traditionnel ; il se peut qu'ils viennent d'autres activités industrielles, d'universités ou d'institutions financières, entre autres. Ainsi, ceux-ci ne sont pas généralement considérés comme étant les *homologues traditionnels* des régulateurs de l'électricité.

Il est difficile pour les régulateurs de suivre l'évolution des technologies et des marchés. On fait appel aux autorités principalement pour réglementer l'essentiel des systèmes électriques existants. Cette tâche est, en soi, difficile et complexe. Parce que des objectifs en matière de sources d'énergie renouvelables sont en train d'être introduits au niveau de la CEDEAO et que les technologies renouvelables défient la production à partir des combustibles fossiles sur la base de leurs coûts, de plus en plus de régulateurs doivent consacrer du temps et des ressources financières à la compréhension et à la réglementation du marché des énergies renouvelables.

Quand il s'agit de réglementer le marché des énergies renouvelables, les régulateurs doivent accepter le fait que les parties prenantes des marchés des énergies renouvelables peuvent ne pas se limiter aux compagnies électriques nationales. Les nouvelles parties prenantes doivent être prises en compte quand des nouvelles décisions réglementaires sont proposées. Si la réglementation ne reflète pas une compréhension des points de vue des nouveaux venus, il est très probable que ces derniers ne comprendront pas la réglementation qui en résultera.

Sur le marché des énergies renouvelables, le fait de compléter les ordonnances par des processus de consultation est un moyen très utile d'intégrer les connaissances et les expériences à la fois des nouveaux venus et des acteurs existants dans le processus décisionnel. Tout processus de consultation pour l'énergie renouvelable ou les réglementations en général comporte en général les quatre étapes suivantes :

1. Un avis préliminaire est envoyé à un ensemble visé de parties prenantes pour solliciter leur disponibilité en vue d'une consultation préliminaire.
2. Une consultation préliminaire est conduite avec les parties prenantes visées, à qui il est demandé d'exprimer leurs points de vue quant à une nouvelle décision que le

régulateur entend prendre. Ce feed-back aide le régulateur à comprendre l'humeur générale des acteurs du marché concernant une ordonnance proposée.

3. Un document de consultation est publié par le régulateur. Ce document est un projet d'ordonnance qui explique les hypothèses et les principes qui sous-tendent les décisions proposées. Il est demandé aux parties prenantes participant au processus de consultation de fournir des commentaires par écrit sur la décision du régulateur afin de justifier leur point de vue. Dans certains cas, il se peut qu'il soit demandé aux parties prenantes de choisir entre un certain nombre d'options. Le document de consultation est généralement publié sur le site Web de l'autorité de réglementation. Il est demandé aux parties prenantes de fournir des commentaires au régulateur en respectant des délais spécifiques.
4. Les parties prenantes peuvent être interrogées afin d'obtenir des explications éclairant mieux leurs points de vue. Les coûts liés à leur participation peuvent leur être remboursés.
5. Le régulateur rassemble tous les commentaires, finalise l'ordonnance, l'approuve et la publie. Les documents fournis par les participants durant le processus de consultation sont généralement rendus publics. Il peut être demandé aux participants s'ils veulent ou non que leurs contributions écrites soient rendues publiques.

Parce que l'EREP anticipe sur les développements des marchés nationaux, il est très important d'encourager les parties prenantes au niveau national à participer au processus de consultation, faute de quoi les intérêts nationaux pourraient ne pas recevoir la considération qu'ils méritent. En plus des compagnies électriques existantes et des opérateurs des systèmes, des parties prenantes nationales comme les grands consommateurs et leurs organisations, d'autres entreprises ou coopératives du secteur industriel, manufacturier et agricole, les investisseurs, les institutions financières et les banques, ainsi que d'autres entreprises nationales ayant un intérêt potentiel dans le secteur de l'électricité (compagnies des eaux ou de traitement des déchets, par exemple) les universités, les organisations environnementales, et d'autres organisations non gouvernementales (ONG) pertinentes devraient être invitées à participer.

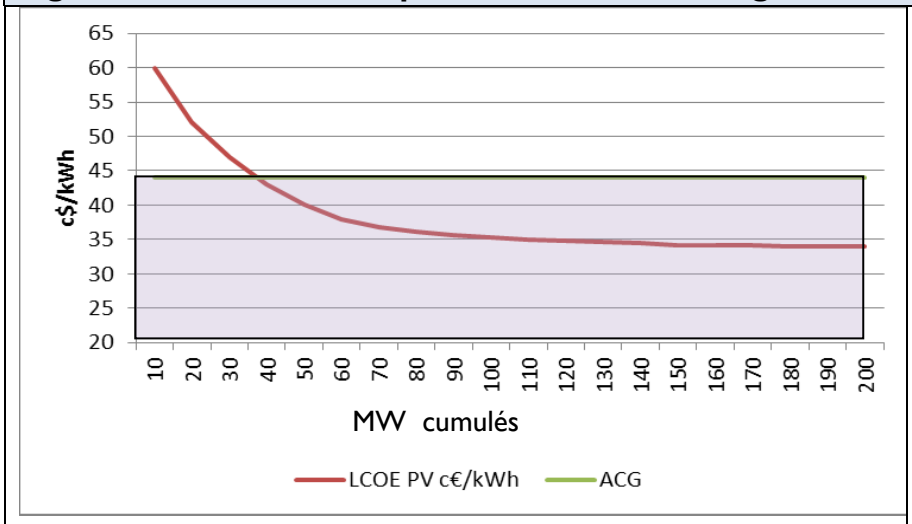
Un autre instrument pouvant être adopté pour réglementer l'énergie renouvelable est l'évaluation de l'impact réglementaire. Après avoir passé en revue les conclusions de l'évaluation d'impact, le régulateur peut décider de modifier la décision avant son approbation finale.

L'évaluation d'impact devrait être composée d'un processus de consultation mixte durant lequel les hypothèses sur lesquelles repose l'analyse des coûts et bénéfices sont rendues publiques et peuvent être remises en question par les participants durant la consultation. L'adoption d'un processus de consultation et/ou d'une évaluation d'impact facilite le processus décisionnel, permet au régulateur de tirer des enseignements auprès de différentes parties prenantes, et prépare le régulateur à identifier d'éventuels problèmes et d'éventuelles erreurs qui pourraient, autrement, ne devenir apparents que plus tard.

Encadré 7 : Exemple hypothétique d'un processus de consultation et d'une évaluation d'impact pour un mécanisme de tarif de rachat garanti

Le gouvernement demande au régulateur d'introduire un FIT pour les technologies renouvelables. Le régulateur veut maintenir des coûts de système aussi bas que possible et suggère de rémunérer l'électricité renouvelable en recourant au principe ACG. Un plafond spécifique à chaque technologie est introduit afin d'éviter de compromettre la stabilité du système. La capacité PV maximum autorisée est définie à 50 MW. Durant les consultations préliminaires (1re étape du processus de consultation), les parties prenantes traditionnelles ont soutenu le point de vue du régulateur. Un projet d'ordonnance est élaboré et un processus de consultation est lancé (2e étape) ; une évaluation d'impact est jointe au document de consultation. On assume que l'ACG est suffisamment élevé pour soutenir les investissements en énergie renouvelable. L'évaluation d'impact révèle que la construction de centrales basées sur les sources d'énergie renouvelables ne se traduira pas par une augmentation des coûts de système dans un futur proche. La compagnie d'électricité nationale soutient la réglementation proposée. La compagnie a, en fait, déjà trouvé un partenaire international éventuel pour construire une centrale PV grande échelle (50 MW) dans une zone reculée du pays. L'ACG calculé est supérieur au LCOE estimé pour la centrale PV projetée (voir figure 5).

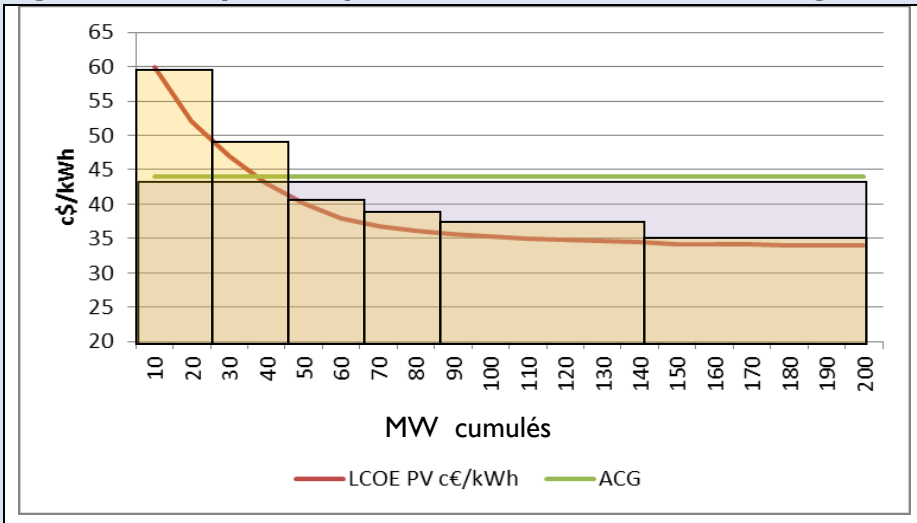
Figure 5 : Évaluation d'impact du coût ACG à long terme



Ce graphique présente le LCOE estimé des systèmes PV relativement à la capacité cumulée installée et l'ACG. Le coût de niveau d'entrée (jusqu'à 45 MW de capacité cumulée) n'est pas couvert par le FIT ACG proposé. La méthodologie proposée n'incite pas les nouveaux entrants sur le marché des énergies renouvelables, qui sont habituellement tournés vers les investissements de petite et moyenne taille. La compagnie d'électricité nationale planifiant d'installer une seule centrale PV de grande échelle de 50 MW appuie la proposition.

L'association des grands consommateurs d'électricité nationaux et un consortium d'entreprises petite échelle répond au document de consultation, en suggérant une approche de réglementation différente (3e étape). Ces derniers soutiennent que le coût national du développement des systèmes PV est considérablement plus élevé que les coûts internationaux, étant donné le manque d'expérience au niveau national et la nature incertaine du régime fiscal. Bien qu'une exonération d'impôts ait été établie par la législation, les bureaux de douane n'ont pas entièrement mis en œuvre cette exonération, en particulier vis-à-vis des petites quantités. Ils soutiennent aussi que les règles de connexion ne sont pas encore clairement définies, et qu'ils perçoivent que la mise en service de leur centrale risque d'être retardée. Un tel retard rendrait les coûts du capital insupportables. Ils demandent au régulateur d'adopter une méthodologie STC particulièrement adaptée aux technologies PV. Ils préfèrent avoir un tarif de rachat garanti 20 % plus élevé que l'ACG calculé pendant les deux premières années afin de surmonter les difficultés décrites. Ils demandent aussi qu'un plafond annuel de 10 MW soit introduit et que le FIT soit réduit à partir de la troisième année, pour atteindre, à la cinquième année, un FIT inférieur à l'ACG ainsi qu'une capacité globale installée de 50 MW (voir figure 6). Ils suggèrent aussi d'introduire une limite de 2 MW par centrale PV afin de réduire les risques liés au déséquilibre du système. Ils soutiennent que le mécanisme proposé sera plus efficace pour la croissance nationale, pour l'emploi, et pour le développement d'une industrie de production renouvelable décentralisée.

Figure 6 : Analyse d'impact du coût STC et ACG à long terme



Cette figure compare les coûts FIT totaux par kWh pour rémunérer les systèmes PV jusqu'à 200 MW. Les systèmes anciens sont plus coûteux à développer, mais la courbe d'apprentissage technologique rend le PV considérablement moins coûteux à long terme que la technologie de référence reposant sur les combustibles fossiles. Selon la nouvelle évaluation d'impact, un tarif STC dégressif (la zone en jaune) possède un coût moindre qu'un tarif ACG (la zone en bleu). Avec le STC, de nouveaux acteurs entrent sur le marché de l'électricité.

Le régulateur interroge l'association des grands consommateurs d'électricité nationaux et le consortium d'entreprises petite échelle. Une nouvelle évaluation d'impact est conduite, qui révèle que le bénéfice de la réglementation proposée l'emporte sur les coûts (4e étape). L'évaluation d'impact calcule les coûts supplémentaires sur le tarif final à payer aux consommateurs. Le coût supplémentaire est estimé comme étant inférieur au risque lié à l'équilibrage introduit par l'option initialement proposée par le régulateur. Le bénéfice en termes de développement national et d'emploi est reconnu par le gouvernement.

L'ordonnance finale incorpore les demandes de l'association des grands consommateurs d'électricité nationaux et du consortium d'entreprises petite échelle. À travers ce processus, de nouvelles parties prenantes ont fait leur entrée sur le marché de l'électricité.

Commentaires de Conclusion

Au cours des prochaines décennies, les régulateurs de la région de la CEDEAO et les organisations de réglementation régionales qui les soutiennent auront la tâche d'intégrer l'énergie renouvelable à leurs marchés de l'électricité existants. Au moment où ils entreprennent cet effort, nous espérons que ces *Principes* aideront les régulateurs et les responsables des politiques à comprendre quels types de réglementation et d'incitation favorables aux énergies renouvelables sont disponibles, et les conséquences éventuelles de leurs différents choix sur leurs marchés nationaux.

L'énergie renouvelable est non seulement un nouveau domaine de réglementation, mais aussi un champ en permanente évolution qui englobe de nombreuses technologies. La région de la CEDEAO elle-même continuera à évoluer et à changer. Ainsi, les *Principes* sont pensés comme un document vivant qui continuera à être mis à jour et modifié au rythme des évolutions des réglementations et des changements du paysage de la réglementation. USAID et NARUC sont donc particulièrement reconnaissants envers l'ARREC d'avoir accepté d'institutionnaliser et de continuer de mettre à jour les *Principes.*

Glossaire

Coût de connexion direct	Le coût de la ligne allant du compteur de sortie de la centrale au poste du réseau le plus proche (également nommé régime de connexion *shallow*).
Coût de connexion indirect	Le coût généré par le renforcement nécessaire du réseau suite à la connexion de nouvelles unités de production (ces coûts sont également nommés régime de connexion *deep*).
Tarif de rachat garanti (FIT)	Un mécanisme conçu pour accélérer l'investissement dans les technologies d'énergie renouvelable en offrant des contrats à long terme aux producteurs d'énergie renouvelable. Le prix prédéterminé payé aux promoteurs des sources d'énergie renouvelables change généralement durant la période de validité du contrat, et contrairement à la facturation nette, le prix est autre que le prix de détail.
Mécanisme de certificat vert	Titre échangeable échangeable prouvant qu'une certaine quantité d'électricité est produite à partir des sources d'énergie renouvelables.
Évaluation d'impact	Une étude qui teste la réglementation proposée sur une période donnée afin d'anticiper les coûts et les avantages potentiels d'une nouvelle décision. En fait, l'évaluation d'impact entre dans le processus décisionnel lui-même.
Mini réseau	Un mini réseau est une zone de distribution d'électricité connectant des unités de production à quelques consommateurs finaux. Cette zone est isolée du réseau national.
Facturation nette	Un mécanisme conçu pour accélérer l'investissement dans les petites technologies d'énergie renouvelable La facturation nette est l'échange net d'électricité entre un consommateur qui est propriétaire d'une petite unité de production et le réseau. La quantité qui n'est pas absorbée simultanément par la charge (quantité d'énergie consommée) est envoyée au réseau. En retour, un service de réserve d'une quantité équivalente de kWh provenant du réseau est crédité. Quand la production ne suffit pas à fournir

	les charges, le crédit de kWH est utilisé pour la quantité consommée en provenance du réseau (retraits).
Pertes non techniques	Les pertes non techniques ne sont pas causées par des actions externes au système électrique mais résultent principalement du vol d'électricité, du non-paiement des clients, et des erreurs de comptabilité et de tenue des documents comptables.[45]
Contrat d'achat d'électricité (PPA)	Un contrat fixe à long terme entre un producteur d'électricité et une entité acheteuse (généralement une entreprise de service public locale) pour l'achat d'électricité produite par une centrale.
Service de réserve ou de veille	Un tarif spécifiquement conçu pour les clients dotés d'une unité de production sur site, qui peuvent occasionnellement avoir besoin d'un service de réserve parce que leur système est hors service pour des raisons de maintenance ou de réparation. Que le service de réserve soit demandé ou non, les clients paient généralement des frais mensuels prédéterminés pour ce service. La réserve doit parfois être préprogrammée de sorte que l'entreprise de service public puisse planifier la prestation de ce service.

Références

[1] Communauté économique des États de l'Afrique de l'Ouest (CEDEAO). *Politique de la CEDEAO pour les énergies renouvelables(EREP)* 2012. Extrait de http://www.ecowrex.org/document/ecowas-regional-policy-renewable-energy-0.

[2] Ibid.

[3] Ibid.

[4] Ibid.

[5] Ibid.

[6] NARUC (2012-2014). *Encourager les énergies renouvelables : Manuel à l'intention des réglementateurs internationaux de l'énergie. www.naruc.org/USAID/REHandbook*

[7] Agence des États-Unis pour le développement international (USAID). (2012). *Climate Change & Development Clean Resilient Growth: USAID Climate Change & Development Strategy (*Changement climatique et développement Croissance propre résistante : stratégie USAID relative au changement climatique et au développement) Washington, DC : USAID. Extrait de http://www.cgdev.org/doc/Rethinking%20Aid/Climate_Change_&_Dev_Strategy.pdf.

[8] Ibid.

[9] Le Cap-Vert a introduit un objectif de 50 % d'énergies renouvelables d'ici 2020 et discute actuellement d'une stratégie nationale pour qu'une cible de 100 % d'énergies renouvelables soit introduite à l'avenir.

[10] Sur les 10 îles du Cap-Vert, une seule possède de l'eau douce. Toutes les autres îles dessalent leurs ressources d'eau, processus qui requiert une plus grande quantité d'énergie. Le Cap-Vert a commencé à utiliser les énergies renouvelables de manière spécifique pour fournir de l'énergie aux usines de dessalement.

[11] Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (Ren21). (2014). *Renewables Integrative Map Country Profile: Cape Verde* (Carte intégrative des sources d'énergie renouvelables, profil du Cap-Vert) Extrait le 14 mai 2014 de http://www.map.ren21.net/pdf/profilepdf.aspx?idcountry=78.

[12] Les deux agences de réglementation au Ghana ont deux rôles différents : PURC s'intéresse aux réglementations économiques et l'EC aux réglementations techniques.

[13] Ghana Energy Commission (EC). (2009). *National Electricity Grid Code: Republic of Ghana* (Code de réseau électrique national : République du Ghana). Ghana, Accra: EC. Extrait de http://www.purc.com.gh/purc/sites/default/files/GridCode.pdf.

[14] L'autoconsommation, ou l'autoproduction, est la quantité d'électricité consommée par une entité privée sur le même site que celui où elle est produite. Un autoproducteur peut être une usine s'appuyant sur un générateur privé, ou un foyer doté d'un système PV installé. Dans certains cas, quand cela est permis, les autoproducteurs peuvent injecter le surplus d'électricité qu'ils n'ont pas autoconsommé dans le réseau national.

[15] Communauté économique des États de l'Afrique de l'Ouest (CEDEAO). *Protocole sur l'énergie de la CEDEAO A/P4/1/03* Extrait de http://www.comm.ecowas.int/sec/en/protocoles/WA_EC_Protocol_English-_DEFINITIF.pdf

[16] Pour de plus amples informations sur l'Autorité de Régulation Régionale du Secteur de l'Électricité de la CEDEAO (ARREC), veuillez vous reporter à http://www.erera.arrec.org.

[17] Pour de plus amples informations sur le Centre pour les Énergies Renouvelables et l'Efficacité Énergétique de la CEDEAO (CEREEC), veuillez vous reporter à http://www.ecreee.org.

[18] Pour de plus amples informations sur le Système d'Échanges d'Énergie Électrique Ouest-Africain (EEEOA), veuillez vous reporter à http://www.ecowapp.org.

[19] Communauté économique des États de l'Afrique de l'Ouest (CEDEAO). *Politique de la CEDEAO pour les énergies renouvelables (EREP)* 2012. Extrait de http://www.ecowrex.org/document/ecowas-regional-policy-renewable-energy-0.

[20] Il est important de remarquer que les sources renouvelables d'énergie ne sont pas les seules à posséder des coûts du capital supérieurs aux coûts variables : les centrales au gaz naturel cycles simples de charge de pointe, par exemple, rencontrent les mêmes problèmes.

[21] Moomaw, W., P. Burgherr, G. Heath, M. Lenzen, J. Nyboer, A. Verbruggen (2011). Annex II: Methodology. In O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlömer, C. von Stechow (Eds.), *IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation* (Rapport spécial sur les sources d'énergie renouvelable et l'atténuation du changement climatique). Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA: Cambridge University Press.

[22] Bien qu'il existe un certain nombre de dispositifs d'incitation pour l'énergie renouvelable, les partenaires de la NARUC de la CEDEAO ont exprimé un intérêt spécifique en faveur d'une étude plus détaillée du FIT. Ainsi, l'intérêt de la NARUC pour le FIT dans ce document est un reflet des intérêts de ses partenaires et ne représente pas une position de principe, ou une recommandation aux pays de la CEDEAO.

[23] PURA. (octobre 2013). Presentation at the USAID-NARUC Workshop: Integrating Renewables into the Electricity Market: From Policy to Practice (Présentation à l'atelier USAID-NARUC : l'intégration des sources d'énergie renouvelables dans le marché de l'électricité : de la politique à la pratique), 16-17 octobre 2013, Accra, Ghana.

[24] La méthodologie complète appliquée aux systèmes basés sur les énergies renouvelables connectés au réseau est téléchargeable sur le site Web de l'EWURA : EWURA (Tanzanian Energy and Water Utilities Regulatory Authority). (2008). *Standardized Tariff Methodology for the Sale of Electricity to the Main Grid in Tanzania under Standardized Small Power Purchase Agreements* (Méthodologie tarifaire standardisée pour la vente d'électricité au grand réseau en Tanzanie en vertu de contrats d'achat standardisés pour les petits producteurs). Extrait de http://www.ewura.go.tz/pdf/SPPT/Tanzania%20STM%20for%20Main%20Grid%20under%20SPPA%20-2009.pdf.

[25] Ibid.

[26] Ibid.

[27] Valeurs en shilling tanzanien (environ 1 700 TZS pour 1 USD, juillet 2014).

[28] PURA. (octobre 2013). Presentation at the USAID-NARUC Workshop: Integrating Renewables into the Electricity Market: From Policy to Practice (Présentation à l'atelier USAID-NARUC : l'intégration des sources d'énergie renouvelables dans le marché de l'électricité : de la politique à la pratique), 16-17 octobre 2013, Accra, Ghana.

Année 0	**Année 1**	**Année 2**	**Année 3**	**Année 4**	**Année 5**
PURA annonce les prix pour les années 1, 2 et 3 sur la base du coût évité actuel.	PURA ajuste les prix pour les années 1, 2 et 3 pour indexation (50 % inflation locale et 50 % devises).	PURA ajuste les prix pour les années 1, 2 et 3 pour indexation (50 % inflation locale et 50 % devises). **Annonce de nouveaux prix pour les années 4, 5 et 6 basés sur le coût évité actuel.**	PURA ajuste les prix pour les années 1, à 6 pour indexation (50 % inflation locale et 50 % devises).	PURA ajuste les prix pour les années 1, à 6 pour indexation (50 % inflation locale et 50 % devises).	PURA ajuste les prix pour les années 1, à 6 pour indexation (50 % inflation locale et 50 % devises). Annonce de nouveaux prix pour les années 7, 8 et 9 basés sur le coût évité actuel.
	Les projets mis en service durant l'année 1 reçoivent le FIT de l'année 1 ajusté pour indexation pour l'intégralité du PPA de 15 ans.				
		Les projets mis en service durant l'année 2 reçoivent le FIT de l'année 2 ajusté pour indexation pour l'intégralité du PPA de 15 ans.			
			Les projets mis en service durant l'année 3 reçoivent le FIT de l'année 3 ajusté pour indexation pour l'intégralité du PPA de 15 ans.		

[29] PURC. (octobre 2013). Presentation at the USAID-NARUC Workshop: Integrating Renewables into the Electricity Market: From Policy to Practice (Présentation à l'atelier USAID-NARUC : l'intégration des sources d'énergie renouvelables dans le marché de l'électricité : de la politique à la pratique), 16-17 octobre 2013, Accra, Ghana.

[30] Gesetz zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (Loi sur l'amendement du cadre juridique pour la promotion de la production d'électricité à partir des sources d'énergie renouvelables) de 2012. Extrait de http://www.buzer.de/gesetz/9842/

[31] Ibid.

[32] La période initiale de 12 ans à un FIT plus élevé peut être prolongée en fonction des caractéristiques spécifiques d'une centrale. Par exemple, elle peut être prolongée de cinq mois par mille marin complet au-delà de 12 milles marins qui séparent l'installation des côtes et de 1,7 mois pour chaque mètre d'eau entier de profondeur au-delà de 20 mètres. Cette prime supplémentaire peut être utilisée pour se conformer à d'autres priorités énoncées par les politiques, par exemple celles sur l'environnement, ou dans le cas d'un pays de la CEDEAO, les stratégies d'accès à l'électricité. Les FIT peuvent, par exemple, être prolongés si des centrales à sources d'énergie renouvelables sont construites dans des zones qui ne sont actuellement pas atteintes par les services électriques.

[33] Le niveau de tarif initial normalement octroyé pour cinq ans peut être prolongé suivant le facteur de charge annuel par rapport au facteur de charge standard. Si la production a été plus faible que prévu, la période de tarif initial est prolongée en conséquence. Une approche similaire peut être employée pour réguler le délestage des centrales à sources d'énergie renouvelables en cas d'instabilité du réseau (voir la partie consacrée au délestage).

[34] Gesetz zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (Loi sur l'amendement du cadre juridique pour la promotion de la production d'électricité à partir des sources d'énergie renouvelables) de 2012. Extrait de http://www.buzer.de/gesetz/9842/

[35] Pour plus d'informations, voir Klein, A., Merkel, I E., Pfluger, B., Held, A., Ragwitz, M., Resch, G., and Busch, S. (2010). *Evaluation of Different Feed-In Tariff Design Options – Best Practice Paper for the International Feed-in Cooperation* (Évaluation de différentes options de FIT – Document sur les meilleures pratiques pour la coopération internationale en matière de FIT). Fraunhofer ISI. EEG.

[36] Decreto Ministeriale - Incentivi per energia da fonti rinnovabili elettriche non fotovoltaiche (Décret ministériel sur les tarifs incitatifs pour l'énergie renouvelable (à l'exception des technologies photovoltaïques). (juillet 2012). Extrait de http://www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/normativa/DM_6_luglio_2012_sf.pdf.

[37] Gesetz zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (Loi sur l'amendement du cadre juridique pour la promotion de la production d'électricité à partir des sources d'énergie renouvelables) de 2012. Extrait de http://www.buzer.de/gesetz/9842/.

[38] Foundation Offshore Wind Energy. *EEG-Remuneration* (Rémunération des EnR). Extrait le 9 juillet 2014 de http://www.offshore-windenergie.net/en/politics/eeg-remuneration.

[39] PURA. (octobre 2013). Presentation at the USAID-NARUC Workshop: Integrating Renewables into the Electricity Market: From Policy to Practice ((Présentation à l'atelier USAID-NARUC : l'intégration des sources d'énergie renouvelables dans le marché de l'électricité : de la politique à la pratique), 16-17 octobre 2013, Accra, Ghana.

[40] Les valeurs ne correspondent pas aux valeurs réelles. Le calcul est uniquement effectué à des fins de démonstration.

[41] Code des Investissements sénégalais. Loi n°2004-06 (février 2004). Extrait de http://www.gouv.sn/Code-des-investissements.html.

[42] Morris, C. (2013). *Denmark gets more than 30 percent of its power from wind* (Le Danemark dérive 30 pour cent de son énergie de l'éolien). Renewables International. Extrait de http://www.renewablesinternational.net/denmark-gets-more-than-30-percent-of-its-power-from-wind/150/505/60282/.

[43] Brown, A. Cape Verde's "Staggering" Success in Wind Energy (Le succès « stupéfiant » du Cap-Vert dans l'éolien). Africa Strictly Business. Extrait le 9 juillet 2014 de http://www.africastrictlybusiness.com/news-analysis/cape-verde%E2%80%99s-%E2%80%9Cstaggering%E2%80%9D-success-wind-energy.

[44] Des modèles peuvent être consultés sur :
Natural Resources Canada. *Power Purchase Agreements*. Extrait le 14 mai 2014 de http://www.retscreen.net/ang/power_purchase_agreements.php et
Banque mondiale. *Power Purchase Agreements (PPAs)*. Extrait le 14 mai 2014 de http://ppp.worldbank.org/public-private-partnership/sector/energy/energy-power-agreements/power-purchase-agreements.

[45] Définition de la Banque mondiale dans Antmann, P. (juillet 2009). Reducing Technical and Non-Technical Losses in the Power Sector. Background Paper for the World Bank Group Energy Sector Strategy (Réduire les pertes techniques et non techniques dans le secteur énergétique. Document de référence pour la stratégie pour le secteur énergétique du Groupe de la Banque mondiale). Extrait de http://siteresources.worldbank.org/EXTESC/Resources/Background_paper_Reducing_losses_in_the_power_sector.pdf.

Si vous avez des questions concernant cette publication, veuillez contacter Erin Hammel (ehammel@naruc.org) ou Bevan Flansburg (bflansburg@naruc.org).
La publication est disponible à l'adresse :
www.naruc.org/USAID/WestAfricaCleanEnergyPrinciples

Association Nationale des Commissaires à la Réglementation des Services Publics (NARUC)
1101 Vermont Ave, NW, Suite 200
Washington, DC 20005 USA
Tél. : +1-202-898-2210
Fax : +1-202-898-2213
www.naruc.org