



**MARCHÉ COMMUN de l'Afrique orientale et australe**

**LIGNES DIRECTRICES RELATIVES AUX TARIFS DE RACHAT**

**Decembre 2014  
LUSAKA**

## **LIGNES DIRECTRICES RELATIVES AUX TARIFS DE RACHAT**

### **1 Objectifs des Lignes directrices relatives aux Tarifs de rachat**

L'objectif principal du Cadre de Tarifs de Rachat (TR) du COMESA vise à fournir à ses États membres les directives harmonisées susceptibles de faciliter l'harmonisation des tarifs de rachat dans la région du COMESA aux fins de s'assurer que les investisseurs du secteur privé sont plus ou moins confrontés aux structures TR similaires dans la région du COMESA.

L'objectif spécifique du Cadre TR est de fournir l'essentiel des contenus envisagés dans un régime TR, que les pays peuvent, ensuite, adopter et/ou personnaliser en vue de l'harmoniser dans l'esprit d'intégration régionale.

Les tarifs de rachat constituent une politique largement utilisée dans le monde pour accélérer le déploiement de l'énergie renouvelable (ER) et rendre compte d'un partage plus grand de son développement, qu'aux mesures d'incitation fiscales ou politiques des normes connexes au portefeuille renouvelable. Les tarifs de rachat ont permis un déploiement considérable d'énergie renouvelable (ER), aidant ainsi les pays qui l'ont efficacement appliqué à se hisser au premier rang de l'industrie mondiale ER. Cependant, dans la région du COMESA, les TR sont toujours à une étape embryonnaire. Quatre États membres ont promulgué une politique TR, et trois États membres sont à une étape avancée d'élaboration d'une politique TR.

### **2 Contexte politique des tarifs de rachat**

#### **2.1 Définition de la politique des tarifs de rachat**

Un tarif de rachat est une politique de fourniture d'énergie renouvelable axée sur l'appui au développement des nouveaux projets d'énergie renouvelable en offrant des contrats d'achat de longue durée pour la vente d'énergie électrique. Les TR mettent les services publics et les sociétés d'énergie électrique dans une obligation juridique en vue d'acheter l'électricité des producteurs d'énergie renouvelable à un prix favorable par unité, et ce prix est habituellement garanti pendant une certaine durée. Les régimes plus efficaces sont garantis pour une durée de 20 ans environ.

Les taux tarifaires sont souvent déterminés pour chaque technologie renouvelable de sorte à tenir compte de leurs coûts de production différents pour s'assurer de leur rentabilité. En conséquence, le taux TR fixé par un gouvernement particulier pour l'énergie solaire, éolienne ou géothermique produite peut varier selon les coûts connexes à chacune de ces technologies.

L'accès garanti au réseau, le taux favorable par unité et la durée garantie de droits tarifaires signifient que les TR rendent l'installation des systèmes d'énergie renouvelables, un investissement fort utile et sûr pour les producteurs, les industriels, les investisseurs et les fournisseurs.

Le coût excédentaire du taux tarifaire favorable est habituellement transféré des fournisseurs aux consommateurs, et partagé entre tous les consommateurs d'énergie électrique sous forme de prime par rapport au prix par kWh pour l'utilisateur final. Le résultat de financement d'un TR, en répartissant le coût entre tous les utilisateurs finaux de cette manière, est que l'augmentation de prix par ménage est très insignifiante.

Les politiques efficaces des tarifs de rachat comportent habituellement trois dispositions: i) l'accès garanti au réseau, ii) les contrats stables d'achat de longue durée (souvent entre 15 et 20 ans), et iii) le niveau de paiement fondé sur le coût TR d'énergie.

## **2.2 Historique de la Politique TR**

Cette section met en exergue l'élaboration de la Politique TR et examine, en terme général, les faits marquants internationaux qui ont modelé les politiques TR actuelles et complexes.

- a) La première politique TR était promulguée aux Etats-Unis par la Loi PURPA (*Public Utility Regulatory Policy Act*) en novembre 1978. Entre autres, en vertu de la Loi PURPA, il était exigé des services publics d'acheter l'énergie électrique des installations admissibles aux taux basées sur « les coûts évités » des services publics.
- b) La première législation nationale des tarifs de rachat en Europe était adoptée par la Loi allemande relative aux tarifs de rachat en matière énergétique, de décembre 1990. Au 1er janvier 1991, il était exigé par la loi des services publics d'acheter l'énergie électrique des producteurs des services non publics d'énergie renouvelable au pourcentage fixe d'électricité par détail. La loi portait sur l'obligation d'achat d'électricité et le pourcentage de 65 à 90% tout en tenant compte du type de technologie et de la taille du projet. Un plafond de la taille du projet de 5 MW était également imposé à l'hydroélectricité, au gaz de décharge, au gaz d'épandage et aux installations de la biomasse. Le Danemark et l'Espagne ont suivi la voie de l'Allemagne en adoptant des dispositions similaires en 1992 et 1997, respectivement.
- c) Les villes de Hammelburg, de Freising, d'Aachen, par une évolution significative, ont commencé à offrir les prix TR basés sur les coûts réels de production de l'ER, dans le but d'abord, d'encourager la PV solaire; cette approche a été ensuite adoptée par les autres villes en Allemagne. Cette méthode était contraire au coût évité ou l'approche « axée sur la valeur » par rapport au calcul tarifaire ou dans celle où le prix était attaché aux prix de détail en cours. Ce mécanisme de coûts permet aux projets efficacement exécutés de se réaliser de manière rentable, et cette caractéristique de conception continue d'être identifiée comme un des éléments importants des Politiques TR efficaces.
- d) En avril 2000, le Parlement allemand a adopté la Loi relative aux sources d'énergie renouvelable, et cette législation a enclenché une importante évolution, notamment:
  - i. les prix TR étaient découplés des prix d'énergie électrique au niveau national;
  - ii. les services publics étaient autorisés à participer, tandis que les politiques précédentes étaient limitées aux services non publics;
  - iii. la priorité était accordée aux sources d'énergie renouvelable d'avoir accès au réseau;

- iv. les paiements TR pour l'énergie éolienne sont devenus différenciés en raison de la qualité de la ressource en différents lieux; et,
  - v. les prix TR étaient méthodologiquement fixés par rapport aux coûts de production pour tous les types de technologie.
- e) L'approche allemande était suivie par plusieurs autres pays. Ce qui a donné lieu à un degré de différenciation très élevé au niveau des montants des tarifs basés sur la technologie, le type, la taille et l'emplacement du projet, ainsi que la qualité de la ressource.
- f) En 2007, l'Espagne a introduit une option novatrice dénommée « prime mobile ». Ce mécanisme offre un paiement TR variable ou une prime au dessus du prix de marché au comptant, afin de s'assurer que les revenus du projet resteront dans une fourchette assez suffisante pour garantir la rentabilité. Les décideurs utilisent cette option pour intensifier l'intégration du marché des sources ER, parce que l'électricité est vendue directement sur le marché au comptant et reçoit un paiement TR supplémentaire. Les Pays bas ont adopté un mécanisme similaire en avril 2008, d'où la prime mobile couvre la différence entre le prix de marché au comptant en cours et le prix TR garanti. Cette intégration du marché peut devenir plus importante au fur et à mesure que le partage des sources d'énergie renouvelable augmente.

### 2.3 Expériences de Politique TR dans la région du COMESA

Les quatre États membres qui ont adopté les Tarifs de rachat sont le Kenya, l'île Maurice, l'Ouganda et le Rwanda.

#### **Kenya**

La Politique TR du Kenya était adoptée en mars 2008 et révisée en janvier 2010, puis en décembre 2012. La politique couvre les technologies suivantes: l'énergie de biogaz, l'énergie biomasse, l'énergie géothermique, les petites centrales hydroélectriques, l'énergie solaire et l'énergie éolienne. La différenciation tarifaire est une technologie spécifique, ainsi que la taille spécifique (inférieure ou supérieure à 10 MW).

La Politique TR a donné lieu à trois projets IPP au Kenya, il s'agit de:

NOM DU PROJET	TECHNOLOGIE	CAPACITÉ (MW)	Tarif (2013) <sup>1</sup> [USD/kWk]
La Mumias Sugar	Biomasse	29	0,10
O Power	Géothermique	40	0,088
Usine imenti Tea	Petite Hydro	0,5	0,105

<sup>1</sup> Le programme des tarifs TR est révisé tous les trois ans. Les tarifs des promoteurs existants sont augmentés chaque année selon le CAE.

Les TR ont donné lieu à la production TR de 69,5 MW dans 4 ans.

L'objectif du Kenya en matière de production électrique est de 5 000 MW à l'horizon 2015, en utilisant toutes les technologies de production.

La politique et les tarifs de rachat du Kenya peuvent être consultés sur leur site web: <http://www.erc.go.ke/>.

### ***Maurice***

La Politique TR de Maurice ciblait les petits producteurs privés du secteur de l'énergie. Le type de technologie dans la politique est l'énergie solaire, micro-hydro et éolienne. La production totale axée sur les TR est 5 MW dans un système de 540 MW. Contrairement à plusieurs politiques TR, le coût n'est pas transféré aux consommateurs; le gouvernement subventionne les petits producteurs pour une période de 15 ans. Les tarifs étaient fixés à un niveau élevé, ce qui fait que la Politique TR est devenue plus chère pour le gouvernement qui subventionne les producteurs. Á cet effet, un consultant a été nommé pour réviser la Politique TR et tous les nouveaux développements seront intégrés dans un cadre de la Politique TR révisée.

Près de 60% de la production totale d'électricité pour le réseau national est produite par les IPP qui utilisent la biomasse (bagaz) dans l'industrie du sucre. Cette électricité est achetée par le service public national conformément aux dispositions relatives au Contrat d'achat d'électricité (CAE). Les contrats standards sont:

- i. Contrat d'achat d'électricité au tarif unique partiel;
- ii. Contrat d'achat d'électricité au tarif double partiel; et,
- iii. Contrat de fourniture et d'achat d'électricité.

Les CAE ne sont pas considérés comme faisant partie de la Politique TR; cependant, ils ont certaines similitudes par rapport à un régime de politique TR.

La politique de rachat de Maurice peut être consultée sur le site web suivant : <http://publicutilities.gov.mu/>.

### ***Ouganda***

La politique initiale TR d'Ouganda était élaborée en 2007 dans le cadre de la Politique relative à l'énergie renouvelable. Elle était applicable jusqu'à 2009, et appelée la phase 1 des TRER. Il y a eu l'acquisition restreinte par les promoteurs pendant 3 ans. La politique était révisée en 2010 et les nouveaux tarifs étaient fixés sur la base des coûts de production actualisés mis à niveau. Cette nouvelle politique est appelée: la phase 2 des TRER. Cette phase était révisée en 2012.

L'objectif d'Ouganda vise 61% de production d'énergie électrique à l'horizon 2017.

La politique et les tarifs de rachat d'Ouganda sont postés sur le site web : <http://www.era.or.ug/>.

### **Rwanda**

La réglementation du Rwanda relative aux tarifs de rachat d'énergie renouvelable était promulguée en février 2012. Les tarifs du Rwanda s'appliquent à la possession de petite centrale hydroélectrique de 50kW à 10 MW. Les modalités du contrat sont seulement fixées à trois ans, mais la loi stipule que les tarifs ne peuvent pas être réduits. Le tarif sera révisé qu'au cours de la deuxième année du programme, et doit être mis en application dans la troisième année. Les tarifs d'électricité sont relativement élevés au Rwanda, cependant, une Politique TR est importante pour « garantir les investisseurs des sources d'énergie renouvelable, un marché disponible et une rentabilité attractive sur les investissements pour l'électricité qu'ils produisent. »

La Politique TR est encore relativement nouvelle, mais elle a attiré l'intérêt des promoteurs d'énergie renouvelable. Le Rwanda dispose de centaines de sites potentiels micro-hydroélectricité qui pourraient doubler la capacité de production du pays et étendre les taux d'électrification à 35 % de la population, en 10 ans.

L'objectif du Rwanda d'accès à l'électricité vise 70% à l'horizon de 2017, de manière prédominante, des sources d'énergie renouvelable.

La politique et les tarifs de rachat peuvent être consultés sur le site web suivant : <http://www.rura.gov.rw/>.

## **3 Dispositions institutionnelles**

### **Gouvernement & Parlement**

Les décideurs pourraient choisir les différentes voies pour élaborer les lois relatives aux TR: les voies juridiques telle que, i) une loi détaillée TR, ii) une combinaison de Lois avec un mandat de haut niveau investies en un organisme de régulation chargé de affaires politiques, ou les voies non juridiques telles que le cadre de la loi générale sur l'énergie. Il existe des pour et contres dans chacune de ces approches. Formuler un TR à travers une législation détaillée peut, par exemple, offrir une grande assurance à l'investisseur, car la législation pourrait paraître difficile au changement plus qu'une politique décrétée à l'initiative d'un organe exécutif ou d'une Agence de régulation. Cette décision dépend d'un certain nombre de facteurs, à savoir, le système politique, la tradition juridique, la structure gouvernementale, le processus législatif, la structure du marché, etc.

### **Régulateur**

La responsabilité en matière de réglementation dans certains États membres incombe aux Ministères chargés de l'Energie et dans d'autres États membres, un Régulateur indépendant est établi. L'organisme de régulation est responsable des questions politiques. Cela implique l'élaboration des méthodologies, des approches et des mécanismes nécessaires à la mise en œuvre de la loi et de la politique des Tarifs de

rachat. Le calcul et la publication des TR relèvent de la responsabilité du Régulateur. Leur rôle est également d'aider les promoteurs dans les questions relatives à la clarification de la politique, à la révision de la CAE, à l'octroi de licence d'exploitation, et s'assurer que la politique réalise les résultats escomptés.

### ***Service national d'électricité***

Les services publics nationaux d'électricité dans la plupart des États membres contrôlent le réseau, ainsi que la transmission et la distribution, y compris la vente d'électricité aux consommateurs. Leurs opérations sont réglementées par le Régulateur. L'obligation par l'opérateur du système (service public national) d'acheter l'énergie renouvelable fait partie intégrante de la Politique TR. Le Service public doit acheter l'énergie renouvelable des promoteurs conformément aux tarifs publiés par le Régulateur. Les promoteurs concluent un contrat d'achat d'électricité avec le service public sur la base des tarifs publiés par le Régulateur. Le régulateur approuve le CAE afin de s'assurer qu'il est conforme à la Politique TR.

### ***Producteurs indépendants d'énergie***

L'objectif principal d'une politique TR est d'attirer l'investissement du secteur privé dans le secteur de l'énergie ER. La politique offre la garantie de revenu aux promoteurs et sert d'un facteur d'investissement en rendant les projets bancables. Le succès de la Politique TR est mesuré par le nombre de projets des IPP mis en service qui ne seraient pas considérés sans un régime TR.

### ***Options de financement des TR***

Le mécanisme le plus fréquent pour le TR est le coût supplémentaire qui doit être réparti à travers la clientèle du service public. L'argument principal en faveur de ceci est qu'il encourage la qualité et l'efficacité dans la mesure où toute augmentation matérielle de prix entraînerait le mécontentement du public obligeant les gouvernements à contrôler les effets du prix de détail de la technologie de l'énergie renouvelable. L'autre approche utilisée moins fréquemment est les subventions à l'investissement, lorsque le fardeau de financement repose sur le contribuable.

## **4 Élaboration de la Politique TR**

Certains éléments clés auxquels les décideurs doivent tenir compte lorsqu'ils introduisent une Politique TR sont:

- i. *Imposer une obligation d'achat prioritaire* – les opérateurs doivent être obligés de connecter les producteurs d'énergie renouvelable au réseau, que ces producteurs soient des services publics, des entreprises ou les ménages privés, car ils doivent transmettre l'électricité qu'ils produisent. Il s'agit là d'une obligation prioritaire afin que l'électricité des sources d'énergie renouvelable, soit achetée avant l'électricité d'autres sources. Aussi, la conséquence de cette obligation peut être que les centrales conventionnelles de production d'énergie doivent réduire leur production. Cette caractéristique est importante étant donné qu'elle renforce la sécurité d'investissements et rassure les producteurs que chaque unité d'énergie renouvelable produite peut être vendue.

- ii. *Déterminer quelles technologies ou centrales seront couvertes par la politique*- une Politique TR doit spécifier clairement quelles technologies et centrale d'énergie renouvelable sont couvertes par elle. Il s'agit ici d'un élément de base qui est très important pour toute politique TR.
- iii. *Déterminer un bon taux tarifaire* – le taux tarifaire pour l'électricité produite des sources renouvelables, doit être fixé à un niveau qui garantit la rentabilité, et reflète les coûts connexes à la production d'électricité de cette source. Fixer un bon taux tarifaire est ce qui est le plus important et la tâche la plus difficile. S'il est trop élevé, les bénéfices exceptionnels des producteurs seront réduits. S'il est trop bas, il n'y aura pas ou aura très peu d'investissement. Pour cette raison, il est important d'inclure un mécanisme d'ajustement des tarifs. Là où il y a beaucoup de promoteurs de la même technologie renouvelable dans une zone spécifique, il est important d'appliquer une méthode obligatoire.
- iv. *Garantir le taux tarifaire pendant une période donnée* – Le taux du prix par unité doit être garanti pendant une période donnée après que les producteurs admissibles soient connectés au réseau. Cela garantit la rentabilité de la production et la sécurité de l'investissement des producteurs, des industriels, des investisseurs et des fournisseurs. La durée peut être fixée différemment pour chaque technologie éligible. On devrait fixer un délai dans le but de réduire les coûts globaux du système TR. Imposer des restrictions au niveau du paiement pendant un certain nombre d'années, accélère également le cycle d'innovation en remplaçant l'ancienne technologie par un nouveau équipement plus efficace. L'expérience a montré que les tarifs doivent être garantis pour une durée raisonnablement longue, sinon la sécurité d'investissement peut être compromise. La Loi TR allemande garantit le taux pour une durée de 20 ans, qui s'est avéré efficace. Dans la région du COMESA, une durée de 15 à 20 ans est recommandée, renouvelable jusqu'à 25 ans, lorsqu'on la juge nécessaire afin de permettre l'investissement.
- v. *Déterminer un moyen efficace de financement de la Politique TR* – il existe deux principales options pour financer les tarifs de rachat. Les coûts peuvent être couverts par un mécanisme de partage de coût par tous les utilisateurs finaux de l'électricité, ou il peut être également effectué par un fonds. La plupart des pays ayant des politiques TR, y compris l'Allemagne, l'ont financé à travers un mécanisme de partage de coût. Au titre de ce mécanisme, on distribue équitablement les coûts sur les factures d'électricité de tous les consommateurs tout en s'assurant également que le coût par consommateur est bas. L'avantage politique majeur de cette méthode de financement est qu'il est séparé du budget national, et par conséquent, elle moins vulnérable aux changements au niveau des priorités politiques.
- vi. *Réduire périodiquement le taux tarifaire* – réduire le taux du tarif annuel par kWh pour les centrales admissibles en vue de la connectivité au réseau au titre de la Politique TR encourage l'innovation et la réduction des coûts. En Allemagne, par exemple, les taux du tarif de 2005 par kWh pour les centrales PV reliées au réseau étaient réduits de 6,5% en 2006. Ce rabais annuelle des taux tarifaires a aiguillonné l'innovation et encouragé la croissance très rapide du secteur de l'énergie renouvelable.



## 5 Options de conception des tarifs de rachat d'énergie renouvelable

Les éléments les plus importants que les décideurs doivent pris en considération avant de concevoir ou d'améliorer la politique TR sont:

- i. Technologies éligibles* – chaque pays doit décider de quelles technologies d'énergie renouvelable qu'il faut adopter. Afin de prendre cette décision, une carte de ressources d'énergie renouvelable serait utile. Les technologies d'énergie renouvelable (TER), en général, dans la région du COMESA sont l'énergie hydroélectrique, la biomasse, l'énergie solaire, l'énergie éolienne, l'énergie géothermique et les déchets municipaux. Il est recommandé d'appuyer toute une panoplie de TER, plutôt que de se focaliser sur 1 à 2, qui sont actuellement plus efficaces. En appuyant les deux technologies fluctuantes, exp., les énergies éolienne et solaire et les technologies constantes, on jette le fondement d'un système d'énergies électriques renouvelables à 100%. Toutefois, cette approche n'est pas optimale pour la plupart des États membres du COMESA où le coût du courant électrique s'avère crucial. Ainsi, les États membres peuvent plutôt choisir les TER moins chères, qui peuvent être l'énergie hydroélectrique et/ou la biomasse [bagasse] et/ou l'énergie géothermique et/ou l'énergie éolienne. L'énergie solaire constitue particulièrement une option hors-réseau pour le milieu rural.
- ii. Centrales éligibles* – Les décideurs doivent décider des centrales éligibles pour plusieurs raisons. Les grandes centrales hydroélectriques sont souvent capables de livrer concurrence à la technologie conventionnelle, à cette fin, les tarifs doivent être différents selon la taille de la centrale. L'emplacement de la centrale peut également exiger la différenciation tarifaire, particulièrement, les centrales éoliennes. Plusieurs États membres du COMESA sont surtout déjà des producteurs d'ER, par conséquent, les petites centrales doivent seulement atteindre les objectifs fixés. Aussi, les anciennes centrales qui ont bénéficié d'autres formes de mesures d'incitation ne doivent plus bénéficier celles d'ER à la même portée que les nouvelles centrales des TER.
- iii. Mécanisme de financement* – une caractéristique principale des TRER traditionnels est que les coûts supplémentaires émanant de la politique sont distribués équitablement entre tous consommateurs d'électricité. Cependant, dans le contexte des pays en développement avec des niveaux élevés de pauvreté, distribuer le bénéfice de coûts d'un TRER uniquement aux consommateurs aura des conséquences graves. Ainsi, les mécanismes novateurs de financement sont exigés tels que, i) le cofinancement des programmes de changements climatiques internationaux, ii) les impôts supplémentaire sur les fossiles, ii) les subventions en faveur des ménages à faible revenu.
- iv. Méthode de calcul des tarifs* – la méthode adoptée pour le calcul des tarifs est cruciale pour attirer les nouveaux investissements dans le secteur TER. Un équilibre est exigé entre les besoins des consommateurs de bas tarifs et les besoins des investisseurs pour une bonne

rentabilité sur l'investissement. Il existe trois approches générales à la méthode de calcul des tarifs: i) l'approche de coût « évité », qui consiste à fixer les tarifs sur la base des prix existants, ii) l'approche de taux de rentabilité, et iii) la fixation de prix de référence, qui fixe les tarifs en fonction du coût de production plus un bénéfice consommé avec le risque. La preuve empirique indique que les pays qui utilisent l'approche de taux de rentabilité ont été plus efficaces dans le déploiement de l'énergie renouvelable.

- v. **Tarifs de technologie spécifique** – l'appui à la technologie spécifique est l'une des principales caractéristiques de plusieurs TRER. Contrairement à d'autres régimes d'appui à la qualité, tels que des certificats négociables, les TRER essaient de prendre en considération les coûts de production de technologie spécifique dans la perspective de promouvoir une série de technologies. L'appui à la technologie spécifique est nécessaire en raison de la grande différence entre les coûts de production et les technologies d'énergie renouvelable. D'autre différenciation est aussi nécessaire avec le même groupe de TER. Par exemple, les différentes tailles des centrales hydroélectriques ont généralement les coûts de production différentes, la même chose s'applique aux centrales de la biomasse dont les coûts sont déterminés par l'énergie primaire utilisée [bagasse, déchet des animaux, les cultures énergétiques, etc].
- vi. **Tarifs de taille spécifique** – Les plus grandes centrales ont tendance à être moins chères que les centrales plus petites. Par conséquent, les décideurs doivent prendre en considération le tarif de taille spécifique. Cela s'applique à plusieurs TER. Le moyen le plus simple est d'établir les catégories de tarif selon la capacité installée. Plusieurs technologies offrent les produits standards d'une certaine gamme de tailles. Une analyse des produits standards d'une certaine technologie dans un pays donné aidera à fixer le tarif standard.
- vii. **Durée de paiement de droits tarifaires** – Il existe une corrélation entre la durée de paiement de droits tarifaires et le quantum à payer. Plus courte la durée de paiement tarifaire, plus élevé le coût unitaire d'énergie renouvelable (ER). La durée la plus fréquente se situe entre 15 et 20 ans. Jusqu'à la fin de cette durée, il peut y avoir des mutations technologiques et les coûts de production probablement moins chers des TER lorsque l'innovation survient. Les décideurs doivent aussi tenir compte si l'investisseur pourrait opter pour le régime TRER au cours de la période garantie lorsque les coûts de production conventionnelle deviennent plus attrayants. On pourrait permettre à l'investisseur d'opter entre le paiement garanti sous le TRER et la participation au marché comptant.
- viii. **Obligation d'achat** – à part les paiements à long terme des tarifs, l'obligation d'achat constitue le deuxième « ingrédient » le plus important pour tous les régimes TRER étant donné qu'il garantit la sécurité de l'investissement. Cela oblige le TSO [opérateur du réseau] à acheter toute l'énergie renouvelable produite par les producteurs indépendants en matière de demande. Cela implique que lorsque la demande chute, la réduction n'affectera que les producteurs « gris ».

- ix. **Accès prioritaire au réseau** – Dans la région du COMESA, la plupart des services publics sont toujours verticalement intégrés. Par conséquent, comme les opérateurs du réseau, ils souhaiteraient qu'on devrait favoriser leur production d'abord. S'il fallait permettre ceci aux décideurs, la certitude d'achat des investisseurs de TER serait menacée. Ainsi, les TRER doivent comporter des dispositions selon lesquelles les centrales éligibles doivent être priorisées et connectées immédiatement au réseau. Le manque de capacité de transmission peut sérieusement contrebalancer le déploiement d'énergies renouvelables. Cependant, les obstacles existants ne devraient pas être une excuse pour limiter l'accès aux producteurs d'électricité verte, mais il faut initier une mesure d'incitation en vue du renforcement nécessaire du réseau.
- x. **Méthodologie de partage des coûts pour la connexion au réseau** – Les coûts de connexion au réseau sont relativement élevés par rapport aux coûts globaux du projet. Ainsi, la méthodologie pour le partage de coûts est importante pour le succès des nouveaux projets. En ce qui concerne les projets ER, l'option préférée est que l'investisseur paie pour la nouvelle ligne d'électricité jusqu'au nouveau point de connexion du réseau, tandis que l'opérateur du réseau doit supporter tous les coûts liés au renforcement potentiel de l'infrastructure existante du réseau. Les coûts supportés par l'opérateur du réseau sont transférés au consommateur. Les coûts estimés de connexion au réseau doivent être incorporés à la méthodologie de calcul des tarifs.
- xi. **Fixer les objectifs** – Les décideurs doivent décider si la politique TR renfermera les limites du programme ou projet. Les limites peuvent être imposées soit, à la capacité totale d'ER permise [souvent différenciée par le type de technologie], sur la taille maximum de projet individuel [aussi différenciée souvent par le type de technologie], ou selon le coût total du projet.
- xii. **Politique générale TR ajustée au fil du temps** – Cela peut impliquer deux différents genres d'ajustements:
- a) *Ajustements liés à l'augmentation du paiement* - ils sont généralement mineurs, souvent prédéterminés, et ne modifient pas la nature fondamentale de la conception du programme TR. Ils sont généralement conçus pour s'adapter aux réductions et aux changements des coûts des technologies dans une économie plus avancée. Ces types d'ajustements renferment : les ajustements administratifs de paiement TR tels que les changements périodiques et les ajustements des prix du carburant, ainsi que les ajustements automatiques, tel que l'indexation de l'inflation.
- b) *Révisions générales du programme* – cela implique un examen détaillé des objectifs politiques et de la structure politique générale. Ces ajustements peuvent inclure l'éligibilité du programme, la durée d'appui, la présence des limites et des objectifs, ainsi que d'autres facteurs. Les révisions générales du programme impliquent souvent une revue plus détaillée de l'efficacité de la politique, tout en soulignant là où les changements doivent être opérés en fonction des objectifs politiques fixés et des coûts liés à la technologie en mutation et des conditions du marché.

## **6      *Systemes hybrides***

Les systemes d'adjudication et d'appel d'offres competitifs constituent au plan technique d'une Politique alternative aux TR. Contrairement aux TR, les systemes d'adjudication et d'appel d'offres competitifs n'accordent pas aux promoteurs ou à leurs investisseurs, l'accès à une source de revenu fiable et à long terme. Les adjudications et l'appel d'offres peuvent être appliqués conjointement avec les TR de manière différente, notamment en aidant à établir les niveaux de paiement.

En 2008, la Chine a commencé à utiliser le processus d'appel d'offre compétitif pour fixer les prix de référence compétitifs régionaux d'électricité; les contrats d'énergie conclus selon ces prix de références sont effectivement les TR. À travers ce processus unique d'offres scellées, la Chine sollicite les prix des industriels et des promoteurs en vue de fixer les prix régionaux de contrat d'énergie renouvelable. Cette méthode marche particulièrement bien pour la Chine parce que l'industrie manufacturière d'énergies éolienne et solaire de plus en plus croissant et les prix de technologie en mutation rapide rendent l'utilisation d'un TR standard difficile. Par exemple, si un TR était fixé, et puis les prix de technologie ont rapidement chuté sans aucun ajustement au niveau de paiement, les trop-perçus pourraient survenir.

L'Afrique du Sud a élaboré un régime initial TR et publié les TR. Cependant, afin de s'assurer que l'énergie était compétitive, abordable et durable, l'Afrique du Sud a subséquemment opté pour un processus d'offre compétitif d'un régime des tarifs de rachat.

## APPENDICE A – Cadre de Tarifs de rachat d’Energie Renouvelable

### Technologies éligibles

À la première étape, les législateurs doivent décider de quelles technologies d’énergie renouvelable veulent-ils adopter, i.e. quelles technologies vont être éligibles pour le paiement de droits tarifaires sous le régime TRER. Afin de prendre cette décision, il faut avoir une bonne connaissance sur la disponibilité de ressource potentielle de chaque technologie dans chaque États membre dans la région du COMESA. Les cartes des ressources nationales sont très utiles pour ce processus.

En général, il est recommandé d’adopter toute une série de technologies d’énergie renouvelable, au lieu de se focaliser sur une ou deux seulement qui sont actuellement les plus rentables. On doit mettre un accent particulier sur ce point: l’un des moyens clés par lesquels les TRER réduisent les coûts en dernier ressort, consiste maintenant à produire une gamme variée de technologies. Au fond, un TRER est un outil de développement technologique et de réduction des coûts. C’est l’un des avantages majeurs des régimes TR, et l’approche de technologie spécifique permet le développement d’une gamme variée de technologies aux coûts relativement bas. Si on envisage d’avoir une part importante d’énergies renouvelables dans les sources futures d’électricité, on aura besoin de diverse variété de technologies.

En adoptant les deux technologies variables, exp. l’énergie éolienne et solaire, et les technologies plus constantes, exp. l’énergie de la biomasse, thermique solaire, géothermique, et hydroélectrique, on établit le fondement d’un système d’énergies électriques renouvelables à 100% à l’étape initiale.

Néanmoins, certains États membres peuvent choisir d’adopter une seule technologie de TRER. Les TRER pour une seule technologie, telle que les photovoltaïques (PV), cependant, comportent un certain nombre de risques essentiellement connexes à l’acceptation publique, lorsque le coût de la politique est transféré aux consommateurs. Étant donné que les coûts d’électricité PV sont considérablement plus élevés<sup>2</sup> que ceux d’énergie conventionnelle et d’autres technologies d’énergie renouvelable, et que le volume d’électricité produite est comparativement petite, les coûts additionnels tels que répartis par les mécanismes de financement pourraient sembler plutôt élevés aux consommateurs. Par contre, si un grand portefeuille de technologies, est éligible dans le cadre de la législation des TRER, le coût moyen pour une unité d’énergie électrique renouvelable est plutôt bas. Dans une certaine mesure, plus de technologies matures comme l’énergie éolienne aidera les technologies moins matures, telles que les PV qui doivent être développées. À cette fin, l’acceptation publique peut être renforcée. Lors de la définition des technologies éligibles dans le cadre de la législation TRER, il est important d’y incorporer les définitions précises. Ceci est particulièrement vrai pour la biomasse/les déchets et les installations PV.

---

<sup>2</sup> Le coût des systèmes de PV a considérablement chuté au cours de ces dernières années, et selon les prévisions, il sera chuté encore davantage. Il s’agit notamment d’un succès, au moins partiel, des politiques TRER: à travers le financement des technologies initiales très coûteuses, ils ont augmenté la demande et la production, ce qui a conduit à la chute du coût global.

L'expression « biomasse » renferme une plus grande variété de ressources, tels que les produits forestiers, les déchets animaux, les cultures énergétiques, et quelquefois, les déchets municipaux. Les décideurs doivent décider à propos de l'éligibilité de la biomasse impure et des matières de déchet. Généralement, la fraction non biodégradable de déchets n'est pas éligible pour le paiement des droits tarifaires. Dans le cas des PV, les régimes TRER se distinguent entre certaines catégories, i.e. une centrale PV au sol contre un bâtiment PV intégré.

### **Centrales éligibles**

Outre les technologies éligibles, ceux qui conçoivent TRER devraient déterminer quelles centrales sont couvertes sous le régime TRER. Habituellement, le paiement de droits tarifaires s'applique seulement aux centrales de production dans un pays donné. Dans le cas des turbines éoliennes au large, le territoire national peut soit, être limité par la définition de l'ONU des Eaux territoriales, i.e. 12 milles nautiques au large, ou la Zone économique exclusive, i.e. 200 milles nautiques au large.

De plus, le décideur limite souvent le paiement de droits tarifaires à la taille, i.e. la capacité installée des centrales d'énergie renouvelable. Particulièrement dans le cas d'hydroélectricité, le paiement de droits tarifaires peut être seulement accordé aux centrales jusqu'à une certaine capacité maximum, exp. 20 ou 100 MW. La raison de cela est qu'une taille importante d'hydroélectricité est déjà légèrement plus compétitive par rapport aux sources d'énergie conventionnelle, même sans aucun appui financier dans les zones de grande ressource. Une unité d'électricité émanant d'hydroélectrique, peut souvent être produite aux coûts aussi bas que 0,04 USD ou 0,06USD/kWh, tandis que l'énergie éolienne terrestre et l'énergie par gaz de décharge (les prochaines sources les moins chères) coûtent 0,06-0,08 USD/kWh. En fait, les plus grands projets d'hydroélectricité sont des produits à forte intensité de capital et ont des impacts environnementaux très significatifs que les autres énergies renouvelables que les décideurs doivent analyser.

Théoriquement, il est également possible d'exclure certains groupes de producteurs de paiement de droits tarifaires. En Afrique du Sud, les réglementations relatives aux TRER, par exemple, le législateur a décidé d'exclure les centrales qui appartiennent aux services publics ou dans lesquelles ils détiennent plus 50% d'actions. Ceci peut être une mesure appropriée quand les régulateurs envisagent de libéraliser les marchés d'électricité et veulent permettre les nouveaux acteurs de devenir des concurrents aux services publics bien établis. Cependant, il est recommandé que l'exclusion de tout groupe de producteurs du paiement de droits tarifaires soit évitée dans la région du COMESA dans la mesure où le secteur public est l'acteur principal dans l'industrie d'électricité.

### **Mécanismes de financement**

La principale caractéristique des TRER traditionnels, est que les coûts supplémentaires causés par la politique sont distribués équitablement entre tous les consommateurs d'électricité. Ce mécanisme de partage du fardeau financier permet l'appui de beaucoup de partages d'énergie électrique renouvelable avec seulement une augmentation marginale de la facture d'électricité de consommateur final. Aucun financement de l'Etat n'est prévu dans de pareilles conditions. D'autre part, en déterminant le paiement

de droits tarifaires et en établissant l'obligation d'achat pour toute l'énergie renouvelable par les services publics existants, le gouvernement agit seulement en tant que régulateur des acteurs privés sur le marché d'électricité. Les mécanismes alternatifs de financement se sont révélés sensibles aux effets extérieurs, tels que les changements au sein du gouvernement ou au niveau de la conjoncture économique générale.

Cependant, dans le contexte des pays en développement ayant des niveaux élevés de pauvreté, le fait de répartir les coûts d'un TRER uniquement aux consommateurs est susceptible d'avoir de graves conséquences négatives et compromettraient les efforts d'augmenter l'accès à l'énergie. Ainsi, les mécanismes novateurs de financement, y compris, le cofinancement du Fonds international pour les changements climatiques (Ouganda), les impôts supplémentaires sur les carburants fossiles (Algérie) ou les subventions aux ménages à faibles revenus (Ghana) sont autant d'options qu'il faut examiner par chaque État membre.

Les grands projets d'hydroélectricité ont également des impacts négatifs sur l'environnement, particulièrement dans les zones en aval, et suscitent des problèmes sociaux aux personnes déplacées vivant dans la zone du projet. Sous certaines conditions, les réservoirs peuvent aussi émettre des quantités importantes de gaz à effet de serre. Ainsi, les grands projets d'hydroélectricité dans certains pays ne sont pas considérés comme une source d'énergie renouvelable. Toutefois, dans la présente étude, toute production d'hydroélectricité est considérée comme énergie renouvelable.

Certains régimes TRER appliquent également les autres restrictions. Le régime de TRER espagnole, qui cesse d'accepter les nouvelles demandes depuis janvier 2012, accorde seulement le paiement de droits tarifaires aux installations dotées d'une capacité maximum de 50MW. Ces restrictions comportent souvent des raisons historiques. Par le passé, on croit que l'énergie renouvelable pourrait seulement couvrir une petite partie de sources d'électricité, et que par définition, les centrales électriques d'énergie renouvelable doivent être des petites centrales et distribuées. L'expérience récente dans plusieurs pays cependant, contredit ces hypothèses. Bien que l'application distribuée constitue toujours un des avantages majeurs d'énergie renouvelable, le développement de l'énergie éolienne indique que les parcs éoliens ayant plusieurs centaines de mégawatts de capacité installée sont économiquement faisables et viables. Il est prévu également d'autres technologies pour les grandes centrales, tels que les PV solaires, l'énergie électrique solaire concentrée (ESC), l'énergie géothermique et de la biomasse. En conséquence, nous suggérons de ne pas inclure des restrictions selon la taille de la centrale, autre qu'aux grandes centrales hydroélectriques. Au lieu de cela, les tarifs doivent être distingués selon la taille de chaque installation. Enfin, la capacité d'énergie renouvelable devra remplacer les grandes centrales électriques conventionnelles, sans restriction aucune, selon soit, la taille de la centrale ou la capacité globale installée.

Le début de la production, i.e. à partir du moment où l'installation est connectée au réseau, détermine également si une centrale sera couverte par les TRER. Nous recommandons d'inclure seulement la nouvelle capacité installée étant donné que les anciennes centrales de production d'électricité sont susceptibles d'avoir bénéficié des instruments d'appui préalable. En conséquence, l'entrée en vigueur de

la législation, dans le but de transférer les prix du producteur d'énergie électrique renouvelable aux consommateurs, les coûts (les paiements de droits tarifaires agrégés) doivent être transférés tout au long de la chaîne de fourniture d'électricité.

D'abord, le producteur d'énergie électrique renouvelable reçoit le paiement de droits tarifaires de l'opérateur du réseau local. En vertu de l'obligation juridique par le régime TRER, cet opérateur de réseau est obligé de payer, connecter et transmettre l'électricité produite. Normalement, les producteurs d'énergie électrique renouvelable se connectent au prochain système de distribution de l'opérateur. Dans bien des cas, toutefois, un producteur d'une grande centrale pourrait aussi décider de se connecter directement aux lignes de haute tension à travers le système de transmission de l'opérateur. Ensuite, les coûts sont transférés au prochain niveau le plus élevé dans le système d'électricité jusqu'à ce que l'Opérateur national TSO agrée tous les coûts et les divise par le montant total d'électricité renouvelable produite.

### **Méthode de calcul des tarifs**

L'une des questions les plus importantes aux décideurs traitant des TRER, est comment obtenir le niveau de droits tarifaires efficacement. Le tarif qui est trop bas ne saurait stimuler aucun investissement dans les domaines d'énergie renouvelable tandis que le tarif qui est trop élevé pourrait entraîner des frais inutiles aux consommateurs. Les Régulateurs (et les consultants et les économistes qu'ils emploient fréquemment) ont appliqué des méthodes différentes pour le calcul des tarifs. Les méthodes les moins efficaces de calcul de tarifs sont en train de fixer les droits tarifaires compte tenu des prix d'électricité existants ou « les coûts évités ». Une autre méthode fixe les droits tarifaires en fonction du coût réel de production plus une petite prime, en offrant, ainsi, la rentabilité suffisante sur les investissements. La preuve empirique indique que les pays qui appliquent la dernière méthode ont été plus efficaces dans l'élargissement du déploiement en matière d'énergie renouvelable. Cette approche, sera alors considérée comme « la meilleure pratique ».

Des noms différents ont été utilisés pour décrire cette approche de calcul des tarifs en se basant sur les coûts réels et la rentabilité des producteurs. Le régime TRER allemand est basé sur la notion de la « rémunération rentable », le mécanisme d'appui espagnol parle d'un « taux de rentabilité raisonnable », et « la méthode d'indice de rentabilité » français garantit « la rentabilité équitable et suffisante ». Malgré une variété des noms et des notions, dans tous les cas, le législateur fixe le niveau des droits tarifaires en vue de permettre un certain taux de rentabilité interne, souvent entre une rentabilité de 5% et 10% sur l'investissement par an. Dans certains cas, le taux devra être plus élevé étant donné que la rentabilité des projets d'énergie renouvelable doit être comparable au bénéfice escompté de la production d'électricité conventionnelle.

Seulement, si la rentabilité de la production d'énergie renouvelable est similaire à ou plus élevée de celle des centrales nucléaires ou des fossiles, il y aura une mesure d'incitation économique pour investir dans les formes plus propres d'énergie. Lors de la détermination de droits tarifaires pour un nouveau TRER, une analyse des pays ayant les conditions de ressources similaires et les politiques TRER existantes pourraient être utiles à la première étape. Par conséquent, nous avons inclut beaucoup de tableaux



comportant des données relatives aux droits tarifaires dans les études de cas des pays présentés dans ce documents. Si, par exemple, le pays voisin dispose d'un régime TRER bien fonctionnel, les droits tarifaires appliqués doivent servir de point de référence. La simple comparaison des niveaux tarifaires n'est pas suffisante. D'autres options de conception qui ont eu un impact sur la rentabilité d'un projet doivent être prises en considération, y compris la durée de paiement de droits tarifaires, les coûts liés à la connexion au réseau, ainsi que les procédures administratives. Après qu'un bon cadre de référence soit établi pour les droits tarifaires, les facteurs de coûts relatifs à la production d'énergie renouvelable doivent être évalués.

Il est recommandé que le calcul de droits tarifaires soit fondé sur les critères ci-après:

- les coûts d'investissement de chaque centrale (y compris les coûts des matériaux et des capitaux);
- les coûts connexes au réseau et les frais administratifs (y compris les coûts de connexion au réseau, les frais relatifs aux procédures d'octroi de licence, etc.);
- les coûts opérationnels et d'entretien;
- les coûts du carburant (dans le cas de la biomasse et du biogaz); et,
- les coûts liés au déclassement (s'il y a lieu).

En s'appuyant sur ces données, les coûts nominaux de production d'électricité de chaque technologie peuvent être calculés. Les méthodes de calcul de droits tarifaires sont plutôt techniques mais certainement intéressantes pour tous les décideurs engagés. En guise d'exemple, nous allons présenter l'approche allemande pour le calcul de droits tarifaires pour les nations industrialisées. Dans le cadre du régime TRER allemand, une méthode transparente de calcul de droits tarifaires était développée en fonction des coûts de production d'électricité. Généralement, le paiement de droits tarifaires est garanti pour une période de 20 ans au niveau applicable dans la première année de production. Cependant, le tarif applicable aux nouveaux projets est révisé chaque quatre ans, compte tenu des rapports intérimaires.

### **Droits tarifaires de technologie spécifique**

Si le décideur calcule les droits tarifaires en s'appuyant sur le coût de production d'énergie électrique renouvelable, les tarifs de technologie spécifique constituent le résultat naturel. L'appui à la technologie spécifique est l'une des caractéristiques majeures de plusieurs TRER. Contrairement à d'autres régimes d'appui à la quantité, tels que les certificats négociables, les TRER essaient de prendre en considération les coûts de production de la technologie spécifique dans la perspective de promouvoir l'ensemble de différentes technologies. L'appui à la technologie spécifique est nécessaire en raison des grandes différences au niveau des coûts de production entre les technologies d'énergie renouvelable. Pendant que certains types de biomasse ou de biogaz, peuvent être déjà produits pour moins que 0,03 USD/kWh, les technologies moins matures sont produites au coût plus élevé. Cependant, de 2007 à 2012, les coûts des photovoltaïques sont réduits de moitié, passant de 0,43 USD/kWh à 0,19 USD/kWh, phénomène non des moindres en raison de l'impact positif des TRER.

Plus de différenciation pourrait être nécessaire dans le groupe générique des produits de biomasse. Tel que mentionné plus haut, les types de carburant de biomasse comprennent les produits forestiers, les déchets des animaux, les cultures énergétiques et quelquefois les déchets ou la fraction biodégradable de déchets. Les coûts de production varient largement tels que, par exemple, les cultures énergétiques sont généralement plus chères que les résidus des forêts, et le fait de produire le biogaz des résidus des animaux est plus cher que la production des gaz de décharge et d'égout. Par conséquent, certains régimes TRER prennent en considération les types de carburants différents des centrales de biomasse. En outre, le coût des processus différents de transformation de biomasse à l'électricité, telles que la co-combustion et la gazéification, devrait être reflété dans la conception des tarifs.

### **Droits tarifaires de taille spécifique**

Outre les droits tarifaires de technologie spécifique, plusieurs régimes TRER comprennent les niveaux différents de rémunération pour les différentes tailles d'une technologie donnée. L'idée principale est que les plus grandes centrales sont généralement moins chères. Par conséquent, la plupart des régimes TRER fixent les droits tarifaires spécifiques pour une technologie particulière compte tenu de la taille de la centrale. Le moyen le plus facile est d'établir des groupes différents conformément à la capacité installée. Le choix de la gamme de chaque groupe ne doit pas nécessairement être aléatoire. Plusieurs technologies offrent des produits standards d'une certaine gamme de tailles. Dans le cas des PV, par exemple, une installation en toiture pour les ménages privés a une capacité 3-30kW. Les installations plus grandes en toiture pour les bâtiments industriels ou les fermes ont souvent une capacité installée jusqu'à 100kW. En conséquence, une analyse des produits standards de certaine technologie dans une région ou un pays donné aidera à fixer les tarifs de taille spécifique de la centrale. Dans le but d'éviter les effets potentiels perturbateurs à travers les catégories de taille, le législateur a aussi l'option de développer une formule qui relie la taille de la centrale au paiement de droits tarifaires.

### **Durée de paiement de droits tarifaires**

La durée de paiement de droits tarifaires est étroitement liée au niveau de paiement tarifaire. Si le législateur souhaite une durée plus courte de paiement de droits tarifaires garanti, le niveau du tarif doit être plus élevé afin d'assurer l'amortissement des coûts. Si le paiement de droits tarifaires est accordé pour une durée plus longue, le niveau de rémunération peut être réduit. Toutefois, dans le cas des paiements plus longs, l'inflation sera plus grande et doit être prévue. Les TRER de part le monde garantissent souvent le paiement de droits tarifaires pour une durée de 10 à 20 ans, tandis qu'une durée de 15 à 20 ans est l'approche la plus fréquente et efficace. Un paiement de 20 ans est égal à la durée de vie moyenne de plusieurs centrales d'énergie renouvelable. Les durées de rémunération plus longues sont souvent évitées, sinon l'innovation technologique pourrait être compromise. Une fois le paiement de droits tarifaires s'achève, le producteur aura une mesure d'incitation plus forte en vue d'investir de nouveau dans les technologies nouvelles et efficaces au lieu d'opérer l'ancienne centrale aux fins de recevoir le paiement de droits tarifaires. Cependant, les producteurs ont normalement le droit de continuer à vendre l'électricité selon les conditions standards du marché.

Lorsqu'on fixe la durée de paiement de droits tarifaires, les décideurs doivent clairement indiquer si les producteurs ont le droit de laisser le régime TRER pendant la durée garantie de paiement. Cela devrait beaucoup intéresser les producteurs d'énergie électrique renouvelable si le prix d'électricité du marché au comptant pour « l'électricité grise », i.e. l'énergie fossile ou nucléaire, s'élève au dessus des TRER garantis en vendant l'électricité sur le marché libre serait plus rentable. Dans les pays qui ont commencé à incorporer les coûts extérieurs négatifs des carburants fossiles et à supprimer les subventions pour l'électricité produite conventionnellement peut être un événement qui commencera probablement à se produire dans les années à venir, surtout, pour les technologies d'énergie renouvelable les plus rentables, à savoir, l'énergie éolienne et l'utilisation de gaz de décharge. Dans ce cas, les législateurs ont trois options essentielles:

1. Ils peuvent stipuler que la durée des TRER doit être « accomplie » et que le producteur d'énergie électrique renouvelable n'a pas le droit d'entrer sur marché d'électricité grise. Les effets positifs de cette approche sont les coûts d'électricité plus bas, une fois que le prix d'énergie pour l'électricité conventionnelle dépasse le niveau tarifaire garanti. Dans ce cas, les TRER stabiliseront et réduiront le prix moyen d'électricité. Cependant, une telle politique pourrait retarder l'intégration d'électricité verte au marché d'électricité grise étant donné que les promoteurs obtiendront moins de leur électricité renouvelable.
2. Les régulateurs peuvent spécifier que le producteur d'électricité renouvelable a le droit de quitter les TRER, mais n'a pas le droit d'entrer de nouveau dans le régime TRER. Cela compliquerait à priori la participation des producteurs à l'électricité renouvelable au marché gris conventionnel étant donné que les prix futurs pourraient être difficiles à anticiper.
3. La législation peut offrir au producteur l'opportunité de changer entre la rémunération garantie au titre de TRER et la participation au marché comptant d'électricité. Par ces moyens, le producteur peut gagner une première expérience sur le marché d'électricité sans être exposé aux risques liés aux prix volatils du marché. Dans ce cas, les régulateurs détermineront le délai dans lequel le producteur est permis de changer entre les deux systèmes, soit une fois chaque mois ou une fois chaque année.

### **Obligations d'achat**

Outre les paiements de droits tarifaires à long terme, l'obligation d'achat est le deuxième « ingrédient » le plus important pour tous les régimes TRER dans la mesure où il garantit la sécurité d'investissement. Il oblige l'opérateur du réseau le plus proche à acheter et distribuer toute l'électricité produite par les sources d'énergie renouvelable, indépendamment de la demande en électricité. Cela signifie, par exemple, qu'au moment de la faible demande, l'opérateur du réseau réduira le volume de l'électricité « grise » tandis que toute l'électricité « verte » est incorporée aux sources d'électricité. L'obligation d'achat est particulièrement importante pour les technologies d'énergie renouvelable plus variables, telles que les énergies éoliennes et PV solaires, étant donné que le producteur ne peut pas contrôler quand l'électricité sera produite. Par contre, les centrales au gaz et au charbon et d'énergie nucléaire peuvent augmenter et réduire les résultats, de même que les barrages hydroélectriques, les installations de la biomasse et les centrales électriques géothermiques. Par conséquent, les régimes TRER avancés

quelquefois renferment la différenciation tarifaire conformément à la demande d'électricité (Différenciation tarifaire axée sur la demande).

L'obligation d'achat protège les producteurs d'électricité renouvelable sur les marchés monopolistiques et oligopolistiques où l'opérateur du réseau pourrait également expédier la capacité de production d'électricité. Lorsque les décisions sont prises au sujet de sources de production d'électricité à utiliser pour satisfaire la demande, ces opérateurs du réseau pourraient être biaisés et expédier l'échantillon d'électricité aux fins d'une obligation d'achat bien conçue ; le régime TRER allemand établit une obligation d'acheter, de transmettre et de distribuer toute l'électricité produite sous le régime TRER.

### **Accès prioritaire au réseau**

Les règles injustes d'accès au réseau constituent souvent une barrière aux marchés d'électricité où l'opérateur du réseau s'est engagé lui-même dans la production d'électricité. Ce manque de production, de transmission et de distribution en matière de démantèlement pourrait aboutir à une situation où l'opérateur du réseau établit la priorité pour ses propres unités de production lorsque la question suivante sera posée : quelle centrale électrique serait connectée au réseau ? En conséquence, les régimes TRER comportent souvent des dispositions selon lesquelles les centrales éligibles doivent être connectées au réseau. Le régime TRER allemande, par exemple, stipule que « les opérateurs du système de réseau doivent immédiatement et en priorité connecter les centrales électriques des sources d'énergie renouvelable ». Nous recommandons vivement cette approche, étant donné que la connexion « immédiate » évite les retards par l'opérateur du réseau et la connexion « prioritaire » permet aux centrales d'énergie renouvelable de se faire connecter au réseau avant les unités de production conventionnelle.

En outre, le manque de capacité de transmission peut sérieusement contrebalancer le déploiement d'énergies renouvelables. Cela est particulièrement vrai dans plusieurs pays africains. Cependant, les obstacles existants au réseau ne doivent pas constituer d'excuse pour limiter l'accès aux producteurs d'électricité verte, mais plutôt doit être une mesure d'incitation à initier, nécessaire au renforcement du réseau en conformité avec les plans nationaux d'extension du réseau et la croissance prévue en matière de capacité générale du réseau.

### **Méthode de partage des coûts pour la connexion au réseau**

La réglementation relative à la connexion au réseau a un impact sur la rentabilité générale, et par conséquent, efficace en matière de politique d'appui à l'énergie renouvelable. Bien que d'autres mécanismes d'appui puissent être très bien établis dans un pays donné, les pratiques discriminatoires, les réglementations et les normes d'interconnexion, ainsi que d'autres règles pourraient contrebalancer ou sérieusement déranger le déploiement des projets d'énergie renouvelable. Cela est dû particulièrement au coût élevé inhérent à la connexion au réseau par rapport au coût total du projet. L'étude européenne intitulée: GreenNet-Europe, a fait un calcul selon lequel, dans le cas des centrale d'énergie éolienne au large, la connexion au réseau peut représenter jusqu'à 26,4% des coûts d'investissement total.

Bien que le partage est plus faible pour toutes les autres technologies d'énergie renouvelable, la méthodologie de partage des coûts de connexion au réseau est d'autant plus fondamentale lorsqu'il s'agit de prendre la décision de savoir si un projet serait rentable ou pas. Beaucoup de TRER définissent la méthodologie utilisée pour diviser les coûts liés à la connexion au réseau entre le producteur d'énergie renouvelable et l'opérateur du réseau. Certains législateurs préfèrent instaurer ces règlements dans la législation pour la réglementation relative au réseau. Fondamentalement, trois différentes méthodes peuvent être appliquées à la facturation de la connexion: la méthode « profonde », « superficielle » et « super-superficielle ». La méthode de facturation de la connexion profonde laisse le producteur d'électricité renouvelable avec tous les coûts, tant les coûts relatifs à la connexion au réseau qu'au renforcement du réseau. Cela comprend les coûts relatifs à la ligne de connexion jusqu'au prochain point de connexion et les coûts relatifs au renforcement de l'infrastructure déjà installée de réseau. Dans le cas du manque de capacité de transmission, le producteur doit payer pour la mise à jour nécessaire. Cette méthode n'est pas recommandable. Historiquement, elle est utilisée pour les grandes centrales électriques conventionnelles. Á la lumière des coûts d'investissement élevés pour ces centrales électriques, les dépenses supplémentaires relatives à la connexion au réseau au titre de la méthode profonde étaient négligeables. Cela est différent pour les projets d'énergie renouvelable, qui ont tendance à avoir les coûts globaux plus bas par projet que les centrales nucléaires gigantesques et les centrales alimentées au charbon. D'autre part, la méthode profonde offre des mesures d'incitation pour produire de l'électricité seulement dans les zones dotées de réseau d'électricité bien développé. Cela a un sens dans le cas des centrales alimentées au charbon et au gaz, mais pas dans le cas des projets d'énergie renouvelable. Les centrales éoliennes, par exemple, devraient être construites dans les zones les plus venteuses, et pas seulement dans les régions ayant une capacité de réseau disponible.

En guise d'alternatif, la méthode superficielle de facturation de la connexion était développée. Elle indique que le producteur d'énergie renouvelable doit payer seulement pour la nouvelle ligne du réseau électrique jusqu'au prochain point de connexion, tandis que l'opérateur du réseau doit supporter tous les coûts liés au renforcement potentiel de l'infrastructure de réseau existante. Les coûts supportés par l'opérateur du réseau seront transférés au consommateur final en termes de facturation du système. Dans le cadre de cette méthode, le producteur d'électricité renouvelable choisira l'emplacement de la centrale électrique selon la disponibilité de ressource (vitesse du vent, etc.) et non pas selon la disponibilité de l'infrastructure. Il est également possible d'adopter ces deux méthodes ensemble. Dans ce cas, le producteur d'électricité paie pour la ligne du réseau électrique jusqu'au prochain point de connexion. Les coûts liés au renforcement du réseau sont partagés entre l'opérateur du réseau et le producteur d'électricité. Normalement, le partage couvert par le producteur dépend de l'évaluation de leur usage proportionnel de la nouvelle infrastructure. Cette combinaison peut être considérée comme un compromis entre une mesure d'incitation à l'utilisation d'infrastructure du réseau disponible et le choix des emplacements optimums de ressource.

Une méthode super-superficielle de facturation de la connexion était mise en œuvre dans certains pays européens en vue de promouvoir le déploiement des centrales éoliennes au large, particulièrement, au Danemark et en Allemagne. Les lignes de connexion des parcs éoliens au large jusqu'au point terrestre le plus proche sont plutôt très chères en raison de la longue distance impliquée. Afin de libérer les

promoteurs d'énergie éolienne au large de ce fardeau financier, les législateurs ont décidé que même les coûts de la nouvelle ligne de connexion du parc éolien au large jusqu'au point de connexion terrestre doivent être payés par l'opérateur du réseau.

La méthode superficielle de connexion au réseau ou même la méthode super-superficielle de connexion au réseau est recommandée. Cela permet une séparation stricte d'investissement d'infrastructure et l'investissement en la nouvelle capacité de production. Il existe clairement une tendance pour les pays désireux de promouvoir les technologies renouvelables pour quitter la méthode profonde à la méthode superficielle de facturation de la connexion. Quelque soit la méthode de partage des coûts que les régulateurs souhaitent appliquer, ils doivent prendre en considération les avantages financiers (la méthode super-superficielle) ou les désavantages financiers (méthode profonde de facturation de la connexion) des producteurs d'électricité verte lors du calcul des droits tarifaires. Les coûts estimés pour la connexion au réseau et le renforcement du réseau doivent faire partie de la méthode de calcul de droits tarifaires.

### **Procédures administratives efficaces**

L'expérience de certains pays des TRER indique que, en dépit de meilleures conditions économiques et d'accès au réseau, la capacité de production d'électricité renouvelable ne s'est pas beaucoup progressée. Les raisons de cette performance médiocre en dépit de régimes TRER bien conçus, peuvent être liées aux insuffisances administratives, tels qu'un délai très long pour l'approbation du projet, un nombre très élevé d'autorités impliquées et le manque d'inclusion de l'aménagement du territoire<sup>3</sup>. La Commission européenne, par exemple, recommande la mise en œuvre des procédures d'approbation rapides des petits projets parce qu'ils diffèrent fondamentalement des grandes centrales alimentées au charbon. Cela aura peu de sens pour obliger ces deux types de projets à suivre les mêmes processus administratifs<sup>4</sup>.

#### *Réduire les délais*

Les longs délais constituent l'un des obstacles majeurs administratifs aux projets d'énergie renouvelable. Dans l'UE, la durée pour le développement d'une petite centrale hydroélectrique varie de 12 mois (Autriche) jusqu'à 12 ans (Portugal et Espagne). Les décideurs peuvent éliminer cet obstacle en établissant un délai conséquent sur la totalité du processus d'approbation. Les entités nationales et locales seront obligées de traiter des procédures d'octroi des autorisations du projet en temps opportun, et les associations qui s'opposent aux énergies renouvelables auront peu d'influence lorsqu'il s'agira des barrières non économiques. Le fait de fixer les délais pour les décisions de chaque autorité aidera beaucoup, aussi longtemps que les autorités peuvent les respecter. Surtout au niveau local, les agences administratives manquent l'expérience requise pour gérer les dossiers traitant des projets de taille industrielle.

#### *Réduire la coordination des autorités impliquées*

---

<sup>3</sup> Ragwitz, M. et al, 2007; Roderick, P. et al, 2007; Coenraads, R. et al, 2008

<sup>4</sup> 8 Commission UE, 2005

Une autre contrainte importante pour le développement des technologies renouvelable est le nombre important des autorités impliquées dans le processus d'octroi de licences. En France, par exemple, les producteurs d'énergie éolienne doivent être en contact avec 27 autorités différentes aux niveaux politiques différents. Dans certaines régions en Italie, on a besoin jusqu'à 58 autorisations d'agences gouvernementales différentes pour développer les petites centrales hydroélectriques. La complexité peut être réduite en clarifiant les responsabilités de chaque autorité, et en établissant une nouvelle agence consacrée au déploiement rapide d'énergie renouvelable, parfois, appelé une « agence à guichet unique », pour coordonner et simplifier le processus de planification. Les agences les plus efficaces sont celles des pays qui autorisent un organisme administratif unique chargé de coordonner toutes les autorités subordonnées aux niveaux politiques différents.

### *Inclusion de l'aménagement du territoire*

Les dispositions relatives à l'aménagement du territoire aident à organiser l'utilisation d'espace géographique dans un pays donné, notamment, spécifier l'emplacement des routes, des zones industrielles, des centrales électriques et des systèmes d'assainissement. L'aménagement du territoire au niveau local doit anticiper les projets d'énergie renouvelable en les intégrant lors de l'élaboration et de la révision des règlements et des normes. Dans ce processus, les ressources disponibles telles que la vitesse du vent et la radiation solaire, doivent être identifiées.

### **Fixer les objectifs**

Parfois, la législation TRER est associée aux objectifs politiques ambitieux pour les énergies renouvelables. Ceci a un mérite étant donné que les objectifs sont importants dans la signalisation de l'engagement à long terme aux investisseurs. Ils indiquent que les mécanismes d'appui seront mis en place pour une durée donnée et ils augmentent la probabilité des tarifs suffisamment élevés. Les objectifs devraient toujours être établis en tant qu'éléments essentiels en y intégrant l'expression : « au moins » (exp. « au moins 20% à l'horizon 2020 »). De cette manière, les objectifs n'exercent pas les effets négatifs pour servir de limites à la capacité, là où le déploiement des nouvelles installations est ralenti ou cesse, une fois l'objectif réalisé. »

Les objectifs peuvent être fixés comme un certain partage des technologies renouvelables dans les sources générales d'électricité. Cela a été réalisé par le législateur Allemand qui a déterminé que le régime TRER allemande « vise à augmenter le partage des sources d'énergies renouvelables dans la fourniture de l'électricité à, au moins 30% à l'horizon 2020 et d'augmenter continuellement ce partage après cela ». De manière alternative, les objectifs peuvent être établis pour la capacité installée. Nous recommandons la formulation des objectifs pour le court, moyen et long terme, pour, ainsi, frayer la voie sur comment les énergies renouvelables peuvent substituer de plus en plus aux sources de production d'énergie fossile et nucléaire.

### **Rapports intermédiaires**

Dernier point, mais pas le moindre, évaluer et rendre compte périodiquement sur l'état d'avancement du programme TRER est crucial pour un succès à long terme. Établir le rapport et évaluer constituent la tâche du ministère chargé de l'élaboration de politiques. Il s'assure que la loi s'avère efficace et, le cas échéant, recommande comment elle pourrait être améliorée ou amendée. Dans certains pays, les rapports intérimaires fournissent les raisons scientifiques pour les amendements périodiques des régimes TRER. Cette révision périodique garantit la stabilité aux producteurs, qui savent que la législation ne sera pas modifiée en milieu de délai, mais elle accorde également la possibilité aux politiciens pour modification.

Lorsque les régulateurs mettent en œuvre un régime TRER pour la première fois, les ajustements fréquents pourraient être nécessaires au cours des deux prochaines années. Les rapports intérimaires comprennent essentiellement une analyse des taux de croissance et des coûts moyens de production de toutes les technologies éligibles. Ils identifient les coûts et les bénéfices économiques, sociaux et environnementaux d'appui à l'énergie renouvelable (surtout une estimation des réductions du gaz à effet de serre). Ils examinent les frais supplémentaires imputés au consommateur final. Et ils calculent les effets écologiques des centrales d'énergie renouvelables, notamment les effets positifs et négatifs sur la nature et le paysage.

### **Liste d'un régime TRER**

Le Conseil Mondial Futur « World Future Council » autonomisant l'Afrique à travers l'étude TR, a établi la liste de référence que les régulateurs peuvent exploiter lors de l'élaboration du régime TRER.

- Choisir les technologies éligibles en s'appuyant sur la disponibilité des ressources dans votre pays.
- Déterminer quel genre de centrales de production d'énergie électrique qui seront éligibles.
- Établir une méthode transparente de calcul de droits tarifaires en fonction des coûts de production de chaque technologie.
- Établir la technologie et la taille spécifique TRER.
- Fixer la durée du paiement de droits tarifaires (souvent 20 ans).
- Mettre en place un mécanisme solide de financement et de partage des coûts supplémentaires entre tous les consommateurs d'électricité.
- Obliger l'opérateur du réseau à acheter toute l'électricité renouvelable.
- Accorder l'accès prioritaire au réseau.
- Réglementer le partage de coûts de connexion et de renforcement du réseau en se fondant sur la méthode « superficielle » ou « super-superficielle » de facturation de la connexion.
- Instaurer les procédures administratives efficaces.
- Fixer les objectifs d'énergie renouvelable et les spécifier explicitement dans la législation TRER.
- Élaborer un rapport intérimaire sur une base scientifique.

### **ANALYSE DE TARIFS DE RACHAT DANS LA RÉGION DU COMESA**



## A.1 Pays ayant adopté les Politiques TRER

### 1. Kenya

#### Politiques de promotion d'énergie renouvelable

POLITIQUES DE PROMOTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE									
Mesures d'incitation financières			Financement public		Politiques règlementaires				
Subvention en capital, subvention ou	Incitation fiscale	Paiement de production d'énergie	prêts, ou financement publics	Appel d'offres public compétitif	Tarifs de rachat	obligation de quota du service public	Facturation nette	Obligation et mandat	d'énergie renouvelable (CER)
non	oui	non	non	non	oui	non	non	oui	non

CARACTÉRISTIQUES DE CONCEPTION TRER DU KENYA	
<b>Intégration des objectifs politiques</b>	La stratégie à long terme d'énergie 2012-2030 fixe les objectifs suivants: <ul style="list-style-type: none"> <li>- 5 530 MW d'énergie géothermique</li> <li>- 1 000 MW d'énergie de la biomasse</li> <li>- 2 000 MW d'énergie éolienne</li> <li>- 300 MW d'énergie des petites centrales hydroélectriques</li> </ul>
<b>Éligibilité</b>	Biogaz (0,5 – 40 MW) Biomasse (0,5 – 100 MW) Géothermique (< 70 MW) Petite hydro (0,5 – 10 MW) PV (0,5 – 10 MW) Éolienne (0,5 – 100 MW)
<b>Différentiation tarifaire</b>	Oui, pour: <ul style="list-style-type: none"> <li>- Biogaz</li> <li>- Biomasse</li> <li>- Petites hydro [(0,5&lt;1 MW), (1-5 MW), (5-10 MW)]</li> <li>- PV</li> <li>- Éolienne</li> </ul>
<b>Méthodologie tarifaire</b>	Taux de rentabilité (actuellement 12% post-impôt sur les capitaux propres)
<b>Durée de paiement</b>	20 ans
<b>Recouvrement des coûts</b>	Imputer aux consommateurs – 70% pour toutes les technologies & 85% pour les PV
<b>Garantie d'interconnexion</b>	Oui, s'il répond aux normes

CARACTÉRISTIQUES DE CONCEPTION TRER DU KENYA	
<b>Coûts d'interconnexion</b>	Généralement payés par le producteur
<b>Achat</b>	Achat garanti pour toute la production et expédition prioritaire
<b>Entité acquéreuse</b>	KPLC – Opérateur du réseau appartenant à l'Etat
<b>Facteurs déclencheurs et ajustement</b>	Politique TR révisée tous les 3 ans
<b>CAE</b>	Négocié cas par cas. Contrat standard récemment élaboré.

## 2. Maurice

### *Politiques de promotion d'énergie électrique*

POLITIQUES DE PROMOTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE									
Mesures d'incitation financières			Financement public		Politiques règlementaires				
Subvention en capital, subvention ou	Incitation fiscale	Paiement de production d'énergie	prêts, ou financement publics	Appel d'offres public compétitif	Tarifs de rachat	obligation de quota du service public	Facturation nette	Obligation et mandat	d'énergie renouvelable (CER)
oui	non	non	non	non	oui	non	non	non	non

CARACTÉRISTIQUES DE CONCEPTION TRER DE MAURICES	
<b>Intégration des objectifs politiques</b>	<p><i>La stratégie à long terme d'énergie 2009-2025 fixe les objectifs suivants:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 17% de bagasse</li> <li>- 2% d'hydro</li> <li>- 4% d'énergie des déchets</li> <li>- 8% d'énergie éolienne</li> <li>- 2% des PV solaires</li> <li>- 2% d'énergie géothermique</li> </ul>
<b>Éligibilité</b>	PV (< 50 kW) Éolienne (< 50 MW) Hydroélectrique (<50 kW)
<b>Différentiation tarifaire</b>	Oui, pour: PV [(<2,5 kW), (2,5 – 10 kW), (10-50kW)] Éolienne[(<2,5 kW), (2,5-10 kW), (10-50 kW)] Hydro [<(2,5 kW), (2,5-10kW), (10-50kW)]
<b>Méthodologie tarifaire</b>	Taux de rentabilité (fondé sur les TRI de f 6-8%)

CARACTÉRISTIQUES DE CONCEPTION TRER DE MAURICES	
Durée de paiement	15 ans
Recouvrement des coûts	Le fonds <i>Mauritius Ile Durable fund</i> , qui est financé par les recettes fiscales
Garantie d'interconnexion	Oui, s'il répond aux normes
Coûts d'interconnexion	Généralement par le producteur, y compris la mise à jour du réseau
Achat	Achat garanti pour toute production et expédition prioritaire
Entité acquéreuse	Service public
Facteurs déclencheurs et adjustment	Réviser le programme après la capacité installée supplémentaire de 2 MW ou 200 installations
CAE	Contrat standard.

### 3. Rwanda

#### *Politiques de promotion d'énergie renouvelable*

POLITIQUES DE PROMOTION D'ÉNERGIE RENOUELEBLE									
Mesures d'incitation financières			Financement public		Politiques règlementaires				
Subvention en capital, subvention ou	Incitation fiscale	Paiement de production d'énergie	prêts, ou financement publics	Appel d'offres public compétitif	Tarifs de rachat	obligation de quota du service public	Facturation nette	Obligation et mandat	d'énergie renouvelable (CER)
oui	oui	non	oui	non	oui	non	non	non	non

CARACTÉRISTIQUES DE CONCEPTION TRER DU RWANDA	
Intégration des objectifs politiques	<p>EN 2012 – EDPRS</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Augmenter l'accès à l'énergie de 6% en 2 000 à 16%</li> <li>- Doubler le taux d'électrification</li> <li>- Capacité installée de 130 MW</li> <li>- Réduction des prix de l'électricité</li> </ul> <p>HORIZON 2017 – EDS</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Augmenter la capacité de production d'environ 1 000 MW</li> </ul> <p>HORIZON 2020 – Vision 2020</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- De 6% en 2000 à 35% de connexion au réseau</li> <li>- Diminuer le partage de bois dans la consommation nationale d'énergie 94% en 2000 à 50%</li> </ul>
Éligibilité	hydro (0,5 - 50 kW), peut considérer l'hydro en dehors de cette gamme.

CARACTÉRISTIQUES DE CONCEPTION TRER DU RWANDA	
Différentiation tarifaire	Oui, pour plusieurs tarifs d'hydro commençant par 50k jusqu'au 10 MW.
Méthodologie tarifaire	Taux de rentabilité avant tous bénéfices CDM
Durée de paiement	Négociable
Recouvrement des coûts	-
Garantie d'interconnexion	Oui, si le projet se trouve à 10 km du réseau national.
Coûts d'interconnexion	L'opérateur du réseau paie et recouvre les coûts à travers les consommateurs
Achat	Achat garanti pour toute production et expédition prioritaire
Entité acquéreuse	Opérateur du système de transmission
Facteurs déclencheurs et ajustement	Tarifs ajustés par an par rapport à PPI USD et à l'inflation différenciée
CAE	Contrat standard

#### 4. Ouganda

##### Politiques de promotion d'énergie renouvelable

POLITIQUES DE PROMOTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE									
Mesures d'incitation financières			Financement public		Politiques règlementaires				
Subvention en capital, subvention ou	Incitation fiscale	Paielement de production d'énergie	prêts, ou financement publics	Appel d'offres public compétitif	Tarifs de rachat	obligation de quota du service public	Facturation nette	Obligation et mandat	d'énergie renouvelable (CER)
oui	oui	non	oui	non	oui	non	non	non	non

CARACTÉRISTIQUES DE CONCEPTION TRER D'UGANDA	
Intégration des objectifs politiques	<p>Politique relative à l'énergie renouvelable (PER) vise à augmenter l'utilisation de la nouvelle ER de l'actuel 4% à 61% de la consommation totale d'énergie d'ici 2017.</p> <p>La capacité installée ciblée à l'horizon 2017 (par la technologie) est:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Grande centrale hydroélectrique = 1 200 MW</li> <li>- Mini et micro hydroélectrique = 85 MW</li> <li>- Co-production = 60 MW</li> <li>- Géothermique = 45 MW</li> <li>- Déchets municipaux = 30 MW</li> </ul>
Éligibilité	Projet entre 0,5-20 MW. Plus grands projets négociables

CARACTÉRISTIQUES DE CONCEPTION TRER D'UGANDA	
Différentiation tarifaire	Oui, pour: <ul style="list-style-type: none"> <li>- Éolienne (&lt; 150 MW)</li> <li>- PV solaire (&lt; 7.5 kW)</li> <li>- Géothermique (&lt; 75 MW)</li> <li>- Gaz de décharge (&lt; 50 MW)</li> <li>- Biogaz (&lt;50 MW)</li> <li>- Biomasse (&lt; 50 MW)</li> <li>- Bagasse (&lt; 50 MW)</li> <li>- Hydro [(500 kW – 1 MW), (1MW – 8 8MW), (&gt;9 MW)]</li> </ul>
Méthodologie tarifaire	Taux de rentabilité
Durée de paiement	20 ans
Recouvrement des coûts	Recouvrés des consommateurs. La politique permet également aux coûts d'être partagés à travers les recettes des programmes volontaires d'énergie verte, l'appui des bailleurs, les Fonds internationaux pour les changements climatiques, et d'autres mécanismes de financement.
Garantie interconnexion	Oui, pour tous les producteurs agréés.
Coûts interconnexion	Généralement payé par le producteur
Achat	Achat garanti pour toute production et expédition prioritaire
Entité acquéreuse	<i>Uganda Electricity Transmission Company</i>
Facteurs déclencheurs et ajustement	Révisé tous les 2 ans pour les 4 premières années et ensuite, tous les 3 ans.
CAE	Contrat standard

## A.2 ÉTATS MEMBRES QUI SONT AUX ÉTAPES AVANCÉES D'ÉLABORATION DE POLITIQUES TRER

### 5. Éthiopie

#### *Politiques de promotion d'énergie renouvelable*

POLITIQUES DE PROMOTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE									
Mesures d'incitation financières			Financement public		Politiques règlementaires				
Subvention en capital, subvention ou	Incitation fiscale	Paiement de production d'énergie	prêts, ou financement publics	Appel d'offres public compétitif	Tarifs de rachat	obligation de quota du service public	Facturation nette	Obligation et mandat	d'énergie renouvelable (CER)
non	oui	non	oui	non	non	non	non	non	non

## CARACTÉRISTIQUES DE CONCEPTION TRER D'ETHIOPIE

<b>Intégration des objectifs politiques</b>	L'Ethiopie envisage de développer 2,5 GW d'énergie renouvelable à l'horizon 2030, son Initiative d'Économie Verte Résiliente au Climat qui comprendra: <ul style="list-style-type: none"> <li>- 22 000 MW d'hydroélectrique (Projets gouvernementaux)</li> <li>- 1 000 MW de géothermique (Projets gouvernementaux)</li> <li>- 2 000 MW d'éolienne (Projets gouvernementaux)</li> </ul>
<b>Éligibilité</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Seuls les projets sont connectés au principal réseau</li> <li>- Projets avec moins de 50% appartenant à l'Etat</li> <li>- Hydroélectrique (0,1 – 10 MW)</li> <li>- Biomasse (0 – 10 MW)</li> <li>- Geothermique (0,5 – 10 MW)</li> <li>- Bagasse (0,1 – 10 MW)</li> <li>- Éolienne (0,2 – 10 MW)</li> <li>- PV solaire</li> </ul>
<b>Différentiation tarifaire</b>	Oui mais la différenciation tarifaire a été révisée depuis.
<b>Méthodologie tarifaire</b>	Pas encore développée.
<b>Durée de paiement</b>	15 ans pour l'énergie éolienne, de la biomasse & bagasse. 20 ans pour l'énergie hydroélectricité et géothermique.
<b>Recouvrement des coûts</b>	Recouvrés du consommateur
<b>Garantie d'interconnexion</b>	Rien
<b>Coûts d'interconnexion</b>	À l'étude
<b>Achat</b>	100% de la production
<b>Entité acquéreuse</b>	Service public
<b>Facteurs déclencheurs et ajustement</b>	-
<b>CAE</b>	Contrat standardisé

Bien que l'Éthiopie ait rédigé le texte TRER tel que récapitulé ci-dessus, il faut 2 à 3 ans avant d'être mis en œuvre car il n'est pas encore transformé en loi. Le pays cherche d'autres options telles que:

- Appel d'offre ouvert pour les projets d'énergie renouvelable
- Offres non sollicitées pour les projets.

Les données de PRODUCTION d'énergie électrique d'Éthiopie, 29 OCTOBRE 2013

### 1. Production de la capacité installée

No	Description	Capacité MW					En Services Année
		Hydro	Diesel	Geothermique	Éolienne	Total	
<b>A</b>	<i>ICS</i>						
<b>1</b>	Koka	43,2				43,20	1960
<b>2</b>	Awash 11	32				32,0	1666

No	Description	Capacité MW				Total	En Services Année
		Hydro	Diesel	Geothermique	Éolienne		
3	Awash III	32				32,0	1971
4	Finchaa	134				134	1973
5	Malka Wakana	153				153	1973/2003
6	Tis Abay I	11				11	1988
7	Tis Abay II	73				73	1964
7	GilGel Gibe I	184				184	2001
8	Aluto Langano			7,3		7,3	2004
9	Kaliti		14			14	1999
10	Dire Dawa		38			38	2004
11	Awash 7 kilo		35			35	2004
12	Nazerat Diesel		30			30	2004
13	Debrezeit Desiel		30			30	
14	Beles	460				460	
15	Gilgel Gibe 2	420				420	
16	Tekeze	300				300	
17	Amerti Nesh	57				57	2013
18	Adama 1				51	51	2013
19	Ashegoda				120	120	2013
20	Diesel en attente sur différents Sites		25,3			25,3	1958
	Total ICs	18992	172,3	7,3	171	2249,8	
B	SCS						
1	Yadot	0,35				0,35	
2	Sor	5,00				5,00	
3	Dembi	0,80				0,80	
4	Centrales isolées alimentées au diesel		30,06			30,06	
	Sous Total SCS	6,15	30,06			36,21	
	<b>Totaux EEPCO ICS+SCS</b>	2005	202,36	7,3	171	2285,66	

## 6. Égypte

### *Politiques de promotion d'énergie renouvelable*

POLITIQUES DE PROMOTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE		
Mesures d'incitation financières	Financement public	Politiques règlementaires

d'énergie renouvelable (CER)	non
Obligation et mandat	non
Facturation nette	oui
obligation de quota du service public	non
Tarifs de rachat	oui
Appel d'offres public compétitif	oui
prêts, ou financement publics	oui
Paiement de production d'énergie	non
Inciation fiscale	oui
Subvention en capital, subvention ou	oui

L'Égypte a fixé un objectif de 20% pour l'énergie renouvelable dans les sources d'énergie électrique. La capacité installée d'hydroélectrique contribue 10% actuellement, et il est prévu de chuter en dessous de 6% d'ici 2020. Cela implique que 14% de l'énergie renouvelable doit provenir d'autres sources à l'horizon 2020. Ceci est équivalent à la capacité installée de 7 200 MW. La priorité de la stratégie relative à l'énergie renouvelable précise que l'énergie éolienne doit contribuer 12% des 14% des sources ciblées d'énergie renouvelable à l'horizon 2020 pour des raisons suivantes:

- i. Il existe une très grande potentialité d'énergie éolienne sur plusieurs sites ayant un facteur de capacité élevée.
- ii. L'expérience locale en matière d'énergie éolienne date des années 80; l'actuelle capacité d'énergie éolienne installée est de 405 MW.
- iii. La potentialité pour un partage de plus en plus croissant de la production locale de l'équipement d'énergie éolienne est de 30 à 70%<sup>5</sup>.
- iv. Les coûts de production éolienne se rapprochent des coûts de production du pétrole et du gaz.

### ***Lois et législations relatives à l'énergie renouvelable***

La nouvelle loi en matière d'électricité a adopté trois mécanismes pour la production des sources d'énergie renouvelable, ces mécanismes sont:

1. Les centrales doivent être construites par l'Agence d'énergie nouvelle et renouvelable (AENR)
2. Appel d'offre compétitif
3. Tarif de rachat

No	AENR	Appel d'offre compétitif	Tarif de rachat
Taille du Programme	2200 MW	2500 MW	2500 MW
Taille du parc éolien unique	Grand (100-400 MW)	Dix grands modules (chacun de 250 MW)	Moyen et petit en dessous de 50 MW

<sup>5</sup> Source: Rapport récent publié par IMC en collaboration avec Cairo University.



<b>Promoteur</b>	AENR	Privé (probablement international)	Privé (axé sur les nationaux)
<b>Financement</b>	Financement gouvernemental ou souple provenant des agences internationales de développement	Financement commercial	Financement commercial
<b>Fixation des tarifs</b>	Proposé par Era Egypte et approuvé par le Conseil des ministres	Selon le résultat de l'appel d'offre	Proposé par Era Egypte et approuvé par le Conseil des ministres
<b>Durée du contrat</b>	20 ans	CAE de long terme, souvent pour 20 ans	15 ans
<b>Acquéreur</b>	Réseau		Système de réseau ou de distribution
<b>O/M</b>	AENR	Promoteur	Promoteur
<b>Responsabilité de construction</b>	AENR à travers EPC	Promoteur	Promoteur

### **Mesures d'incitation en matière d'énergie renouvelable en Egypte**

#### *Mesures d'incitation de AENR*

Le financement souple est accordé aux investisseurs dans la perspective de promouvoir le développement des projets d'énergie renouvelable. L'actuelle capacité installée est de 400 MW. On envisage d'ajouter une autre capacité de 200 MW chaque année jusqu'à ce que 2200 MW soient atteints. À compter de 2014, les mesures d'incitation comprendront le financement souple et le partenariat avec d'autres entités gouvernementales.

#### *Appel d'offres compétitif*

Le réseau émet les appels d'offres demandant de fournir l'électricité d'énergie renouvelable en tranches de 250 MW qui totaliseront 2500 MW. On offrira au secteur privé un contrat d'achat viable d'électricité à long terme avec l'opérateur du réseau. Cela peut être augmenté à 750 MW si le programme de Tarif de rachat n'atteint pas son objectif.

#### *Tarifs de rachat*

L'objectif des mesures d'incitation de TR vise à atteindre 2500 MW. Ses cibles sont les petits et moyens promoteurs d'énergie éolienne. Les Tarifs de rachat (TR) sont fixés pour 15 ans et les tarifs sont basés sur la vitesse et la capacité du vent. L'expérience internationale a montré que les tarifs de rachat sont plus attrayants pour les investisseurs de petits projets de ER éolienne comme agriculteurs, les coopératives et les investisseurs privés.

## **7 Malawi**

### **Politiques de promotion d'énergie renouvelable**

POLITIQUES DE PROMOTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE									
Mesures d'incitation financières			Financement public		Politiques règlementaires				
Subvention en capital, subvention ou	Incitation fiscale	Paiement de production d'énergie	prêts, ou financement publics	Appel d'offres public compétitif	Tarifs de rachat	obligation de quota du service public	Facturation nette	Obligation et mandat	d'énergie renouvelable (CER)
non	oui	non	oui	non	non	non	non	oui	non

### *Politiques relatives à l'énergie renouvelable*

Investissement public, prêts ou financement		
Secteur	Technologie	Mesures d'incitation
Énergie rurale	PV solaires	<i>Solar Charge Malawi</i> investira 367 000 USD pour aider le gouvernement malawite à amener l'énergie solaire dans les zones rurales
Incitations fiscales		
Secteur	Technologie	Mesures d'incitation
Électricité	Non technologie spécifique	Taux d'électrification ciblé
Électricité	Non technologie spécifique	Élimination des droits d'importation pour les producteurs d'énergie éolienne, les PV solaires et autres produits solaires.
Obligation et Mandat		
Secteur	Technologie	Mesures d'incitation
Produit pétrolier	Non technologie spécifique	Mandat de biocarburant de E20 (20% d'éthanol et 80% de pétrole)

## A3 PAYS SANS POLITIQUES TRER

### 8 Burundi

#### *Politiques de promotion d'énergie renouvelable*

POLITIQUES DE PROMOTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE									
Mesures d'incitation financières			Financement public		Politiques règlementaires				
Subvention en capital, subvention ou	Incitation fiscale	Paiement de production d'énergie	prêts, ou financement publics	Appel d'offres public compétitif	Tarifs de rachat	obligation de quota du service public	Facturation nette	Obligation et mandat	d'énergie renouvelable (CER)
non	non	non	non	non	non	non	non	non	non

Profil national d'énergie du Burundi en 2009 était:

- a) Fourniture totale d'énergie primaire: 98,2 PJ ; y compris, les énergies renouvelables: 95,4 PJ (97,2%)
- b) Autosuffisance énergétique: 97,3%
- c) Importations du carburant: 10 millions USD (2,6% des importations totales)
- d) Production de l'électricité: 241,5 GWh ; y compris, les énergies renouvelables : 237,2 GWh (98,2%)
- e) Utilisation d'électricité par habitant: 23 kWh
- f) Capacité électrique: 32 MW, y compris, les énergies renouvelables : 31,4 MW (98,1%)
- g) Taux d'accès à l'électricité: 2,7%
- h) Tranche de la population utilisant les combustibles solides: > 95%

Ressources potentielles d'énergie renouvelable:

- Éolienne
- Solaire
- Hydroélectrique
- Biomasse

Le Ministère de l'Énergie et des Mines a lancé appel d'offres pour deux centrales photovoltaïques solaires de 10 MW à Gitega et Bubanza. Les offres pour le contrat Construire, Posséder et Opérer sera clôturé au plus tard le 2 Octobre, à la suite de l'extension du délai afin de donner plus de temps aux soumissionnaires pour préparer leurs offres. Selon une étude conjointe réalisée par le Ministère de l'Énergie et des Mines et le Programme des Nations Unies pour le développement (PNUD), le Burundi dispose d'une potentialité solaire considérable évaluée à 2000kWh/m2/par an, qui est comparable à la zone méditerranéenne, ainsi que 1700MW de

potentialité d'hydroélectrique, de laquelle, 300MW est économiquement exploitable. Toutefois, les fonctionnaires affirment que le développement des sites hydroélectrique est souvent compromis par le manque d'études de faisabilité ou techniques.

## 9 Union des Comores

### *Politiques de promotion d'énergie renouvelable*

POLITIQUES DE PROMOTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE									
Mesures d'incitation financières			Financement public		Politiques règlementaires				
Subvention en capital, subvention ou	Incitation fiscale	Paiement de production d'énergie	prêts, ou financement publics	Appel d'offres public compétitif	Tarifs de rachat	obligation de quota du service public	Facturation nette	Obligation et mandat	d'énergie renouvelable (CER)
non	non	non	non	non	non	non	non	non	non

L'Union des Comores n'a pas un document stratégique écrit pour l'énergie renouvelable. Cependant, l'absence d'un document stratégique n'empêche pas les entrepreneurs individuels et l'Etat de développer les projets ER, même si de manière inorganisée.

Le pays dispose d'une potentialité pour le projet ER qui s'appuie sur:

1. L'énergie hydroélectrique,
2. L'énergie éolienne, et
3. L'énergie solaire.

Les études sont en train d'être réalisés sur comment les sources ER ci-dessus devraient être exploitées dans le pays. En outre, les études préliminaires sont en train d'être menées sur le potentiel d'énergie géothermique. L'absence de politique de gouvernement en matière d'énergie qui sape le développement coordonné de projet d'énergie, y compris ER. La taille du pays et le faible niveau de développement implique que les politiques peuvent être bien réalisées à travers le financement/les subventions des bailleurs.

**10 République démocratique du Congo**  
**Politiques de promotion d'énergie renouvelable**

POLITIQUES DE PROMOTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE									
Mesures d'incitation financières			Financement public		Politiques règlementaires				
Subvention en capital, subvention ou	Incitation fiscale	Paiement de production d'énergie	prêts, ou financement publics	Appel d'offres public compétitif	Tarifs de rachat	obligation de quota du service public	Facturation nette	Obligation et mandat	d'énergie renouvelable (CER)
non	non	non	non	non	non	non	non	non	non

L'un des développements majeurs dans le secteur de l'énergie est le projet de politique de Code d'électricité, qui était promulgué en 2009. Ce projet a facilité les changements importants dans le secteur de l'énergie de la RDC, y compris, la mise en place de l'Autorité de régulation de l'énergie électrique (ARE), le Fonds national pour l'électrification (FONEL), et l'Agence d'électrification nationale (AGENA).

**Mécanismes de financement**

Aucun mécanisme de financement n'est actuellement en place pour les projets favorisant les technologies modernes sur l'éclairage hors réseau. Dans le cadre de la stratégie du gouvernement relative au développement d'énergie renouvelable pour l'électrification, cependant, le gouvernement de la RDC est en train de créer le Fonds national pour l'électrification qui représentera un nouveau mécanisme de financement.

Les bénéficiaires éligibles potentiels pour ces fonds sont les opérateurs privés, les petites entreprises, les ONG, les coopératives rurales, et les Institutions financières. Le FONEL financera les systèmes décentralisés utilisant les énergies renouvelables, entre autres sources.

En plus du FONEL, il existe plusieurs institutions de microfinance (IM), qui sont déjà opérationnelles dans les villes et les zones rurales. Ces institutions constituent des intermédiaires excellentes pour obtenir l'accès aux pauvres.

**Éclairer l'Afrique**

Le programme « Éclairer l'Afrique » de la RDC soutient le gouvernement dans ses efforts d'aider à l'éclairage moderne fiable et abordable de la population de la RDC. Elle complète les efforts actuels d'extension du réseau et d'électrification hors réseau des zones rurales en créant un environnement

propice pour l'introduction des solutions novatrices d'éclairage hors réseau et l'élimination graduelle des sources d'éclairage traditionnelles. Les récents progrès en matière de technologie d'éclairage, y compris, les lampes fluorescentes compactes (LFC) et les diodes lumineuses (DL), promettent les meilleures solutions d'éclairage, qui sont propres, portables, durables, moins chères et de qualité supérieures que les options d'éclairage conventionnelles. Le grand Programme Éclairer l'Afrique, opérera à travers le continent, y compris la RDC, qui aide à mobiliser le secteur privé à offrir l'éclairage abordable, renouvelable et propre aux clients urbains, ruraux et périurbains sans accès à électricité et se focaliser essentiellement sur les ménages à faible revenu et les micro-entreprises.

## 10 Djibouti

### *Politiques de promotion d'énergie renouvelable*

POLITIQUES DE PROMOTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE									
Mesures d'incitation financières			Financement public		Politiques règlementaires				
Subvention en capital, subvention ou	Incitation fiscale	Paiement de production d'énergie	prêts, ou financement publics	Appel d'offres public compétitif	Tarifs de rachat	obligation de quota du service public	Facturation nette	Obligation et mandat	d'énergie renouvelable (CER)
non	non	non	non	non	non	non	non	non	non

Djibouti a actuellement la capacité installée de production de l'électricité de 85 megawatts (MW), toute thermique (alimentée par le pétrole). En janvier 2001, les Associés de développement géothermique de Etats-Unis (*Geothermal Development Associates (GDA)*) avait annoncé qu'elle a achevé une étude de faisabilité sur le développement d'une centrale d'énergie géothermique de 30-MW en Djibouti. L'étude qui a commencé en août 2000, a établi la viabilité commerciale de l'unité de production proposée. La centrale de 115 millions USD qui doit être installée dans la région du Lac Assal, à l'ouest de la capitale, sera construite sur le régime de financement Construire, Posséder et Opérer (CPO). Le Fonds Mondial pour l'Environnement (FME), une initiative conjointe de la Banque mondiale et des Nations Unies, a approuvé une enveloppe financière de 280.000 USD destinée à financer les négociations du contrat nécessaires au projet. Toutefois, à ce jour, ces fonds n'ont pas été libérés. Cependant, au même moment, l'Électricité de Djibouti, la société nationale d'électricité, a commencé à démanteler les vieilles unités de production alimentée par le diesel.

Afin de continuer à fournir le courant aux résidents du milieu rural, le gouvernement, avec l'aide d'une subvention d'un certain nombre d'institutions financières, est en train d'installer la capacité d'énergie solaire et éolienne. Le but essentiel du projet est de remplacer les vieilles pompes à eau

fonctionnant au diesel avec les nouvelles fonctionnant aux ressources d'énergie renouvelable, mais l'excès d'énergie sera utilisé pour l'électrification.

Le profil national d'énergie de Djibouti en 2009 était:

- a) Fourniture totale d'énergie primaire: 11,2 PJ; y compris les sources renouvelables 3,6 PJ (32,3 %)
- b) Autosuffisance énergétique: 32,3%
- c) Production de l'électricité: 335,0 GWh, y compris les sources renouvelables : 0,0 GWh (0 %)
- d) Utilisation de l'électricité par habitant: 394 kWh
- e) Capacité électrique: 118 MW, y compris les sources renouvelables: 0 MW (0 %)
- f) Taux d'accès à l'électricité: 50 %
- g) Tranche de la population utilisant les combustibles solides: 16%

Objectifs nationaux ER; 30% de l'électrification rurale doit provenir de la photovoltaïque solaire d'ici 2017 ; essentiellement hors réseau.

Ressources potentielles d'énergie renouvelable:

- Éolienne;
- Solaire;
- Biomasse;
- Géothermique; 30 MW de capacité géothermique additionnelle proposée (1 projet)
- Océanique
- Hydroélectrique

## 11 Erythrée

### *Politiques de promotion d'énergie renouvelable*

POLITIQUES DE PROMOTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE									
Mesures d'incitation financières			Financement public		Politiques règlementaires				
Subvention en capital, subvention ou	Incitation fiscale	Paiement de production d'énergie	prêts, ou financement publics	Appel d'offres public compétitif	Tarifs de rachat	obligation de quota du service public	Facturation nette	Obligation et mandat	d'énergie renouvelable (CER)
non	non	non	non	non	non	non	non	non	non

L'électricité n'est disponible que dans les grandes villes et villages d'Erythrée, laissant d'environ 80% de la population sans accès à l'électricité. Certains villages plus petits ont des générateurs communautaires alimentés au diesel qui peuvent fournir une petite quantité d'électricité aux ménages. La production d'énergie photovoltaïque (PV) est en train d'être utilisée dans des applications spéciales à travers tout le pays. Vingt-six centres de santé ruraux, sont, chacun, alimentés de 2-kilowatt (kW) par les systèmes d'énergie photovoltaïque en vue de la réfrigération, l'éclairage, les bloques opératoires, les ventilateurs et les équipements de laboratoire. En outre, la majorité de 140 cliniques rurales sont équipées des réfrigérateurs à vaccin alimentées par l'énergie solaire. Approximativement 3% (environ 60 villages) des villages d'Erythrée sont alimentés par les systèmes PV (0,8 à 1,2kW), en vue d'alimenter les pompes à eau pour fournir l'eau potable. Chaque système sert un minimum de 300 ménages. Plus de 70 écoles rurales (parmi 700) ont été alimentées de systèmes PV pour l'éclairage et le courant électrique.

Profil national d'énergie d'Erythrée en 2009 était:

- a) Fourniture totale d'énergie primaire: 30,4 PJ, y compris des sources renouvelables: 23,5 PJ (77,4 %)
- b) Autosuffisance énergétique: 77,4%
- c) Production de l'électricité: 295,0 GWh - y compris des sources renouvelables: 2,0 GWh (0,7 %)
- d) Utilisation d'électricité par habitant: 51 kWh
- e) Capacité électrique: 167 MW, y compris des sources renouvelables: 1 MW (0,6 %)
- f) Taux d'accès à l'électricité: 32.0%
- g) Tranche de la population utilisant les combustibles solides: 63%

Objectifs nationaux ER:

50% de production d'électricité provient de l'énergie éolienne. Les ressources potentielles d'énergie renouvelable:

- Éolienne
- Solaire
- Biomasse
- Géothermique - 50 MW de capacité additionnelle géothermique proposée (1 projet)
- Oceanique
- Hydroélectrique

## 12 Libye

*Politique de promotion d'énergie renouvelable*

**POLITIQUES DE PROMOTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE**



Mesures d'incitation financières			Financement public		Politiques réglementaires				
Subvention en capital, subvention ou	Incitation fiscale	Paiement de production d'énergie	prêts, ou financement publics	Appel d'offres public compétitif	Tarifs de rachat	obligation de quota du service public	Facturation nette	Obligation et mandat	d'énergie renouvelable (CER)
non	oui	non	oui	non	non	non	non	non	non

L'Agence d'énergie renouvelable de Libye était créée pour promouvoir le développement d'énergie renouvelable en Libye. Les objectifs principaux de l'Agence sont:

- Dresser une cartographie détaillée des sources d'énergie renouvelable en Libye et mettre en œuvre les études pour déterminer le marché actuel et futur.
- Exécuter les projets d'énergie renouvelable sous diverses formes.
- Augmenter la contribution de l'ER aux sources nationales d'énergie.
- Encourager et soutenir les industries connexes à l'énergie renouvelable.
- Proposer la législation nécessaire pour appuyer l'énergie renouvelable.
- Mettre en œuvre les programmes relatifs à l'efficacité d'énergie.

Un objectif a été fixé par l'Agence pour atteindre 10% de fourniture d'énergie provenant des ressources d'énergie renouvelable d'ici 2020. Pour réaliser l'objectif susmentionné, plusieurs plans étaient décidés comme suit:

ANNEE	% ER	TYPE	
<b>2015</b>	6	Éolienne	750
		CSP	100
		PV	50
		SWH	150
<b>2020</b>	10	Éolienne	1 500
		CSP	800
		PV	150
		SWH	300
<b>2025</b>	25	Éolienne	2 000
		CSP	1 200
		PV	500
		SWH	600
<b>2030</b>	30	Éolienne	-
		CSP	-
		PV	-

ANNEE	% ER	TYPE
		SWH -

Afin de s'assurer de la mise en œuvre efficace des plans ER de Libye, les points suivants doivent être pris en considération:

- Le marché d'électricité de Libye est un monopole complet. La GECOL est la seule société de production, également chargé de la transmission et de la distribution, et est lourdement subventionnée.
- Le prix d'électricité en Libye est très bas. Un TR équitable et pratique doit être mis en place.
- La Libye n'a pas un régulateur d'énergie indépendant.
- Les lois relatives à l'investissement dans le secteur de l'énergie ne sont pas encore élaborées.
- Le marché d'énergie en Libye est très fragmenté et il n'est pas facile de procéder à l'évaluation des risques.
- L'Agence d'énergie renouvelable de Libye (REAOL) doit instaurer un contrat d'achat d'énergie électrique standard ou de projet spécifique afin de promouvoir les technologies ER (coût + bénéfice + marge).
- Les institutions financières libyennes doivent s'impliquer dans l'investissement.
- Orienter un pourcentage du soutien actuel pour les sources d'énergie renouvelable (carburant de tous genres) dans la perspective d'appuyer le développement des sources d'énergie renouvelable.
- La Libye doit jouer un rôle sur la mise en œuvre de l'énergie renouvelable au plan international [y compris les initiatives du COMESA].

### 13 Madagascar

#### *Politiques de promotion d'énergie renouvelable*

POLITIQUE DE PROMOTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE									
Mesures d'incitation financières			Financement public		Politiques règlementaires				
Subvention en capital, subvention ou	Incentation fiscale	Paiement de production d'énergie	prêts, ou financement publics	Appel d'offres public compétitif	Tarifs de rachat	obligation de quota du service public	Facturation nette	Obligation et mandat	d'énergie renouvelable (CER)
non	non	non	non	non	non	non	non	non	non

#### *Mesures d'incitation financières en matière d'énergie renouvelable*

### **Tarifs de rachat**

L'importance de la possibilité d'alimenter l'électricité aux réseaux existants est quelque peu limitée en raison de la taille petite du réseau national. Pourtant, quand ces projets ont été développés, le service national d'électricité, JIRAMA s'est avéré réticent pour offrir des tarifs de rachat favorables. Seuls 2 opérateurs des petites centrales hydroélectrique ont réussi à conclure des contrats individuels de tarifs de rachat avec la JIRAMA pour une durée de 10 ans et un tarif de rachat très bas d'environ 0,04 € / kWh. Une loi relative aux tarifs de rachat n'existe pas et n'est pas dans le programme politique actuel.

### **Fonds national pour l'électricité (FNE)**

Grâce à la mise en place de l'Agence d'électrification rurale en 2004, Madagascar a introduit une taxe à la consommation de 1,25% sur les factures d'électricité pour les consommations supérieures à 20kWh par mois. Les fonds sont accordés à l'Agence d'électrification rurale afin cosponsoriser les projets d'électrification rurale. L'Agence offre un maximum de 70 % des coûts d'investissement aux opérateurs privés qui contribuent le reste et obtiennent la concession d'exploiter la centrale pour une durée de 10 à 20 ans. Bien qu'un Fonds national pour l'électricité soit en place, son impact est limité étant donné que les fonds disponibles sont très limités et sa structure réelle ne permet pas des contributions financières par d'autres parties prenantes comme les bailleurs internationaux, les institutions de financement ou les investisseurs privés. Par conséquent, la restructuration du FNE est en train d'être analysé.

### **Sources d'énergie**

La capacité totale d'électricité installée (2008): 246 MW

- Hydroélectrique: 50,4%
- Thermique conventionnel : 49,6%
- Fourniture totale d'énergie primaire (2008): 6 549 ktoe
- Biomasse: 90%
- Pétrole et produits pétroliers: 9 %
- Hydro: 1 %
- Charbon: 0.1 %

### **Énergie renouvelable potentielle**

TER	PRODUCTION RÉELLE ET POTENTIELLE
Solaire	L'insolation moyenne horizontale est 5,5 kWh/m <sup>2</sup> /par jour. les photovoltaïques (PV) sont particulièrement utilisées pour alimenter les édifices publics tels que les cliniques, ainsi qu'une solution d'électrification rurale hors réseau.
Éolienne	Le nord et le sud ont été identifiés en tant que zones favorables à l'énergie éolienne, lesquelles offrent les vitesses moyennes du vent de 7,5 à 8,1 m/s à 80m. Un parc de 1,2 MW est en construction dans le nord de l'île.
Biomasse	Les biocarburants de GEM ont une plantation de 137 000 acres dans le pays

TER	PRODUCTION RÉELLE ET POTENTIELLE
	destinée à la production du pétrole de jatropha. La première expédition commerciale du pétrole était faite en janvier 2010.
Géothermique	On croit que Madagascar dispose d'un potentiel géothermique qui est estimé à être excédentaire de 350MW.
Hydroélectricité	Le potentiel total d'hydroélectrique du pays est estimé à 7 800 MW. Toutefois, seul 150 MW de cela est actuellement exploité.

## 14 Seychelles

### *Politiques de promotion d'énergie renouvelable*

POLITIQUES DE PROMOTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE									
Mesures d'incitation financières			Financement public		Politiques règlementaires				
Subvention en capital, subvention ou	Incitation fiscale	Paiement de production d'énergie	prêts, ou financement publics	Appel d'offres public compétitif	Tarifs de rachat	obligation de quota du service public	Facturation nette	Obligation et mandat	d'énergie renouvelable (CER)
En cours	oui	non	non	non	En cours	non	non	non	En cours

### *Mesures d'incitation sur l'énergie renouvelable*

Les amendements récents opérés sur la législation fiscale existante ont eu un impact direct et bénéfique sur l'énergie renouvelable dans le pays. Actuellement; les importations des technologies pour la production d'énergie non renouvelable, tels que les générateurs diesel, sont soumis au taux d'imposition de 15% sous la Loi de l'impôt sur les biens et services. L'amendement 3 relative aux réglementations 2010 de la Loi de l'impôt sur les biens et services de 2001 (Règlement 163F) stipule que « les biens importés qui doivent être utilisé dans les cas de conservation et de production d'énergie renouvelable ou de sources d'énergie favorables à l'environnement, tel que approuvé par la Commission d'énergie des Seychelles sont exonérés d'impôt sur les Biens et Services ». Une exonération similaire pour les technologies d'énergie renouvelable est offerte dans les « Règlements 2010 relatifs à la promotion d'énergie favorable à l'environnement » en vertu de la Loi de l'impôt relative aux Métiers.

La Loi sur l'énergie qui est en train d'être élaborée pour permettre l'adoption des programmes de promotion des sources d'énergie renouvelable, y compris les tarifs de rachat, les contrats d'achat d'électricité, les obligations en matière de quota et la création de fonds.

### Mécanisme de développement propre et la taxe carbone

Il n'existe aucune Autorité nationale pour le Mécanisme de développement propre (MDP) en Seychelles, cependant la Loi sur l'énergie disposera et recommandera la mise en place d'un organisme national au sein du Ministère de l'Environnement.

## 15 Soudan

### Politiques de promotion d'énergie renouvelable

POLITIQUES DE PROMOTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE									
Mesures d'incitation financières			Financement public		Politiques règlementaires				
Subvention en capital, subvention ou	Incitation fiscale	Paiement de production d'énergie	prêts, ou financement publics	Appel d'offres public compétitif	Tarifs de rachat	obligation de quota du service public	Facturation nette	Obligation et mandat	d'énergie renouvelable (CER)
non	non	non	non	non	non	non	non	non	non

### Plan directeur d'énergie renouvelable du Soudan

Le Plan directeur d'énergie renouvelable du Soudan était élaboré en 2005 dans le but de promouvoir l'exploitation des sources d'énergie renouvelable, y compris les projets prioritaires tel que les installations photovoltaïques (PV) et la coproduction de la biomasse, afin d'éviter la dépendance technologique du marché du pétrole dans le secteur du développement. Les objectifs politiques en matière d'énergie au titre du Plan directeur sont:

- 1) Réviser l'état actuel du développement d'énergie renouvelable au Soudan, évaluer les perspectives et proposer un plan directeur pour l'élaboration des politiques et la mise en œuvre systématique des programmes de promotion et de commercialisation des applications d'énergie renouvelable, y compris la structure et les liens institutionnels.
- 2) Faciliter à travers le plan directeur, une contribution de plus en plus progressive des sources renouvelables d'énergie dans le cadre de l'équilibre national d'énergie, et pour aider, ainsi, à améliorer la prestation de services en matière d'énergie surtout dans les zones rurales, à réduire la dépendance de l'énergie conventionnelle, et œuvrer au développement propre et durable de l'environnement.

Les priorités nationales en matière d'énergie suggérées dans le plan directeur, sont plusieurs projets d'énergies renouvelables qui doivent être rapidement identifiées pour être développées au Soudan (effets rapides), pour produire des résultats et impact rapides dans un avenir proche. Il contient une série de propositions pour la mise en œuvre de ces effets rapides. Les options d'effets rapides sont des sources renouvelables qui peuvent être mis en œuvre pendant une période donnée avant que les opportunités des technologies d'énergie renouvelable (TER) ne soient reléguées à l'histoire, afin de démontrer la réussite d'énergie renouvelable et éviter le verrouillage technologique au profit du secteur de l'énergie pétrolière.

Certains projets prioritaires identifiés sont; PV solaires pour les institutions et le pompage de l'eau, les chauffe-eau solaires pour les applications industrielles, la coproduction de la biomasse pour l'agro-industrie et le pompage éolien pour la conduite d'eau etc.

### ***Mesures d'incitation financières***

Le Plan directeur d'énergie renouvelable du Soudan était élaboré en 2005 dans le but de promouvoir l'exploitation des sources d'énergie renouvelable, y compris les projets prioritaires tel que les installations photovoltaïques (PV) et la coproduction de la biomasse, afin d'éviter la dépendance technologique du marché de pétrole dans le secteur du développement. Les affectations de fonds consacrés au programme est d'environ 9,1 millions USD, qui est à moitié financé par les donateurs bilatéraux/multilatéraux à travers les subventions ou prêts souples. Une somme de 4,25 millions USD de ce fonds, est allouée à la promotion des PV solaires et SWH dans le court terme, avec une somme supplémentaire de 1,05 millions USD destinée au pompage éolien. Le plan à moyen terme jusqu'à 2015 est estimé d'exiger 15 millions USD de financement, et il cible une gamme variée d'options d'énergies renouvelables, y compris les petites centrales hydroélectriques pour les mini réseaux, le développement des ressources géothermiques du pays et les options bio énergiques modernes et améliorées.

Les priorités du gouvernement sur le secteur de l'énergie renouvelable sont:

- réduire l'utilisation de la biomasse non durable,
- augmenter l'utilisation de l'énergie éolienne dans l'électrification rurale de réseau et hors réseau, ainsi que dans le pompage d'eau et l'agriculture,
- accroître la dissémination des projets communautaires des PV,
- évaluer les potentialités géothermiques et les petites centrales hydroélectriques du pays, et l'identification des projets prioritaires.

## **16 Swaziland**

### **Politiques de promotion d'énergie renouvelable**

POLITIQUES DE PROMOTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE									
Mesures d'incitation financières			Financement public		Politiques règlementaires				
Subvention en capital, subvention ou	Incitation fiscale	Paiement de production d'énergie	prêts, ou financement publics	Appel d'offres public compétitif	Tarifs de rachat	obligation de quota du service public	Facturation nette	Obligation et mandat	d'énergie renouvelable (CER)
non	non	non	non	non	non	non	non	non	non

Le Swaziland ne dispose pas de mesures d'incitation financières, actuellement, pour l'énergie renouvelable. Cependant, presque toute la production d'électricité émane d'énergie renouvelable, de la centrale hydroélectrique et thermique bagasse, ainsi que des panneaux PV solaires hors réseau et *SWH*. L'électrification rurale du pays s'est intensifiée jusqu'au point où le taux d'accès national est presque supérieur à 70% et l'objectif est de l'augmenter à 100% d'ici 2022. Tous les projets IPP qui ont atteint la phase de faisabilité sont également renouvelables. La centrale thermique alimentée au charbon est à l'étape de planification. Ce projet, toutefois, concourt à l'expansion considérable du projet de coproduction dans la ceinture du sucre, ce qui réduit matériellement la taille potentielle de la centrale thermique au point de la rendre non viable, sauf si les accords d'exportation sont conclus et finalisés dans le cadre de SAPP.

Les ressources d'énergie renouvelable comprennent la biomasse traditionnelle, exp. le bois de chauffage, le déchet de bois des industries forestières, la bagasse des industries sucrières, l'hydroélectricité de l'eau et les nouvelles énergies renouvelables telle que l'énergie solaire et éolienne. Il existe une portée considérable pour l'utilisation accrue d'énergie renouvelable au Swaziland. L'énergie renouvelable jouera un rôle important dans la fourniture mondiale d'énergie électrique dans un avenir proche essentiellement à cause des préoccupations environnementales connexes à l'utilisation d'énergie conventionnelle. Le Ministère des Ressources naturelles et de l'Energie, initie, exécute et appuie les projets et les initiatives d'énergie renouvelable. Le gouvernement du Swaziland a élaboré un cadre stratégique et un plan d'action relatifs au développement d'énergie renouvelable dans le pays en vue d'aborder les questions liées à l'accès à l'électricité.

Le gouvernement vise à : -

- Développer un programme d'information sur l'énergie renouvelable et établira et maintiendra un système d'information approprié sur l'énergie renouvelable.
- Créer un centre de démonstration et de sensibilisation sur l'énergie renouvelable et l'énergie durable.

- Encourager et améliorer, le cas échéant, les thèmes sur l'énergie renouvelable et l'énergie en générale dans les programmes scolaires et de formation.
- Maximiser l'utilisation des technologies d'énergie renouvelable partout où elles sont viables.
- Promouvoir la compréhension et la conscience plus accrues des ressources d'énergie renouvelable et les technologies connexes.
- Développer et maintenir les données exactes d'énergie renouvelable et les rendre disponibles à tous, afin de prendre des décisions politiques informées sur l'utilisation et la fourniture d'énergie durable.
- Promouvoir les boisés là où il y a un manque chronique de bois de chauffage.

Le Swaziland a recruté un consultant chargé de produire un rapport et un cadre pour engager l'IPP à mener l'enquête sur:

- les tarifs de rachat
- l'appel d'offres compétitif qui est actuellement considéré comme le plus approprié pour le Swaziland.

## 17 ZAMBIE

### Politiques de promotion d'énergie renouvelable

POLITIQUES DE PROMOTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE									
Mesures d'incitation financières			Financement public		Politiques règlementaires				
Subvention en capital, subvention ou	Incitation fiscale	Paiement de production d'énergie	prêts, ou financement publics	Appel d'offres public compétitif	Tarifs de rachat	obligation de quota du service public	Facturation nette	Obligation et mandat	d'énergie renouvelable (CER)
oui	oui	non	non	non	non	non	non	oui	non

#### *Mesures d'incitation sur l'énergie renouvelable*

Le gouvernement offre des mesures d'incitation financières pour le secteur solaire en exonérant les droits de douane sur les équipements solaires afin de réduire le prix des matériels et équipements solaires. D'autre part, la Commission d'énergie renouvelable a aussi renoncé aux frais de licence d'exploitation (0,7% du chiffre d'affaires annuel) pour les distributeurs des PV et équipements solaires. Ces deux mesures d'incitation ont eu pour conséquences une augmentation du nombre de distributeurs d'équipements solaires qui étaient au nombre de 18 en 2008 à 34 en 2011.



### **Mécanisme de développement propre et la taxe carbone**

Le pays a signé le Protocole de Kyoto. La taxe carbone (introduite en 2011) est seulement appliquée aux automobiles et le fonds mobilisé n'est pas directement consacré à la réduction ou à l'étude d'émissions du carbone dans le pays. La taxe carbone est perçue par l'Agence de sécurité routière et de transport, de la même manière que les taxes routières sont perçues.

Les plus grandes émissions de carbone sont produites en brûlant le bois de chauffage au niveau domestique, et par le charbon utilisé pour la plupart dans les mines. Les industries lourdes sont les plus grandes productrices de CO<sub>2</sub>. Il n'y a pas d'indications que le gouvernement envisage d'autres taxes carbone autres que celles des automobiles susmentionnés.

## **18 ZIMBABWE**

### **Politiques de promotion d'énergie renouvelable**

<b>POLITIQUES DE PROMOTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE</b>									
Mesures d'incitation financières			Financement public		Politiques règlementaires				
Subvention en capital, subvention ou	Incitation fiscale	Paiement de production d'énergie	prêts, ou financement publics	Appel d'offres public compétitif	Tarifs de rachat	obligation de quota du service public	Facturation nette	Obligation et mandat	d'énergie renouvelable (CER)
non	non	non	non	non	non	non	non	non	non

### **Mesures d'incitation sur l'énergie renouvelable**

La production d'électricité est dominée par les services publics de l'Etat, la *Zimbabwe Electricity Supply Authority*. Bien que l'importance des sources renouvelables d'énergie soit reconnue, le gouvernement n'a offert aucune mesure d'incitation pour l'énergie renouvelable. Il convient de noter que l'hydroélectrique du fleuve Kariba est une source importante d'énergie. La situation économique actuelle du Zimbabwe présente un défi majeur à la capacité du gouvernement pour offrir tout programme d'énergie renouvelable financé par l'Etat, tels que les tarifs de rachat.