



**MARCHÉ COMMUN DE L'AFRIQUE ORIENTALE  
ET AUSTRALE**

**DES RÉGIMES RÉGLEMENTAIRES EFFICACES,  
UNE EXIGENCE EN MATIÈRE DE DÉVELOPPEMENT DE L'ÉNERGIE RENOUVELABLE**

**OCTOBER 2016**

## DES RÉGIMES RÉGLEMENTAIRES EFFICACES, UNE EXIGENCE EN MATIÈRE DE DÉVELOPPEMENT DE L'ÉNERGIE RENOUVABLE

1	Introduction.....	3
2	Problèmes de conception des mécanismes de soutien réglementaires.....	3
3	Politiques de promotion d'énergie renouvelable .....	5
3.1	Politiques de tarification et d'imposition de quotas.....	5
3.2	Politiques de réduction des coûts.....	8
4	Investissements publics et facilitation du marché .....	10
4.1	Fonds d'intérêt public .....	10
4.2	Politiques d'infrastructure .....	10
4.3	Passation des marchés publics.....	11
5	Biocarburants liquides.....	11
6	Politiques de restructuration du secteur de l'électricité .....	11
6.1	Le retrait de la réglementation des prix sur la production .....	11
6.2	L'autoproduction par les utilisateurs finaux .....	12
6.3	La privatisation ou commercialisation des services publics .....	12
6.4	Le démantèlement de la production, la transmission et de la distribution .....	13
6.5	Les marchés du détail de l'électricité concurrentiels .....	13
7	Obstacles à l'énergie renouvelable .....	14
7.1	Coûts et tarification.....	14
7.2	Cadres juridique et réglementaire .....	16
7.3	Problèmes de marché .....	17
	ANNEXE A – LES BIOCARBURANTS LIQUIDES .....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>

## 1 Introduction

L'objectif principal de la présente directive est de fournir aux États membres du COMESA les directives harmonisées susceptibles de faciliter l'harmonisation des régimes en vue de s'assurer que les investisseurs du secteur privé sont plus ou moins confrontés aux régimes similaires dans la région du COMESA.

L'efficacité est une approche globale constituée de trois facteurs, à savoir, le potentiel du système réglementaire à :

- i. surmonter les obstacles aux énergies renouvelables;
- ii. promouvoir le développement durable : et,
- iii. aboutir à des actions politiques dépassant le cadre des projets menés dans le pays hôte.

Un large éventail de politiques a été conçu à travers le monde afin de promouvoir l'énergie renouvelable (ER). Toutefois, les politiques d'énergie renouvelable sont toujours au stade de l'expérimentation, il faudrait donc se soumettre à plus d'expériences afin de comprendre les effets de certaines de ces politiques et approches qui ont été mises en œuvre. En résumé, beaucoup de ces politiques sont considérés comme étant à caractère expérimental. La présente directive porte en particulier sur les politiques qui ont obtenu plus de succès dans d'autres parties du monde et qui pourraient pratiquement être adoptées par le COMESA. Ses lignes directrices soulèvent les questions les plus importantes à se poser dans l'élaboration d'un système de réglementation efficace menant à l'aménagement d'infrastructures d'énergie renouvelable.

## 2 Problèmes de conception des mécanismes de soutien réglementaires

Un grand nombre de technologies d'énergie renouvelable sont relativement récentes et toujours en cours de développement. Bien que les coûts de certaines technologies (particulièrement celle éolienne) aient connu une baisse vertigineuse, ces dernières ont néanmoins besoin d'un soutien financier afin de pouvoir livrer concurrence à une production conventionnelle déjà bien implantée dans la plupart des cas. De surcroît, les technologies d'énergie conventionnelles et renouvelables ne sont pas traitées sur le même pied d'égalité. Cette inégalité comprend notamment l'incapacité à tenir compte des coûts du risque (la hausse du cours du pétrole, les crises d'hydroélectricité liées à la sécheresse) associés aux technologies conventionnelles au moment d'établir une tarification de la production. Par conséquent, les producteurs d'énergie traditionnels profitent de la non-prise en considération de ces risques.

Les principaux risques réglementaires auxquels sont confrontés les investisseurs sont les suivants :

<b>PRINCIPAUX RISQUES</b>	<b>OPTIONS D'ATTÉNUATION DES RISQUES</b>
Cadres réglementaires fragiles, inadéquats et non	Il est largement admis que les conditions suivantes garantissent l'indépendance : a) La loi empêche le renvoi arbitraire des régulateurs ; b) La nomination des

PRINCIPAUX RISQUES	OPTIONS D'ATTÉNUATION DES RISQUES
indépendants.	régulateurs repose principalement sur leur compétence professionnelle et leur intégrité ; c) Le Parlement, ou par exemple le Conseil des ministres, participe d'une façon ou d'une autre à la procédure de nomination ; d) Durant leur mandat, les régulateurs jouissent d'une indépendance fonctionnelle ; e) L'organe réglementaire a le droit d'adopter sa propre politique du personnel, ses propres règles de gestion, assurant ainsi l'offre de salaires concurrentiels ; f) L'organisme réglementaire jouit aussi d'un budget indépendant de celui du gouvernement, doté de fonds suffisants pour embaucher du personnel hautement professionnel et avoir accès à de l'information et de l'expertise ; g) Des règles empêchent un régulateur d'avoir des intérêts personnels réels ou potentiels dans l'industrie réglementée ou en politique.
Droit du gouvernement à renverser les décisions réglementaires.	Les régulateurs sont censés relever de la politique gouvernementale, les faisant inévitablement entrer dans l'arène politique. Le rôle du régulateur est de prendre des décisions économiques (et techniques), tout en tenant compte de la politique gouvernementale. Si le gouvernement renverse les décisions des régulateurs dans la prise de décisions économiques, cette situation peu confortable empêche les régulateurs de prendre des décisions de façon indépendante. À son tour, le secteur privé n'aura pas confiance en l'habileté du régulateur de prendre des décisions basées sur ses méthodologie — surtout celles de tarification.
Manque de clarté quant aux pouvoirs du régulateur.	Les responsabilités du régulateur doivent être clairement énoncées dans la loi instituant cet organe. Les règlements afférents à cette loi et établis par le gouvernement, si cela est prévu, doivent indiquer en détail les pouvoirs clairs et non ambigus du régulateur dans le texte fondateur.
Un régulateur ne disposant pas du niveau de compétences et de capacités minimales requises.	Il s'agit d'un problème commun en Afrique qui s'explique par le fait que la réglementation indépendante est un concept récent, c'est pourquoi les universités locales et autres établissements de formation ne donnent pas les cours essentiels aux régulateurs économiques. Ainsi, le régulateur devrait prévoir des formations ainsi que l'instauration d'un programme de formation continue. De plus, les salaires dans cet organisme doivent être comparables à ceux offerts au sein de l'entité réglementée afin de minimiser le nombre de rotation. Si le régulateur compte sur une subvention du gouvernement, il est souvent difficile d'égaliser l'entité réglementée en raison de contraintes budgétaires.
Des décisions réglementaires imprévisibles et unilatérales réduisant les rendements des projets et des investissements.	Le régulateur doit publier une méthodologie et un processus d'audience publique sur toutes les décisions clés qu'il prend. Ces informations doivent être accessibles sur son site web, ne devraient être modifiées de façon arbitraire et doivent être l'objet d'une vaste consultation publique ouverte. Toutes les décisions doivent être basées sur la méthodologie d'établissement tarifaire qui a été publiée. Les paramètres utilisés doivent pouvoir faire l'objet d'un examen par des experts.
La balance penche en faveur des acteurs dominants de l'industrie (le plus souvent, une société d'État).	C'est la politique énergétique qui détermine si l'objectif à long terme est d'ouvrir l'investissement au secteur privé. Les méthodes pour faciliter la participation du secteur privé doivent être mises en œuvre par le régulateur, qui adopte ainsi une approche à long terme sur la façon d'introduire l'interfinancement temporaire. Cette décision doit être basée sur le besoin à long terme d'introduire une nouvelle électricité plus coûteuse que la précédente

PRINCIPAUX RISQUES	OPTIONS D'ATTÉNUATION DES RISQUES
	<p>afin de répondre aux futurs besoins en énergie et de remplacement d'infrastructures obsolètes.</p> <p>Dans la réglementation économique devrait exister le concept de « prix de transfert ». Ainsi, le fournisseur existant doit allouer le coût de la nouvelle production d'énergie et ce dernier doit être comparé à celui de nouvelle production d'énergie du secteur privé par le régulateur. De plus, les appels d'offres (voir 3.1.3) peuvent servir à choisir les nouveaux fournisseurs de capacité de production.</p>

Voici les questions importantes que les décideurs politiques et les régulateurs doivent prendre en considération au cours de leur évaluation des différents mécanismes de soutien réglementaires :

- i. Ces coûts seront-ils répartis équitablement entre les différentes entreprises, les consommateurs et le gouvernement ?
- ii. Le mécanisme est-il un moyen efficace ou inefficace d'atteindre n'importe quel objectif pour la production d'énergie renouvelable ?
- iii. Le mécanisme favorise-t-il la construction de nouvelles usines d'énergie renouvelable ou favorise-t-il uniquement l'installation de nouvelles capacités ?
- iv. Comment le mécanisme interagira avec les autres politiques énergétiques telles que les programmes de recherche et développement ou les régimes d'appui (où de tels programmes existent) ?
- v. Avec le temps, le mécanisme favorisera-t-il la baisse des prix des nouvelles technologies, par la baisse des prix ou la compensation des défaillances du marché ou bien à travers le développement technologique ?
- vi. Sera-t-il suffisamment flexible afin de pouvoir tenir compte des développements technologiques et des réductions de coûts dans le futur, donc éviter la possibilité pour les développeurs d'engranger des bénéfices exceptionnels ?
- vii. Sera-t-il en mesure d'offrir des possibilités commerciales ou techniques, par exemple, le développement d'une industrie manufacturière ?
- viii. Favorisera-t-il la conception d'un éventail de technologie d'énergie renouvelable ou ne se concentrera-t-il que sur celle d'une seule ?
- ix. Favorisera-t-il de nouvelles entrées dans la production d'électricité ?
- x. Le régime sera-t-il transparent pour tous les utilisateurs ?
- xi. Permettra-t-il l'exportation et l'importation d'électricité ?

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

#### **3.1 Politiques de tarification et d'imposition de quotas**

Les politiques de tarification créent des régimes favorables de tarification au développement de l'énergie renouvelable relativement à d'autres sources d'énergie. La quantité d'investissement obtenue

dans le cadre de tels régimes est souvent inconnue, mais les prix sont, eux, connus d'avance. Les politiques d'imposition de quotas ont un effet contraire, elles rendent obligatoire un certain pourcentage ou une quantité absolue de production à fournir à partir d'une certaine énergie renouvelable et à des prix indéterminés. Le régime de tarification le plus fréquent est celui des tarifs de rachat et les deux politiques d'imposition de quota sont les portefeuilles d'énergies renouvelables et les obligations en matière d'énergie renouvelable.

Il existe un programme sur le changement climatique dédié à la question et basé en Maurice.

[http://www.comesa.int/index.php?option=com\\_content&view=article&id=66:comesa-eac-sadc-strategize-on-climate-change-programme-implementation&catid=5:latest-news](http://www.comesa.int/index.php?option=com_content&view=article&id=66:comesa-eac-sadc-strategize-on-climate-change-programme-implementation&catid=5:latest-news) .

### **3.1.1 Les tarifs de rachat**

Les tarifs de rachat (TR) ont pour but de soutenir le développement du marché des technologies d'énergie renouvelable, plus particulièrement pour la production d'électricité. Les TR mettent les services publics et les sociétés d'énergie électrique dans une obligation juridique d'acheter l'électricité des producteurs d'énergie renouvelable à un prix favorable par unité, et ce prix est habituellement garanti sur une période donnée.

Les taux tarifaires sont souvent déterminés pour chaque énergie renouvelable afin de tenir compte de leurs coûts de production différents et de 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 renouvelable, 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 sous forme de prime par rapport au prix par kWh pour l'utilisateur final de cette manière est que l'augmentation de prix par ménage est très significative.

### **3.1.2 Le portefeuille normal d'énergies renouvelables**

Un portefeuille normal d'énergies renouvelables (RPS) est un règlement qui exige l'augmentation de la production de certaines sources d'énergie, telles que l'énergie éolienne, l'énergie solaire, la biomasse et l'énergie géothermique. Le même concept est aussi connu sous les noms de « Renewable Energy Resources » (RES) au niveau fédéral aux États-Unis et de « Renewables Obligation » au Royaume-Uni.

Le mécanisme RPS place généralement l'obligation pour les entreprises d'approvisionnement en électricité de produire une fraction de leur électricité à partir de sources d'énergies renouvelables. Les producteurs d'énergie renouvelable certifiés obtiennent des certificats pour chaque unité d'électricité

qu'ils produisent et peuvent vendre ces unités avec leur électricité aux entreprises d'approvisionnement. Les entreprises d'approvisionnement transmettent ensuite ces certificats à un type d'organisme réglementaire afin de montrer qu'ils se sont conformés aux exigences réglementaires de cet organisme. Étant donné que le RPS est un mandat de marché, il repose presque exclusivement sur le secteur privé pour sa mise en œuvre. Contrairement aux tarifs de rachat qui, eux, garantissent l'achat de n'importe quelle énergie renouvelable peu importe son prix, les programmes RPS ont tendance à favoriser une concurrence de prix entre les différents types d'énergie renouvelable. Toutefois, ces programmes peuvent être limités dans un contexte de compétition par des critères d'admissibilité et des multiplicateurs pour les programmes RPS. Ceux qui soutiennent l'adoption de mécanismes RPS soutiennent que la mise en marché donnera lieu à la concurrence, l'efficacité et l'innovation. Ceux-ci rendront possible la fourniture d'énergie renouvelable au moindre coût possible, permettant ainsi que l'énergie renouvelable puisse livrer concurrence aux sources d'énergie de carburant fossile qui sont peu coûteuses.

Les mécanismes de type RPS ont été adoptés par plusieurs pays, y compris la Grande-Bretagne, l'Italie, la Pologne, la Suède, la Belgique et le Chili, mais aussi par 37 (30 obligatoires et 7 volontaires) des 50 États des États-Unis ainsi que le district de Columbia. Les réglementations varient d'un État à un autre, et il n'existe aucune politique fédérale. Certains États fixent aussi des objectifs pour des types précis de sources ou technologies d'énergie renouvelable dans le but d'encourager leur développement et leur utilisation. Un grand nombre de programmes RPS fédéraux contiennent des « clauses de sauvegarde » si le coût excédentaire de production d'énergie renouvelable dépasse un seuil précis.

Le succès des mécanismes RPS a tendance à avoir été la stimulation d'une nouvelle capacité d'énergie renouvelable aux États-Unis où ils ont été utilisés en combinaison avec des crédits d'impôt à la production (PTC) fédéraux. Selon les périodes, le RPS s'est avéré être, tout seul, une mesure insuffisante pour stimuler la production de volumes importants de capacité quand les PTC avaient été retirés.

Une directive distincte et qui fournira plus détails à propos des RPS est nécessaire pour cette forme de réglementation.

### **3.1.3 Les appels d'offres compétitif**

Les obligations d'appel d'offres en faveur des ressources renouvelables sont aussi connues sous le nom de *demand auctions* ou de *procurement auctions* par lesquelles le gouvernement lance un appel d'offres pour la construction d'une certaine nouvelle capacité d'électricité issue de l'énergie renouvelable. Les promoteurs de projets qui participent à l'adjudication soumettent une offre avec un prix par unité d'électricité auquel ils seront en mesure de réaliser le projet. Le gouvernement évalue alors les offres sur la base du prix et d'autres critères puis signe un accord d'achat d'électricité avec l'adjudicataire.

Malgré des problèmes quant à sa mise en œuvre par le passé, le système d'adjudications est devenu un instrument politique populaire au cours des dernières années. Le nombre de pays qui ont adopté le système d'adjudications d'énergie renouvelable est passé de 9 en 2009 à au moins 44 au début de

l'année 2013, parmi lesquels 30 étaient des pays en voie de développement. Le regain d'intérêt dans les programmes d'adjudication est alimenté par leur potentiel à parvenir à un déploiement de manière rentable. Les programmes d'adjudication ont bénéficié de la baisse rapide des coûts des technologies d'énergie renouvelable, la hausse du nombre de promoteurs de projets ainsi que le rayonnement international et le savoir-faire de ces derniers et la considérable expérience en élaboration de politiques acquise au cours de la précédente décennie. Bien conçue, la concurrence des prix inhérente aux programmes d'adjudication augmente la rentabilité et permet la découverte de prix de l'électricité issue de l'énergie renouvelable, et évite ainsi de potentiels bénéfices exceptionnels ou des versements insuffisants. Bien que les adjudications sont une solution très attrayante, elles ne profitent qu'aux adjudicataires et tendent à ne favoriser que les grands acteurs qui ont les moyens de payer des frais administratifs et des coûts de transaction connexes.

D'après les plans énergétiques nationaux ainsi que les critères de taille et de maturité du marché de l'énergie renouvelable, la conception des programmes d'adjudication traduira les priorités de chaque pays en matière de technologie, volume et emplacement. Les adjudications dédiées uniquement à la technologie permettent la promotion de certaines technologies et la diversification du portefeuille. En plus de pouvoir choisir la technologie, les adjudications peuvent être adaptées en fonction de l'environnement. La détermination des sites avec des ressources idéales et une connexion sécurisée au réseau réduit potentiellement les risques pour les investisseurs. Les adjudications technologiquement neutres ont aussi servi à promouvoir les technologies d'énergie renouvelable, qui ont pu entrer en concurrence avec les carburants fossiles à certaines occasions. L'élaboration des adjudications permet aux gouvernements d'inclure d'autres priorités nationales, la plus commune les exigences de contenu locales.

Une directive distincte et qui fournira plus détails à propos des appels d'offres est nécessaire pour cette forme de réglementation.

### **3.2 Les politiques de réduction des coûts**

Un certain nombre de politiques ont été mises au point en vue d'octroyer des mesures incitatives dans le cadre d'investissements volontaires en matière d'énergie renouvelable par la réduction du coût de tels investissements. Ces politiques peuvent être divisées en cinq grandes catégories :

- i. Réduction des coûts d'investissement initiaux (par des subventions ou des rabais) ;
- ii. Réduction des coûts d'investissement après achat (par un allègement fiscal) ;
- iii. Compensation des coûts à travers une suite de paiements en fonction de la production d'électricité (par l'octroi de crédits d'impôt) ;
- iv. La fourniture de prêts concessionnels et autres formes d'aide financière ; et,
- v. La réduction des coûts d'investissement et d'installation grâce à des économies d'achats en gros.



### **3.2.1 Subventions et rabais**

La réduction de la mise de fonds initiale par les consommateurs pour des systèmes d'énergie renouvelable est réalisée au moyen de subventions directes et de rabais. Les subventions sont utilisées pour réduire les dépenses d'investissement initiales des systèmes d'énergie renouvelable de sorte que les consommateurs puissent les acheter à un prix réduit. La majorité des programmes mettent l'accent sur les cellules de chauffe-eau solaires et photovoltaïques, quoique certains comprennent de petites éoliennes, une biomasse passive, piles à combustible et des thermopompes géothermiques. Les maisons et les entreprises sont généralement admissibles à ces programmes, bien que certains d'entre eux ciblent les secteurs économiques ainsi que les institutions publiques. Dans certains cas, les programmes de rabais sont combinés à des prêts sans intérêt ou à faibles taux d'intérêts.

### **3.2.2 Réduction des taxes**

Les politiques de réduction des taxes visant à promouvoir l'énergie renouvelable ont été appliquées en Europe, en Inde, au Japon, en Afrique du Sud et aux États-Unis. Afin de stimuler l'adoption de projets du Mécanisme de développement propre en Afrique du Sud, les revenus provenant des principales réductions d'émissions certifiées sont exonérées de l'impôt sur le revenu jusqu'au 31 décembre 2020, conformément à l'adoption d'une deuxième période d'engagement sous le protocole de Kyoto. Afin d'encourager la production d'énergie renouvelable et les prestations-carburants, le droit fiscal prévoit une déduction pour amortissement accélérée s'appliquant aux actifs qui sont utilisés à des fins telles que la production de courant au vent, au soleil, aux forces de l'eau ou à la biomasse.

### **3.2.3 Subventions**

Les subventions sont aussi utilisées afin de stimuler l'adoption de l'ER, le développement des projets d'ER ainsi que le renforcement des capacités. Elles peuvent provenir du gouvernement ou d'institutions telles que le Energy and Environment Partnership, la Banque africaine de développement, la Banque mondiale et l'Union européenne.

### **3.2.4 Prêts**

Les programmes de prêts offrent du financement pour l'achat d'équipement d'énergie renouvelable. Les prêts peuvent être au taux du marché, à un faible taux d'intérêt (inférieur au taux du marché) ou non remboursables et dont les échéanciers de paiement varient, allant généralement jusqu'à 10 ans. Étant donné que les projets d'ER sont considérés comme étant à risque élevé par les banques commerciales, leurs taux d'intérêt sont plus 1 % plus élevés que ceux des énergies traditionnelles, si bien que des prêts du gouvernement à des taux inférieurs à ceux du marché sont courants.

## **4 Investissements publics et facilitation du marché**

### **4.1 Fonds d'intérêt public**

Les fonds d'intérêt public sont courants dans les pays développés, principalement aux États-Unis, au Canada et en Europe. Les fonds sont collectés en établissant une redevance par kWh d'électricité consommée. En général, ces fonds servent à diverses fins telles que le paiement de la différence de coût entre les installations de production d'énergie renouvelable et traditionnelle, la réduction du coût des prêts pour les installations d'énergie renouvelable, la fourniture de services énergétiques suffisants, le financement de l'éducation publique sur les problèmes d'efficacité énergétique, la fourniture d'aide énergétique à faibles revenus et le soutien à la recherche et au développement.

En Afrique du Sud, le gouvernement s'est fixé un objectif en matière d'énergie renouvelable afin de contribuer 10 000 GWh sur la consommation finale d'énergie. Les chauffe-eau solaires devraient apporter une contribution de 23 % dans cette optique. Afin d'encourager et de promouvoir vivement la vaste implantation des chauffe-eau solaires, une compagnie locale (Eskom) a déployé un programme de chauffe-eau. En offrant une subvention de 50 %, ce programme fournit de l'aide aux consommateurs qui achètent un chauffe-eau solaire testé par le SABS afin de remplacer leur chauffe-eau.

Le Rwanda a développé un programme sur les chauffe-eau solaires selon lequel les résidents se voient octroyer l'installation d'un système de chauffage solaire dans leur maison à un prix réduit. Le client ne paye que 75 % du coût total, les 25 % restants sont versés sous la forme d'une subvention par le Fonds nordique pour le développement (NDF). Ces 75 %, qui constituent un prêt sans intérêt de la part du gouvernement, devront être remboursés avant une période de deux ans.

Le Kenya a créé un règlement régissant l'utilisation des chauffe-eau solaires. Le *Energy (SWH) Regulations 2012* exige l'installation des chauffe-eau solaires dans les immeubles à l'intérieur de municipalités et dans lesquels de plus de 100 L d'eau chaude sont utilisées par jour, et cela pour au moins 60 % des besoins en chauffage plus hauts que la normale des habitants. Ce règlement a donné naissance à la création d'un marché kenyan de chauffe-eau solaires (fabrication, installation, entretien, etc.).

### **4.2 Politiques d'infrastructures**

La facilitation du marché appuie les institutions, les participants et les règles encourageant le déploiement des technologies d'énergie renouvelable. Diverses politiques sont appliquées afin de construire et maintenir cette infrastructure de marché, y compris les politiques en matière de normes de conception, de choix du site et d'octroi de permis accélérés, les normes en matière d'équipement, la scolarisation des entrepreneurs et l'octroi de licences à ces derniers. En outre, les politiques sont utilisées afin d'encourager les fabricants de technologies d'énergie renouvelable de s'implanter localement et de cibler les ventes directes des systèmes d'énergie renouvelable vers les consommateurs à des taux concessionnels afin de faciliter le développement de ce marché.

### **4.3 Passation des marchés publics**

Les politiques de passation des marchés publics ont pour objectif de promouvoir le développement durable et développement commercial et ordonné de l'énergie renouvelable. Les accords d'achat du gouvernement peuvent diminuer l'incertitude et stimuler le développement du marché au moyen de contrats à long-terme, d'accords d'achat pré-approuvés et de volumes des achats. L'achat de technologies ER par le gouvernement aux premières étapes du développement du marché peut contribuer à surmonter les obstacles à la commercialisation, encourager le développement d'infrastructures adéquates et fournir des technologies par voie de marché nécessitant une infrastructure technique intégrée et des modifications réglementaires.

## **5 Biocarburants liquides**

La demande en biocarburants liquides est croissante partout sur la planète. Des exemples de politiques et de régimes réglementaires sont donnés dans l'appendice A. Il est nécessaire d'élaborer d'autres travaux sur la façon dont les États membres du COMESA peuvent développer et élargir le secteur des biocarburants liquides.

## **6 Politiques de restructuration du secteur de l'électricité**

La restructuration du secteur de l'électricité a un grand impact sur les technologies de l'énergie électrique, les coûts, les prix, les institutions et les cadres réglementaires. Les tendances de restructuration modifient la mission et les mandats traditionnels des compagnies d'électricité de différentes manières complexes, influant sur les conditions environnementales, sociales et politiques. Il existe cinq tendances principales en cours qui touchent le développement de l'énergie renouvelable, à la fois positivement et négativement.

### **6.1 Le retrait de la réglementation des prix sur la production**

La production d'électricité est une des premiers éléments des systèmes de services publics qui subit une déréglementation. La tendance est à l'éloignement des situations de monopole en faveur des situations de concurrence dans lesquelles les contrats d'achat d'électricité entre les acheteurs et les vendeurs sont sur les marchés de gros de l'électricité. Les clients de distribution et les grands clients industriels ont par conséquent plus de choix en matière d'électricité en gros. Certains marchés débutent souvent avec des cadres de producteurs d'électricité indépendants (PEI). Au fur et à mesure que le prix du gros devient une commodité sur le marché concurrentiel, les prix prennent relativement plus d'importance que les autres facteurs pour déterminer le choix d'un acheteur d'électricité.

Les effets potentiels des marchés de gros d'électricité concurrentiels pour l'énergie renouvelable sont significatifs. Les marchés en gros d'électricité permettent aux PEI de s'éviter des partis pris de la part des services publics traditionnels contre l'énergie renouvelable. Dans certains pays, les cadres de PEI ont été conçus pour promouvoir l'énergie renouvelable. Cependant, les autres effets d'un marché de

gros concurrentiel peuvent ralentir le développement du marché de l'énergie renouvelable. Le faible coût de la production hydraulique et thermique rend difficile pour l'énergie renouvelable de livrer concurrence à celle-ci. De plus, le besoin pressant de contrats d'achat d'électricité à court terme et de marchés au comptant favorise les technologies de production à haut coût variable et aux dépenses minimales en capital, comme les carburants fossiles, plutôt que les technologies à forte intensité de capital bien qu'à faible coût d'exploitation, telles que les énergies renouvelables.

## 6.2 L'autoproduction par les utilisateurs finaux

Les producteurs indépendants d'électricité peuvent eux-mêmes être des utilisateurs finaux au lieu d'être uniquement des entreprises de production spécialisée. Avec l'avènement des cadres de PEI, les programmes de rachat de services publics s'électricité (incluant la facturation nette) les options de technologie de cogénération, de plus en plus d'utilisateurs finaux – de l'échelle industrielle à la plus petite d'utilisateurs résidentiels – produisent leur propre électricité. Les crédits de l'autoproduction ont acheté de l'énergie électrique et peuvent même vendre au réseau électrique.

L'énergie renouvelable est particulièrement adaptée à l'autoproduction mais fait face à de la concurrence venant d'autres technologies de production, notamment des gaz naturels. Le gaz est devenu une énergie de choix pour les autoproducteurs en raison de ses brefs délais d'approvisionnement, ses faibles coûts en carburant et en entretien et sa technologie à échelle modulaire. Toutefois, le gaz naturel n'est pas facilement disponible dans la majorité des États-membres du COMESA, l'énergie renouvelable est donc la meilleure option pour les autoproducteurs. La cogénération chez les entreprises sucrières traditionnelles est favorisée par les usines à sucre au vu de la hausse des coûts des services publics en raison de la pénurie de l'offre et des prix reflétant les coûts pour les nouvelles capacités de production.

## 6.3 La privatisation ou la commercialisation des services publics

Dans beaucoup de pays, les services publics qui toujours appartenu historiquement au gouvernement et qui ont été exploités par celui-ci, deviennent privés et appartiennent à des entités à but lucratif qui doivent se comporter comme des sociétés commerciales. Même si 100 % de ces entités sont étatiques, elles sont exploitées selon des principes commerciaux et perdent toute subvention en plus d'être assujetties à des impositions et à des normes comptables comme les entreprises privées. Cela a souvent engendré des pertes d'emploi et la direction doit donc prendre des décisions indépendantes basée sur la rentabilité, bien que la majorité des décisions soient réglementées et doivent être approuvées par le gouvernement qui en est l'actionnaire.

Les effets de la privatisation sont difficiles à évaluer. Les effets de la privatisation sur l'environnement peuvent être positifs ou négatifs, selon les facteurs tels que le pouvoir de l'organe réglementaire et la situation de la politique environnementale dans le pays. Les services **privés de distribution** auront davantage tendance à se concentrer sur les coûts plutôt que sur les intérêts publics, à moins que des mandats publics n'existent. Sur une note positive, la privatisation peut promouvoir l'énergie

renouvelable à forte intensité de capital en fournissant une nouvelle source de financement – le capital social ou les marchés obligataires.

#### **6.4 Le démantèlement de la production, la transmission et de la distribution**

Les services publics ont été verticalement intégrés, y compris les fonctions de production, transmission et de distribution. Dans le cadre du programme de structuration, chacune de ces fonctions est attribuée à différentes entités commerciales ; certaines créant une situation de monopole réglementée (particulièrement de la transmission et la distribution) et d'autres commençant à pouvoir faire face à la concurrence (principalement la production, et dans une certaine mesure la distribution, sur la base d'un domaine spécifique).

Un démantèlement peut apporter d'importantes mesures incitatives communautaires afin d'autoproduire en utilisant l'énergie renouvelable. Si la tarification de détail est aussi démantelée – pour que les coûts de production, transmission et de distribution soient séparés –, les consommateurs seront davantage incités à autoproduire afin d'éviter les coûts de transmission et de distribution. Les politiques de libre accès qui accompagnent le démantèlement promeuvent aussi l'autoproduction à partir de l'énergie renouvelable. Par exemple, les entreprises sont en mesure de produire l'énergie éolienne dans certaines régions où le vent est une bonne ressource et diriger cette électricité vers leurs infrastructures.

Cependant, le démantèlement peut pénaliser les ER qui sont par nature intermittentes si les producteurs doivent payer les charges sur la base d'un pourcentage par capacité. Cela veut dire que même si la capacité n'est pas utilisée (par exemple, parce que le vent ne souffle pas), les producteurs doivent payer les coûts de transmission, engendrant ainsi des coûts de transmission élevés par kW. Afin d'éviter cette situation, la politique doit être élaborée afin de minimiser ou éliminer de telles pénalités, ce qui découragera le développement des ER. Au Brésil, l'énergie renouvelable jouit d'un tarif de transmission spécial qui s'élève à 50 % du tarif conventionnel d'énergie.

#### **6.5 Les marchés du détail de l'électricité concurrentiels**

Une situation de concurrence sur le marché du détail signifie que les clients sont libres de choisir leur fournisseur parmi les producteurs œuvrant sur un marché donné. Les marchés du détail de l'électricité concurrentiels ont permis l'émergence de ce qu'on appelle des fournisseurs d'énergie électrique propre. Ceux-ci vendent de l'énergie renouvelable, habituellement à un excellent prix. La hausse des ventes obligent ces fournisseurs à investir dans une nouvelle capacité d'énergie renouvelable afin de répondre à la demande ou les exigences d'achat venant des producteurs d'ER. Les marchés de l'électricité propre ne peuvent prospérer que si elles sont accompagnées d'autres politiques encourageant l'adoption de l'électricité propre, telles que les incitations fiscales et des prélèvements sur l'électricité produite à partir de carburant fossile.

## **7 Obstacles à l'énergie renouvelable**

Le besoin de mettre en place des politiques afin d'appuyer l'énergie renouvelable est souvent attribuée à divers obstacles ou conditions qui empêchent les investissements de s'effectuer. Ces obstacles ont pour conséquence de désavantager l'énergie renouvelable sur le plan économique, réglementaire ou institutionnel par rapport à d'autres formes de fourniture d'énergie. Ils comprennent des subventions aux formes conventionnelles d'énergie, des coûts élevés en capital couplés à l'absence d'évaluation des risques du prix du carburant, des marchés des capitaux imparfaits, un manque de compétences ou d'information, une faible acceptation sur le marché, des préjugés à l'égard des technologies, des incertitudes et les risques de financement, des coûts élevés de transaction et des facteurs institutionnels et réglementaires variés. Beaucoup de ces obstacles peuvent être considérés comme des distorsions du marché qui discriminent injustement l'énergie renouvelable, tandis que d'autres ont pour effet de hausser le coût de l'énergie renouvelable.

### **7.1 Coûts et tarification**

L'énergie renouvelable est généralement plus coûteuse que les sources conventionnelles d'énergie, ce qui engendre des décisions visant à diminuer les prix et des politiques ayant pour but d'encourager le développement de l'énergie renouvelable. Pourtant, une variété de facteurs peut fausser la comparaison, par exemple, des subventions publiques peuvent réduire les coûts de carburants qui se font concurrence. Il est vrai que les coûts initiaux en technologie d'ER sont souvent élevés par unité, le coût de comparaison devrait être établi selon le cycle de vie. Dans de nombreux cas, pour ce qui est de l'électrification rurale hors réseau, l'ER est économique si on l'évalue selon le cycle de vie. Au vu de la baisse des coûts des technologies d'ER, certaines technologies commencent, du point de vue du cycle de vie, à atteindre le même niveau de compétitivité que celles de l'énergie traditionnelle.

Beaucoup de politiques tentent de compenser les effets de ces obstacles liés au coût en octroyant des subventions supplémentaires pour l'énergie renouvelable sous la forme de crédits d'impôt ou de mesures incitatives, en établissant des règles spéciales en matière de prix en diminuant les coûts de transaction et en réduisant les subventions aux centrales de carburants fossiles est difficile d'un point de vue politique. Résultat, pratiquement toutes les politiques avaient tendance à augmenter les subventions à l'énergie renouvelable au lieu de réduire les subventions aux carburants fossiles. Certaines de ces subventions auraient été accordées il y a plusieurs années, quand les services publics appartenaient au gouvernement et que la plupart des coûts d'investissement étaient amortis. À l'heure actuelle, la majorité des technologies d'énergie renouvelable ne font pas le poids face aux carburants fossiles existants du point de vue du cycle de vie. Cependant, tous les États membres du COMESA ont besoin de nouvelles capacités de production et c'est à l'aide de nouveaux investissements que les technologies d'ER peuvent, parfois, concurrencer les carburants fossiles en ce qui a trait au cycle de vie. Il ne faut pas oublier que les incertitudes sur les coûts futurs des énergies principales existent toujours et rendent la comparaison entre les deux difficile.

### **7.1.1 Subventions aux carburants concurrents**

Les subventions publiques peuvent prendre beaucoup de formes : transferts budgétaires, incitations fiscales (la plupart des services publics dans la région du COMESA sont exonérés d'impôt), dépenses en R&D, assurance-responsabilité, baux et droits de passage, élimination de déchets et garanties d'atténuation des risques liés au financement de projets et aux carburants. D'importantes subventions aux carburants fossiles baissent les prix finaux d'électricité (un objectif politique courant), plaçant ainsi l'énergie renouvelable dans un désavantage concurrentiel si cette dernière ne jouit pas de subventions tout aussi importantes.

### **7.1.2 Coûts d'investissement initiaux élevés**

Bien que les coûts réduits en carburant et d'exploitations aient rendu l'énergie renouvelable concurrentielle du point de vue du cycle de vie, des coûts élevés d'investissement initiaux font que l'énergie renouvelable fournit une capacité installée pour chaque dollar initial investi par rapport aux sources d'énergie traditionnelles. Ainsi, les investissements en énergie renouvelable nécessitent plus des montants considérables pour financer la même capacité. D'ordinaire, les marchés des capitaux nécessitent une prime pour des taux de prêt afin de financer des projets d'énergie renouvelable car plus d'investissements initiaux sont risqués dans le cadre de ces projets que dans celui des énergies traditionnelles.

### **7.1.3 Difficulté d'évaluer les risques du prix du carburant**

Historiquement, les risques éventuels du prix du carburant n'ont pas été considérés comme un facteur important, car on supposait que les prix des carburants fossiles étaient relativement stables ou que ceux-ci augmentaient de façon modeste. Ainsi, les risques de fluctuations considérables ont souvent été ignorés. Néanmoins, en raison de la dérégulation du marché et de grandes incertitudes géopolitiques, il existe maintenant une prise de conscience accrue du risque du prix du carburant. En Afrique du Sud, Eskom a connu une brusque hausse (de prix et de volume) de ses énergies primaires (charbon, gaz et diesel) en 2007 entraînant une hausse imprévue des coûts de 700 millions USD. Une hausse qui ne pouvait être recouvrée chez les consommateurs étant que les prix de avaient déjà été établis par le régulateur pour cette même année.

Les technologies d'énergie renouvelable évitent les coûts du carburant (excepté la biomasse) et évitent aussi le risque du prix du carburant. Cependant, cet avantage, ou cette réduction de la prime de risque est souvent inexistante dans les comparaisons économiques et les outils d'analyse car il est difficile de le quantifier. Aussi, dans la plupart des pays, on tient compte des coûts du carburant dans les tarifs d'électricité pour que ce soient les consommateurs, et non pas les services publics, qui assument le risque du prix du carburant et pour que les décisions sur les investissements dans les services publics soient prises sans prendre le risque du prix du carburant en considération.

#### **7.1.4 Coûts de transaction**

Les projets d'ER sont typiquement beaucoup plus petits que ceux d'énergie traditionnelle. Les projets peuvent nécessiter de l'information supplémentaire qui n'est pas facilement disponible ou ils nécessitent du temps ou une attention supplémentaire à la question du financement ou de l'octroi de permis en raison d'un manque d'expérience avec les technologies ou des incertitudes quant au rendement. Pour ces raisons, les coûts de transaction des projets d'énergie renouvelable – incluant l'évaluation des ressources, l'octroi de permis, la planification, le développement des propositions de projet, l'assemblage des forfaits de financement, la conception de solutions de financement et la négociation des contrats d'achat d'énergie (CAE) avec les services publics – peuvent être bien plus considérables sur une base de la capacité par kW que ceux des centrales d'électricité traditionnelle.

#### **7.1.5 Effets sur l'environnement**

Les conséquences de l'utilisation des carburants fossiles sur l'environnement engendrent souvent des coûts réels pour la société sur le plan de la santé humaine (par exemple, les coûts des soins de santé, la perte de journées de travail, etc.), le déclin des infrastructures (c'est-à-dire en raison de la pluie acide), le déclin du secteur de la forêt et de la pêche, des sécheresses causées par le changement climatique qui cause (donc moins de rendements agricoles, ce qui impacte sur la plupart des communautés qui dépendent de l'agriculture pour subvenir à leurs besoins). Les investisseurs (fournisseurs de fonds propres et créanciers) tiennent rarement compte de ces coûts environnementaux dans les facteurs de décision précédant leurs décisions. Une grande part du pourcentage de production d'électricité des États membres du COMESA provient des centrales hydroélectriques, ce qui contribue à la contribution aux coûts environnementaux minimale et d'un point de vue politique, moins de pression est exercée afin de favoriser l'énergie propre par rapport aux carburants fossiles dans la région.

### **7.2 Cadres juridique et réglementaire**

#### **7.2.1 Absence d'un cadre juridique pour les producteurs d'électricité indépendants**

Dans la plupart des États membres du COMESA, les services publics ont toujours le monopole de la production, la transmission et la distribution d'électricité. Dans ces circonstances, en l'absence de cadre juridique, les producteurs indépendants d'électricité ne pourront peut-être pas investir dans des infrastructures d'énergie renouvelable et vendre de l'électricité à un service public ou des tiers en vertu d'accords d'achat. Un certain nombre de pays ont soit terminé la mise en place d'un cadre juridique ou sont en train d'en élaborer un. Le COMESA met actuellement la touche finale à une directive qui pourrait aider les États membres à élaborer le cadre juridique pour les PEI et les AAE qui encouragerait les PEI à investir dans les projets d'ER.

#### **7.2.2 Accès à la transmission**

Les services publics peuvent ne pas autoriser un bon accès de transmission aux producteurs d'énergie renouvelable ou peuvent leur faire payer des prix élevés pour un accès à la transmission. Ce dernier est



souhaitable étant donné que certaines ressources d'énergie renouvelable telles que les sites éoliens et le carburant de biomasse peuvent se situer trop loin des centres de population. L'accès à la transmission ou à la distribution est nécessaire pour les ventes directes à des tiers entre le producteur d'énergie renouvelable et les consommateurs finaux.

### **7.2.3 L'exigence en matière d'interconnexion entre les distributeurs**

Les maisons individuelles ou les systèmes commerciaux connectés à des réseaux électriques peuvent faire face à des exigences pénibles, inconsistantes ou floues. Le manque de règles uniformes peut être ajouté aux coûts de transaction. Un distributeur peut établir des règles d'interconnexion qui vont au-delà du nécessaire ou du pratique pour les petits producteurs faute de mesure incitative afin d'établir des exigences raisonnables mais qui demeurent rigoureuses sur le plan techniques. Les politiques visant à ériger des normes uniformes d'interconnexion peut diminuer les difficultés et les coûts d'interconnexion.

## **7.3 Problèmes de marché**

### **7.3.1 Manque d'accessibilité aux crédits**

Les promoteurs de projets ou les consommateurs peuvent ne pas avoir accès à des crédits pour acheter de l'énergie renouvelable ou investir dans celle-ci en raison du manque de garanties ou d'une mauvaise solvabilité de leur part ou encore en raison de marchés de capitaux faussés. Dans certains pays, les développeurs de projets ont de la difficulté à obtenir un financement bancaire car il n'est pas certain que les distributeurs puissent honorer des AAE à long terme pour l'achat de leur électricité. Dans les zones rurales, il se peut que la formule de micro-crédit pour l'achat de systèmes d'ER à l'échelle de foyers n'existe pas. Aussi, les conditions de prêt peuvent être trop courtes par rapport à la durée de vie de l'équipement.

### **7.3.2 L'incertitude sur le rendement des technologies et le risque de perception**

Les technologies éprouvées comme étant peu coûteuses (selon le cycle de vie) peuvent encore être perçues comme un risque, car l'expérience quant à leur application est encore limitée dans la région. Le manque d'installations visibles et d'expérience avec les technologies d'énergie renouvelable peut causer la perception d'un risque plus grand que pour celui des sources traditionnelles d'énergie. Ces perceptions peuvent augmenter le taux de rentabilité interne (TRR), causer une baisse de la disponibilité du capital ou créer des exigences encore plus strictes au niveau de la sélection des technologies et de l'évaluation des ressources. Les distributeurs peuvent hésiter à développer, acquérir et maintenir une technologie à laquelle ils sont peu habitués ou porter l'attention requise à l'ER dans leur planification des ressources de production.

### **7.3.3 Le manque de compétences techniques et commerciales et le manque d'information**

Il existe une pénurie de personnel qualifié qui peuvent installer, faire fonctionner et assurer le maintien des technologies d'ER dans la région du COMESA. Les développeurs locaux et régionaux de projets peuvent ne pas avoir les compétences techniques, financières et de développement des affaires nécessaires. Les consommateurs, les ingénieurs, les créanciers ou les planificateurs peuvent ne pas détenir assez d'information sur les caractéristiques, les coûts économiques et financiers ainsi que les avantages des technologies d'ER, les ressources géographiques, l'expérience d'exploitation, les exigences quant à l'entretien, les sources de financement et les services d'installation. Le manque de compétences et d'information peuvent accroître le sentiment d'incertitude et bloquer les décisions.

## ANNEXE A – LES BIOCARBURANTS LIQUIDES

Les mandats en matière de biocarburants et les politiques fiscales aux États-Unis, en Europe et au Canada ont accéléré le développement de l'industrie des biocarburants. Les mandats en matière de biocarburants exigent qu'un certain pourcentage de tous les carburants liquides utilisés pour les transports soit issu de ressources renouvelables. La production d'éthanol en 2013 se chiffre comme suit :

CONTINENT	PRODUCTION (million de litres)
États-Unis	50 345
Brésil	23 723
Europe	5 189
Chine	2 634
Inde	2 063
Canada	1 979
Le reste du monde	2 751

### 5.1 Les États-Unis d'Amérique

Les États-Unis sont devenus le plus grand producteur d'éthanol-carburant au monde en 2005. Le pays a produit 50,3 milliards de litres d'éthanol-carburant en 2013. La production du Brésil et celle des États-Unis représentent 83,5 % de la production mondiale. Aux États-Unis, l'éthanol-carburant est principalement utilisée comme une source d'oxygène dans l'essence sous la forme de mélanges à faible teneur, soit de 10 % maximum, et par conséquent, comme du carburant E85 pour les véhicules flex.

La part du marché de l'éthanol aux États-Unis s'est accrue (en volume) et est passée d'un peu plus de 1 % à plus de 3 % en 2006 à 10 % en 2013. La capacité de production nationale est devenue 15 fois plus importante après 1990 : de 3,4 milliards de litres à 6,17 milliards de litres en 2000, puis à 50,3 milliards de litres en 2013. L'Association des carburants renouvelables (ARF) rapportait qu'il y avait 209 distilleries d'éthanol en fonctionnement et réparties dans 29 États aux États-Unis en 2009, 140 en construction ou en expansion en date de décembre 2011 et qui, une fois fonctionnelles, pourraient porter sa capacité totale à 56,8 millions de litres aux États-Unis. La majorité des projets d'expansion ont pour objectif de mettre la technologie de raffinerie à jour dans le but d'améliorer la production d'éthanol, l'efficacité énergétique et la qualité des aliments pour bétail qu'ils produisent.

### 5.2 Brésil

Le programme de biocarburants du Brésil découle des embargos sur l'exportation du pétrole au début des années 1970 et a été mis sur pied pour réduire la dépendance du pays au pétrole étranger.

Contrairement à beaucoup de pays, le Brésil possède une énorme base de terres agricoles réelles et potentielles. Sur une grande partie des terres brésiliennes, le climat et les sols conviennent parfaitement à la production de canne à sucre, plaçant le Brésil au sommet des plus grands pays producteurs de ce produit. Le sucre de canne présente plusieurs avantages par rapport à d'autres cultures en ce qui a trait à la production d'éthanol.

Les mandats du Brésil exigent un mélange de 20 % d'éthanol et d'essence (E20), bien que ces proportions aient déjà atteint E25. Il a récemment été question d'accroître le taux d'éthanol à 25 %. De plus, une grande majorité des nouvelles voitures brésiliennes sont des véhicules flex qui peuvent rouler à de l'éthanol jusqu'à 100 % de sa forme hydratée. Par conséquent, le Brésil commercialise l'éthanol hydraté auprès des consommateurs qui souhaitent en faire usage.

### **5.3 Europe**

Les premiers mandats européens en matière de biocarburants ont été lancés en 2003 et fixaient un objectif volontaire de 5,75 % d'incorporation de biocarburants dans les carburants de transport en 2010. Cet objectif comprenait non seulement le biodiesel et l'éthanol, mais aussi l'électricité, l'hydrogène et d'autres biocarburants en cours de développement. L'objectif de 2003 a été remplacé à la fin de l'année 2009 par un objectif obligatoire de 10 % d'incorporation de biocarburants. Au même moment, l'UE avait aussi renforcé sa norme B5 en la faisant passer à B7. La préoccupation soulevée par le changement climatique ainsi que le désir de réduire l'émission des gaz à effet de serre sont les principales préoccupations à l'origine de la création du programme de biocarburants de l'UE. Son plan d'action prévoit d'atteindre un objectif de 20 % d'incorporation de biocarburants à l'horizon 2020.

L'Europe connaît une pénurie de terres pour la production d'éthanol nécessaire à l'atteinte de l'objectif des mandats en matière de biocarburants pour 2020. Cette situation est une occasion pour les États membres du COMESA (ainsi que l'Afrique) de produire de l'éthanol pour le marché européen. La majorité des États membres jouit d'exemptions tarifaires de la part de l'Europe, conformément à l'accord « Tout sauf les armes » signé avec cette dernière, et peut donc faire concurrence avec le Brésil, qui est actuellement le producteur dont les coûts sont les plus bas.

### **5.4 Canada**

Les mandats canadiens en matière de biocarburant ont été mis en œuvre le 15 décembre 2010. Contrairement à ceux des États-Unis, ses objectifs sont axés sur la demande (production et importations) plutôt que sur les mélangeurs qui mélangent les carburants avec l'essence et le diesel. Le Canada a mis en œuvre des mandats pour des mélanges E5 (éthanol) et B2 (biodiesel). Par ailleurs, quatre provinces ont mis en œuvre leur propre mandat exigeant un pourcentage égal ou supérieur que ceux des mandats fédéraux.

### **5.5 Argentine**

Le mandat en matière de biodiesel de l'Argentine est entré en vigueur en 2010 avec un objectif d'incorporation de 5 %, puis est passé à 7,5 % peu de temps après. La teneur du mélange devait être augmentée à 10 % en 2013, mais celle-ci a été reportée à une date ultérieure en raison de faibles réserves en huile de soja. L'huile de soja représente presque la totalité des matières premières servant à produire le biodiesel par l'industrie argentine du biodiesel.

La production d'éthanol carburant argentin pour 2012 était estimée à 260 millions de litres, et fait exclusivement à partir de sucre de canne et de mélasse. Une production à ce niveau-là est amplement suffisante pour un mélange national éthanol-essence entre 2 % et 3 %. Le mandat d'incorporation de 5% d'éthanol ne l'était pas en 2012. Cinq centrales de production d'éthanol à base de céréales sont en cours de construction en Argentine ou en phase de mise en service. Une fois que les investissements dans ces centrales de production d'éthanol à partir de céréales seront achevés et fonctionnels, on estimerait une augmentation de production assez suffisante pour permettre un mélange éthanol-essence d'une moyenne nationale de 8 à 10 %. Ces usines devraient s'achever d'ici fin 2014.

## **5.6 Chine**

La Chine possède cinq usines de production d'éthanol et a mandaté un mélange avec de l'essence dans 10 provinces. Au cours des dernières années, les politiques du pays ont exigé qu'aucune installation supplémentaire de production de biocarburants n'utilise d'aliments ou ingrédients d'aliments pour animaux comme matières premières. Aussi, aucune d'elle ne doit utiliser des matières premières provenant de terres qui auraient autrement produit des aliments ou des cultures vivrières. Quatre de ces usines utilisent des céréales. Le maïs représente environ 80 % des matières premières à destination de ces usines pendant que le blé et le riz en représentent 20 %. La production moyenne de ces usines se chiffre à 492 millions de litres par année. Une cinquième usine utilise le manioc comme matière première. La production de manioc est estimée à 177 millions de litres par année. La production totale d'éthanol-carburant en 2013 était estimée à 2,5 milliards de gallons.

## **5.7 Afrique du Sud**

En Afrique du Sud, les règlements en matière de mélange obligatoire entrent en vigueur le 1er octobre 2015 et exigera que tous les producteurs de pétrole ayant une licence achètent des biocarburants exclusivement auprès de fabricants de biocarburants ayant une licence ; pourvu que les volumes puissent être mélangés avec le pétrole des producteurs de pétrole conformément aux exigences de mélange minimal éthanol-diesel de 5 % volume/volume (v/v), et entre 2 % v/v et 10 % v/v en ce qui concerne le mélange bioéthanol-pétrole