



Harmonisation régionale des cadres réglementaires et des outils pour l'amélioration de la régulation de l'électricité dans la région COMESA

**Élaboration et adoption des principes régionaux de
régulation de l'électricité (PRRE) et
des indicateurs clés de performance des services
publics (ICPS) pour le COMESA**

Rapport cadre final

**Soumis à : Association des régulateurs de l'énergie de l'Afrique orientale
et australe (ARÉFOA)**

Par : CRISIL Limited

Septembre 2024

Table des matières

Remerciements	7
1 Introduction	9
1.1 Volet de travail 1	10
1.2 Objectif du Volet de travail 1	11
1.3 Principaux produits et résultats du Volet de travail 1	11
1.4 Aperçu du rapport	12
2 Principes de réglementation régionaux et internationaux actuels du secteur de l'électricité	14
2.1 Introduction	14
2.2 Analyse des principes et pratiques régionaux et internationaux de réglementation de l'électricité	14
2.2.1 Europe	14
2.2.2 Royaume-Uni (RU)	17
2.2.3 États-Unis	19
2.2.4 Synthèse des meilleures pratiques	20
2.3 Pratiques actuelles en matière de réglementation de l'électricité dans les États membres du COMESA	21
2.4 Similitudes et différences entre les pratiques réglementaires actuelles dans la région COMESA et comparaison avec les meilleures pratiques internationales	22
2.5 Lacunes dans les pratiques de réglementation actuelles en matière d'électricité dans la région COMESA	23
2.6 Conclusion	23
3 Principes régionaux de réglementation du secteur de l'électricité et indicateurs clés de performance recommandés pour la région COMESA	25
3.1 Introduction	25
3.2 Principaux domaines identifiés devant être intégrés dans les PRRE pour la région COMESA	25
3.3. Les PRRE recommandés qui devraient être adoptés et promus dans la région COMESA	33
3.3.1 PRRE 1 : Capacité réglementaire - organisme de réglementation ou organisme de réglementation indépendant et bien gouverné	33
3.3.2 PRRE 2 : Pouvoirs réglementaires - Octroi de licences	36
3.3.3 PRRE 3 : Exploitation et accès au réseau fondés sur des règles - Présence d'un code de réseau efficace	39
3.3.4 PRRE 4 : Transparence - Visibilité claire de la chaîne de valeur de l'électricité	39
3.3.5 PRRE 5 : Accès de tiers	40
3.3.6 PRRE 6 : Égalité des conditions de concurrence - Frais d'ATR régulées et présence d'un gestionnaire de réseau indépendant	41
3.3.7 PRRE 7 : Efficacité du système concernant l'ATR	42
3.3.8 PRRE 8 : Clarifier les droits des consommateurs	43
3.3.9 PRRE 9 : Intégration des énergies renouvelables - Dispositions claires pour les producteurs d'énergies renouvelables (ER)	43
3.4 Indicateurs clés de performance (ICP) réglementaires	44
3.4.5 Taux de facturation moyen (ABR) (USc/kWh)	47
3.4.6 Coût moyen de l'approvisionnement (USc/kWh)	48
3.4.7 Réfectivité des coûts tarifaires (%)	48
3.4.8 Résultats réglementaires produits	49
3.4.9 Diversité du conseil d'administration	49
3.4.10 Autonomie financière (%)	49
3.4.11 Liquidité	50

3.4.12	<i>Niveau des effectifs du personnel (%)</i>	50
3.4.13	<i>Diversité des sexes (%)</i>	50
3.4.14	<i>Diversité d'âges (%)</i>	51
3.4.15	<i>Consultations publiques</i>	51
3.4.16	<i>Indice des consultations publiques</i>	52
3.5	Conclusion	52
4	Cadre d'évaluation des pratiques et des performances réglementaires dans la région COMESA	53
4.3	Introduction	53
	Modèle de collecte, d'analyse et d'évaluation des données du PRRE et des indicateurs clés de performance (ICP) réglementaires dans la région COMESA	54
4.4	Méthodologie de collecte, d'analyse et d'évaluation des données PRRE et des indicateurs clés de performance (ICP) réglementaires pour le modèle	61
4.5	Conclusion	62
5	Indicateurs clés de performance des services publics et cadre de suivi	63
5.1.	Introduction	63
5.2.	Identification des ICP actuels des services publics pertinents pour la réglementation de l'électricité	63
5.3.	Indicateurs clés de performance des services publics affinés et pertinents pour la régulation de l'électricité dans la région du COMESA	63
5.4.	ICP des services publics pour la régulation incitative	74
5.5.	Modèles de collecte et d'analyse des données des ICP des services publics pour la région du COMESA	75
5.6.	Méthodologies de collecte et d'analyse des données des indicateurs clés de performance des services publics pour les modèles	76
5.7.	Conclusion	76
6	Stratégie et plan d'action pour la diffusion et la mise en œuvre des PRRE (Principes régionaux de régulation de l'électricité) et les Indicateurs clés de performances règlementaires et des services publics (ICPS) pour le COMESA	77
6.1.	Introduction	77
6.2.	Stratégie de mises en œuvre et plan d'action	77
6.3.	Conclusion	81
7	Résumé et conclusion	82
7.1.	Introduction	82
7.2.	Résultats principaux	82
7.3.	Conclusion	86

Liste des tableaux

Tableau 1: Mise en place d'un solide cadre réglementaire	26
Tableau 3: Outil d'évaluation du cadre PRRE avec illustration	54
Tableau 4: Liste récapitulative des indicateurs clés de performance et des données recommandées pour l'établissement de rapports	64
Tableau 5: ICP et ressources de données - Production	65
Tableau 7: : ICP et ressources de données - Transmission - Dans le pays	68
Tableau 9: ICP et ressources de données - Distribution	70
Tableau 10: ICP et ressources de données – Fourniture au détail	71
Tableau 11: ICP et ressources de données - Performance financière	72
Tableau 12: ICP et ressources de données - Marché de l'électricité	73
Tableau 13: ICP et ressources de données - Intégration des énergies renouvelables	74

Liste des figures

Figure 1: Élaboration du cadre réglementaire régional de l'électricité.....	53
Figure 2: Comparaison illustrée des performances des pays en matière de PRRE d'une année sur l'autre.....	78

Abréviations

Acronyme	Forme complète
AAE	Accord d'achat d'électricité
AfSEM	Marché unique de l'électricité en Afrique
ADFI	Durée moyenne des interruptions forcées
ANOFT	Nombre moyen de coupures forcées pour toutes les lignes de transport
ARÉFOA	Association des régulateurs de l'énergie de l'Afrique orientale et australe
ATR	Accès de tiers au réseau
BAD	Groupe de la Banque africaine de développement
BEIS	Department for Business, Energy and Industrial Strategy
BETTA	British Electricity Trading Transmission Arrangements
BII	Bénéfice avant intérêts et impôts
CAIDI	Indice de durée totale d'interruption moyenne – client
COMESA	Marché commun de l'Afrique orientale et australe
CPERV	Centrales de production d'énergies renouvelables variables
CUA	Commission de l'Union africaine
DSO	Opérateur du réseau de distribution
DG	Directeur général
EAC	Communauté d'Afrique de l'Est
EAPP	Pool énergétique d'Afrique de l'Est
EgyptERA	Agence égyptienne de régulation du secteur de l'électricité et de protection des consommateurs
EHV	Extra-haute tension
EnR	Énergies renouvelables
EPRA	Energy and Petroleum Regulatory Authority (<i>Kenya</i>)
ERB	Energy Regulatory Board, Zambia
EREA	Association des organismes de réglementation de l'énergie d'Afrique de l'Est
ERI	Indice de réglementation du secteur de l'électricité pour l'Afrique
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
GB	Grande-Bretagne
GWh	Gigawattheure
HHI	Indice de Herfindahl-Hirschman pour la fonction de production
HV	Haute tension
ICE	Échanges intercontinentaux
AIE	Agence internationale de l'énergie

Acronyme	Forme complète
IMS	Système de gestion de l'information
IPP	Producteur d'électricité Independent
IT	Technologies de l'information
KPLC	Kenya Power and Lighting Company
ICP	Indicateurs clés de performance
Kg	Kilogramme
Km	Kilomètre
kV	Kilovolt
kWh	Kilowattheure
BT	Basse tension
MT	Moyenne tension
MVA	Mégavolt ampère
MW	Mégawatt
MWh	Mégawattheure
Ofgem	Bureau des marchés du gaz et de l'électricité
PTWG	Groupe de travail technique du projet
PRRE	Principes régionaux de régulation de l'électricité
PON	Procédure opérationnelle normalisée
PIB	Produit intérieur brut
IDMIS	Indice de durée moyenne des interruptions de service
IFMIS	Indice de fréquence moyenne des interruptions de service
T & D	Transport et distribution
OST	Opérateur du système de transport
RU	Royaume-Uni
UE	Union européenne
USc	Cents US
USD	Dollar US
ICPS	Indicateurs clés de performance des services publics

Remerciements

Le présent rapport a été élaboré par une équipe de consultants sous la direction de CRISIL Limited pour le compte de l'Association des régulateurs de l'énergie de l'Afrique orientale et australe (ARÉFOA), et ce, grâce à un financement de la Banque africaine de développement (BAD). Nous saluons le rôle clef qu'ont joué les institutions, groupes et individus suivants :

- La Banque africaine de développement qui a non seulement initié et financé l'étude, mais a également fourni un appui continu par le biais de son équipe d'experts et de son personnel d'appui. Nous exprimons notre gratitude à M. Solomon Sarpong, économiste principal, Énergie/chef d'équipe pour le projet d'harmonisation au niveau régional, M. Kambanda Callixte, chef de la division Politique, réglementation et statistiques énergétiques, et Mme Guillaîne Neza, spécialiste principale, Énergie (politique et réglementation), pour leurs commentaires et soutien.
- L'ARÉFOA qui a assuré la supervision directe de l'étude et fourni un soutien tant méthodologique que pratique consistant, entre autres, à assurer la liaison avec les pays membres pour la fourniture de données et la participation aux ateliers des parties prenantes, sous la direction du Dr Mohamedain Seif Elnasr, directeur général, et avec le soutien important de Harrison Murabula, coordinateur de projet et Yvonne M. M. Mambwe.
- Les membres du groupe de travail technique du projet (PTWG) - EgyptERA, Energy Regulation Board (ERB) de Zambie, Secrétariat du COMESA, l'EREA, l'EAPP et l'ARÉFOA qui ont examiné le projet de rapport et fourni un soutien méthodologique en permanence, notamment en participant activement à différents ateliers de parties prenantes organisés à Nairobi, au Caire et au Rwanda pendant la phase de développement du Projet. Nos remerciements vont tout particulièrement aux personnes suivantes pour leurs contributions :
 - Mme Salma Hussien Mohamed Osman, cheffe du département central des affaires techniques et des licences, Agence égyptienne de régulation du secteur de l'électricité et de protection des consommateurs (EgyptERA) ;
 - M. Humphrey Ngwale, ingénieur en électricité, Energy Regulation Board, Zambie ;
 - Le secrétariat du COMESA, représenté par Mme Lanka P. Dorby, directrice des réseaux d'information ;
 - M. Augustino Bernard Massawe, responsable des finances et de l'administration (FAL), Association des régulateurs de l'énergie de l'Afrique de l'Est (EREA) ;
 - M. Zelalem Gebrehiwot, directeur technique, Pool énergétique de l'Afrique de l'Est (EAPP).
- Les membres du comité de l'ARÉFOA sur l'harmonisation juridique et réglementaire, à savoir l'Égypte, le Kenya et le Soudan.
- Les comités de planification et des opérations du Pool énergétique de l'Afrique de l'Est (EAPP) représentés par M. Ermias Bekele Hirpo, président du comité de planification de l'EAPP, et M. Charles Maloba Obulemile, représentant du comité des opérations de l'EAPP.
- Les points focaux des 12 États membres du COMESA et du Sud-Soudan qui ont joué un rôle crucial dans la fourniture et la validation des données utilisées dans l'étude, souvent avec le soutien important et précieux d'autres parties prenantes dans les pays, parmi lesquelles les ministères, les organismes de réglementation et les services publics d'électricité respectifs.

Nous tenons à remercier sincèrement les diverses parties prenantes qui ont aidé à la finalisation du présent rapport. Il est à noter que nous ne pouvons prétendre avoir énoncé ici la liste exhaustive des personnes à remercier, car la réussite du présent rapport n'aurait pas été possible sans le concours de nombreuses personnes au nombre desquelles figurent les membres du personnel d'appui de l'ARÉFOA et de la Banque africaine de développement.

1 Introduction

Malgré les ressources énergétiques importantes dont regorgent les pays membres du Marché commun de l'Afrique orientale et australe (COMESA), ils sont toujours confrontés à d'énormes défis en matière non seulement d'amélioration de l'accès de leur population, toujours croissante, à l'énergie, mais également de mise en place d'une solide infrastructure énergétique physique. Le taux d'accès à l'électricité dans la région COMESA est en moyenne légèrement supérieur à 50 %.

Nombre de pays de la région ploient encore aujourd'hui sous le coup d'une crise énergétique et sont en proie à des difficultés, parmi lesquelles l'absence de solides cadres réglementaires, la performance des services publics qui laisse à désirer, le manque de financement pour de nouvelles infrastructures, une dépendance excessive à l'égard du charbon et de l'hydroélectricité, l'absence de réflectivité des coûts dans les tarifs et une dépendance considérable et non viable à l'énergie de la biomasse (combustibles traditionnels dont, entre autres, le bois, le charbon de bois, les déchets d'origine animale, etc.). La lenteur du rythme de développement du secteur de l'électricité constitue un obstacle à la croissance économique globale avec, pour corollaire, un système énergétique non viable.

La recherche de solutions à la crise énergétique exige l'harmonisation des cadres politiques et réglementaires en tant que préalable au renforcement de l'efficacité opérationnelle et financière des services publics d'électricité et à la création d'un environnement propice à la mobilisation des investissements du secteur privé. Il sera ainsi possible de réaliser une expansion économiquement rationnelle des infrastructures de production et de transport qui contribuera à faciliter le commerce énergétique régional et à améliorer l'accès à l'électricité.

Les pays membres du COMESA sont confrontés à de nombreux défis en matière d'harmonisation de la réglementation du secteur et d'application uniforme des règles et des normes pour l'évaluation des performances, en particulier notamment :

- **Guide réglementaire** : Absence de principes et de pratiques de haut niveau approuvés au niveau régional pour aider les organismes de réglementation à élaborer leurs cadres réglementaires de manière uniforme et cohérente, en accord avec le cadre régional.
- **Accès au réseau** : Absence de code de réseau régional et de règles communes pour le raccordement aux réseaux (y compris les principes de tarification applicables aux raccordements et l'accès de tiers aux réseaux).
- **Tarifs** : Absence d'approche harmonisée en matière de tarifs, notamment en ce qui concerne les frais de transport et de transit, absence de réflectivité des coûts dans les tarifs et d'indicateurs clés de performance nécessaires au contrôle des performances des services publics.
- **Coordination de la planification** : L'absence de coordination dans la planification et le développement du secteur de l'énergie entraîne une gestion médiocre du secteur, compromettant ainsi le développement du secteur de l'électricité.

C'est dans ce contexte que le Projet « **Harmonisation au plan régional des cadres et des outils de réglementation pour l'amélioration de la régulation de l'électricité dans le COMESA** » financé par la Banque africaine de développement (BAD) est en cours de réalisation en vue de renforcer la durabilité du

secteur de l'électricité dans la région à travers l'élaboration de cadres réglementaires efficaces, uniformes, transparents et exécutoires, qui définissent les principes, les règles, les processus et les normes pour la région COMESA. Le Projet couvre 12 États membres du COMESA (Burundi, Djibouti, Égypte, Érythrée, Éthiopie, Kenya, Libye, Rwanda, Somalie, Soudan, Tunisie et Ouganda) et le Sud-Soudan.

Aperçu du Projet

Le Projet comprend les composantes suivantes :

- **Composante 1** : Élaboration et adoption des principes régionaux de réglementation du secteur de l'électricité (PRRE) et des indicateurs clés de performance des services publics (UICP) pour le COMESA
- **Composante 2** : Comparaison harmonisée des tarifs de l'électricité (HCET) et outil cadre d'évaluation de la réfectivité des coûts (CRAFT) ; et
- **Composante 3** : Élaboration d'un système de gestion de l'information et de bases de données (IDBMS) :

Le COMESA fait office d'agence d'exécution du Projet, le rôle d'agence de mise en œuvre étant assumé par l'Association des régulateurs de l'énergie de l'Afrique orientale et australe (ARÉFOA) assistée par l'Association des organismes de réglementation de l'énergie d'Afrique de l'Est (EREA) de la Communauté de l'Afrique de l'Est (EAC).

Notons que cette mission ne porte que sur les Composantes 1 et 2 ; car la Composante 3 fait l'objet d'une mission de consultance distincte.

Portée de la mission

La mission couvre les deux premières Composantes du Projet et a été divisée en deux volets de travail :

Volet de travail 1 : Élaboration et adoption des principes régionaux de réglementation du secteur de l'électricité (PRRE) et des indicateurs clés de performance des services publics (UICP) pour le COMESA

Volet de travail 2 : Comparaison harmonisée des tarifs de l'électricité (HCET) et outil cadre d'évaluation de la réfectivité des coûts (CRAFT)

1.1 Volet de travail 1

Cette Composante sur l'élaboration et l'adoption des principes régionaux de réglementation du secteur de l'électricité (PRRE) et des indicateurs clés de performance des services publics (UICP) pour le COMESA aidera le COMESA à adopter et à contextualiser les meilleurs principes de réglementation pour la région COMESA. Elle englobera l'élaboration de directives et de cadres conformes aux principes, aux pratiques et aux indicateurs clés de performance (ICP) en matière de réglementation qui seront adoptés par le conseil des ministres du COMESA et qui serviront d'outil pour les examens par des pairs en matière de réglementation dans la région pour suivre les progrès au plan de l'adoption et de la mise en œuvre. L'indice de réglementation du secteur de l'électricité pour l'Afrique (ERI), produit phare de la Banque africaine de développement (BAD), sera l'un des documents de référence de cette Composante, appuyant les efforts que

la Banque fait pour enraciner les principes et les indicateurs de l'ERI au niveau régional et, en fin de compte, pour les intégrer dans les cadres de suivi à l'échelle continentale.

Cette composante aidera également le COMESA à élaborer et à adopter une série de données comparatives normalisées d'indicateurs clés de performance (ICP) qui serviront à l'élaboration et le suivi de la performance des services publics dans la région et à la facilitation d'une approche harmonisée de la réglementation fondée sur des incitations dans la région.

La portée de la mission dans le cadre du **Volet de travail 1** est la suivante :

- i. Examen des principes et pratiques réglementaires ;
- ii. Examen des indicateurs clés de performance des services publics utilisés au niveau mondial et dans la région COMESA ;
- iii. Élaboration de principes de réglementation du secteur de l'énergie et d'indicateurs clés de performance (ICP) ;
- iv. Élaboration d'un cadre d'évaluation de la performance de la réglementation énergétique dans la région COMESA ;
- v. Affinement des indicateurs clés de performance des services publics et du processus d'indicateurs clés de performance ;
- vi. Essai et validation des deux méthodologies élaborées pour le suivi de la performance de la réglementation énergétique et des ICP des services publics.

Le volet de travail 2 sera examiné et présenté dans un rapport distinct.

1.2 Objectif du Volet de travail 1

Le Volet de travail 1 a pour but général de promouvoir l'harmonisation de la réglementation du secteur de l'électricité au niveau régional pour soutenir les échanges transfrontaliers d'énergie électrique. Il s'agit non seulement de garantir un cadre réglementaire cohérent et harmonisé adopté au niveau régional et traitant des questions touchant au commerce régional de l'électricité, mais aussi, et surtout, d'harmoniser les dispositions législatives et réglementaires nationales avec ce cadre régional. Cela permettra **d'« uniformiser les règles du jeu »** pour les opérateurs, les négociants et les investisseurs dans le secteur de l'électricité, d'améliorer la transparence, de réduire les risques réglementaires et politiques, de diminuer les obstacles administratifs et réglementaires au commerce et de réduire les coûts de transaction.

1.3 Principaux produits et résultats du Volet de travail 1

Le Projet vise à fournir des outils pour l'harmonisation des cadres de réglementation en vue de faciliter la réalisation, l'utilisation/exploitation des infrastructures énergétiques régionales.

Les produits et résultats spécifiques attendus du Volet de travail 1 sont les suivants :

- Cadres réglementaires harmonisés dans les États membres du COMESA ;

- Cadre réglementaire harmonisé et cadre de suivi d'indicateurs clés de performance des services publics ;
- Indicateurs clés de performance (ICP) normalisés pour faciliter une approche harmonisée de la réglementation fondée sur les incitations dans la région ;
- Amélioration et sécurisation de la collecte, du stockage et de la diffusion des données énergétiques.

1.4 Aperçu du rapport

Conformément aux termes de référence, le rapport cadre sur l'« *Élaboration et adoption des principes régionaux de réglementation du secteur de l'électricité (PRRE) et des indicateurs clés de performance des services publics (UICP) pour le COMESA* » est soumis dans le présent rapport. Ce rapport s'articule comme suit :

Chapitre 1 : Introduction

Ce chapitre décrit le contexte du Projet, la portée du volet de travail 1, l'objectif, les produits spécifiques et la structure du rapport.

Chapitre 2 : Principes réglementaires régionaux et internationaux actuels en matière d'électricité

Ce chapitre porte sur les meilleures pratiques réglementaires internationales, en particulier du point de vue de la promotion des marchés de gros régionaux de l'électricité, et fait également le point sur les pratiques réglementaires actuelles en matière d'électricité dans les États membres du COMESA pour cerner les lacunes de l'actuelle réglementation en matière d'électricité.

Chapitre 3 : Principes de réglementation de l'électricité et indicateurs clés de performance recommandés pour la région COMESA

Ce chapitre présente la structure du cadre multiparamétrique pour l'évaluation de la structure réglementaire en mettant l'accent sur le cadre juridique pour l'organisme de réglementation, la structure institutionnelle, la capacité institutionnelle, la gouvernance, l'accès de tiers, l'efficacité du système, les outils et les processus réglementaires.

En outre, une liste d'indicateurs clés de performance et de données a été décrite pour un suivi complet de la performance réglementaire des États membres.

Chapitre 4 : Cadre d'évaluation des pratiques et des performances réglementaires dans la région COMESA

Ce Chapitre présente la méthodologie détaillée et un gabarit/modèle en format Excel pour la collecte annuelle de données, l'analyse et l'évaluation (à la fois qualitative et quantitative) des pratiques/performances réglementaires régionales en matière d'énergie dans les États membres du COMESA. En outre, un format de collecte de données en format Excel des ICP en matière de réglementation a également été abordé.

Chapitre 5 : ICP des services publics et cadre de suivi

Dans ce Chapitre, une liste d'indicateurs clés de performance (ICP) et de données a été proposée pour un suivi complet de la performance des services publics dans les États membres du COMESA. Il est également décrit le modèle en format Excel pour la collecte annuelle de données, l'analyse et l'évaluation des ICP des services publics.

Chapitre 6 : Stratégie et plan d'action pour la diffusion et la mise en œuvre du PRRE, des ICP en matière de réglementation et des ICP des services publics dans les États membres du COMESA

Ce Chapitre présente la stratégie et le plan d'action pour la diffusion et la mise en œuvre du PRRE, des ICP en matière de réglementation et des ICP des services publics dans les États membres du COMESA.

Chapitre 7 : Résumé et conclusion

Ce chapitre consiste en un résumé de l'ensemble du cadre et met en lumière les principaux résultats/conclusions des chapitres précédents.

2 Principes de réglementation régionaux et internationaux actuels du secteur de l'électricité

2.1 Introduction

Ce Chapitre aborde les meilleures pratiques internationales en matière de réglementation, notamment du point de vue de la promotion des marchés de gros de l'électricité au niveau régional, et examine également les pratiques actuelles en matière de réglementation du secteur de l'électricité au sein des États membres du COMESA afin de comprendre les lacunes du marché actuel de la réglementation du secteur de l'électricité par rapport à ces meilleures pratiques. Cette démarche jette les bases nécessaires à l'élaboration des principes régionaux de réglementation de l'électricité (PRRE), lesquels constituent l'objet de discussion du chapitre suivant.

2.2 Analyse des principes et pratiques régionaux et internationaux de réglementation de l'électricité

Nous avons analysé les meilleures pratiques internationales en matière de réglementation pertinentes pour le développement d'un marché régional du secteur de l'électricité. Notre résumé fait état des enseignements tirés des marchés de l'électricité suivants :

- Europe
- Royaume-Uni (RU)
- États-Unis

2.2.1 Europe

L'organisation et la réglementation du secteur de l'énergie en Europe sont le fruit d'un long processus de mise en œuvre avec pour seule ambition la création de **marchés régionaux concurrentiels pour le gaz et l'électricité**. Il s'agit pour les États membres de transcender les logiques nationales pour mettre en place une organisation cohérente transfrontalière. En 1996, cette dynamique a été initiée par l'adoption de la première directive européenne relative au marché intérieur de l'électricité, suivie peu de temps après par la directive correspondante relative au gaz. La législation européenne, telle que définie dans les Directives, a fait l'objet de réformes cycliques au cours des 30 dernières années dans le but de créer une **concurrence au sein des marchés de l'électricité et du gaz** et, à cette fin, de renforcer l'indépendance et l'autorité réglementaires, de dissocier les secteurs (en particulier les réseaux de production et d'approvisionnement) et de renforcer les dispositions relatives à l'accès de tiers.

Malgré le fait que le principe d'un marché intérieur unique de l'électricité a été établi dès le tout début, les premiers textes étaient beaucoup moins prescriptifs que ceux qui ont suivi. Les orientations réglementaires sont généralement soumises aux objectifs de la politique européenne en matière d'énergie, qui comprend trois dimensions : la concurrence, la sécurité de l'approvisionnement et le développement durable. Toutefois, l'importance de ces dimensions peut relativement varier en fonction du contexte.

Principes issus des premières directives européennes

Au moment de l'élaboration des premières directives européennes, plusieurs grands principes ont été mis en avant, tels que la garantie de la sécurité de l'approvisionnement, la garantie de la concurrence en

approvisionnement, la garantie de la réalisation des missions de service public et la garantie de la protection de l'environnement. En plus de l'amélioration générale de l'efficacité économique, la Commission européenne espérait que la création du marché intérieur de l'énergie aboutirait à une plus grande transparence. L'approche prônée par la Commission européenne comportait les aspects suivants :

- La nécessité pour les changements d'être progressifs pour permettre au secteur de s'adapter ;
- L'application du principe de subsidiarité : les États membres peuvent opter pour le système le mieux adapté à leur situation ;
- La nécessité d'éviter une réglementation excessive ;
- La promotion du dialogue avec les parties prenantes (consultations publiques, auditions, ateliers de consultation).

Pour ce qui est du contenu, les premières directives (96/92/CE relative à l'électricité et 98/30/CE relative au gaz) ont d'abord été axées sur l'adaptation des cadres nationaux à la concurrence, selon un modèle de marché encore flou. À cet effet, la priorité avait été donnée à la **restructuration des opérateurs titulaires, avec la création d'opérateurs de réseaux, tout d'abord par la séparation comptable, puis par la mise en place de sociétés indépendantes** (qui constituent aujourd'hui le modèle de gestion des réseaux de transport d'électricité et de gaz). Outre la **dissociation**, le déploiement d'un nouveau modèle de marché a impliqué plusieurs projets, notamment la définition des règles d'accès au réseau et la mise en place de mécanismes qui permettent de rapprocher l'offre et la demande.

Pour ce qui est des consommateurs, les directives de 1996 et 1998 préoyaient une ouverture progressive au marché. Les directives de 2003 ont imposé une ouverture totale au marché à compter du 1er juillet 2007.

Renforcement introduit par les séries de mesures législatives

Peu à peu, on a assisté à une évolution de cette approche vers une forte convergence des règles appliquées au niveau des États membres. Les directives de 2003 visaient avant tout à renforcer **l'indépendance des opérateurs de réseaux** et instituaient **l'obligation de créer des organismes de réglementation dans tous les États membres**. Les directives de 2003 ont également introduit l'objectif visant à permettre à tous les consommateurs de choisir leur fournisseur, quel que soit leur niveau de consommation, à compter du 1er juillet 2007.

Constatant les obstacles aux échanges transfrontaliers causés par les différences de règles appliquées au niveau national, la Commission européenne a adopté¹ le principe de codes de réseau européens, c'est-à-dire des **règles harmonisées** pour la gestion des systèmes d'électricité et de gaz afin de promouvoir ainsi leur intégration. La troisième série de mesures législatives², adoptée en 2009, a marqué une étape décisive dans la création du marché intérieur. Les textes adoptés ont d'abord institué la **dissociation de la propriété** comme modèle de référence pour la dissociation. Ce modèle interdit à toute entreprise ayant des structures de production ou d'approvisionnement dans le secteur de l'énergie d'avoir une participation majoritaire

¹ *Élaboré pour la première fois par l'Ofgm au Royaume-Uni en 1989 pour l'électricité, puis adopté par l'OFGAS en 1995 pour le gaz naturel.*

² *Directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, Directive 2009/73/CE du Parlement européen et du Conseil, du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel, Règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 relatif aux conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité, Règlement (CE) n° 715/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel et Règlement (CE) n° 713/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 instituant une Agence de coopération des régulateurs de l'énergie.*

dans un opérateur de réseau de transport. En revanche, son intervention en tant qu'actionnaire peut être tolérée s'il est prouvé que l'entreprise n'a pas la capacité d'influencer les choix de l'opérateur. Cependant, deux autres modèles ont été ajoutés : l'opérateur de réseau indépendant (ORI) et l'opérateur de système indépendant (OSI).

Dans le même temps, des marchés de gros ont été créés, souvent à l'initiative des opérateurs de réseaux de transport, qui offraient une interface entre le réseau (la partie physique des transactions) et la sphère contractuelle, exploitée de manière bilatérale par des courtiers ou des bourses. C'est ainsi que sont nés les échanges d'électricité et de gaz, qui sont désormais au cœur des modèles de marché mis en œuvre (couplage des marchés dans le secteur de l'électricité, modèle de réseau nodal dans le secteur du gaz).

Le principe était de faire disparaître les obstacles aux échanges transfrontaliers d'énergie par l'élaboration et la mise en œuvre de codes et de lignes directrices (sous forme de règlements) pour les réseaux européens.

La réglementation la plus récente en Europe

La directive (UE) 2019/944 concerne les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité. Elle révisé et remplace la directive 2009/72/UE et définit les règles relatives à la production, au transport, à la distribution, à l'approvisionnement et au stockage de l'électricité. Elle traite également des aspects liés à la protection des consommateurs afin de créer des marchés de l'électricité intégrés, concurrentiels, orientés vers le consommateur, flexibles, équitables et transparents dans l'Union européenne (UE). La directive est entrée en vigueur depuis le 1er janvier 2021.

La directive comporte donc des règles pour les marchés de détail de l'électricité, tandis que le Règlement (UE) 2019/943, adopté en même temps, comprend principalement des règles pour le marché de gros et le fonctionnement du réseau. Elle est entrée en vigueur depuis le 1er janvier 2020.

Le règlement et la directive sont tous deux pertinents pour les principes de bonne réglementation applicables en Europe. Si la directive se concentre largement sur les droits des consommateurs au sein du marché de détail, ce qui implique fondamentalement un marché plutôt mature caractérisé par la concurrence et un niveau de technologie sophistiqué, elle aborde néanmoins des aspects importants pour le marché de gros : l'accès aux données, les obligations et l'indépendance des opérateurs de systèmes de distribution et de transport, ainsi que des organismes de réglementation du secteur de l'énergie.

La Directive définit les règles applicables au marché de gros, dont les plus importantes sont les suivantes :

- Les organismes de réglementation de l'énergie nationaux doivent coopérer avec les organismes de réglementation régionaux voisins pour assurer le bon fonctionnement des échanges transfrontaliers. Ils doivent également contrôler les centres d'opérations régionaux ;
- Accès non discriminatoire aux données des systèmes de comptage intelligents conformes aux règles de protection des données ;
- Les opérateurs du système de distribution (OSD) doivent être indépendants (s'ils font partie d'une entreprise verticalement intégrée), sont responsables de la capacité à long terme du réseau, et doivent répondre aux demandes en matière de distribution d'électricité (y compris l'intégration de nouvelles installations de production d'énergie renouvelable). Ils doivent fonctionner de manière transparente, en fournissant les informations nécessaires pour permettre aux utilisateurs du réseau d'y accéder efficacement et en rendant publics les plans de développement des investissements pour les cinq à dix prochaines années. Les responsables de la conformité doivent être nommés et rendre compte

directement au conseil d'administration et à l'organisme de réglementation, et un plan de conformité doit être approuvé par l'organisme de réglementation.

- Les opérateurs du système de transport (OST), comme les distributeurs, ne sont généralement pas autorisés à disposer ou à exploiter des installations de stockage. En outre, comme tout OST, ils doivent assurer le fonctionnement du réseau (en maintenant l'équilibre entre l'offre et la demande) et doivent garantir la capacité à long terme du réseau en étroite collaboration avec les OSD et OST voisins.

En revanche, le Règlement 2019/943 est utile dans le cadre de l'examen des aspects d'un marché de gros efficace, car il garantit un marché efficace, concurrentiel et non faussé. Il soutient également la **décarbonisation du secteur et la suppression des obstacles au commerce transfrontalier de l'électricité**. Le règlement énonce plusieurs principes selon lesquels les marchés de l'électricité devraient fonctionner :

- La promotion de la libre fixation des prix et l'absence de mesures entravant la fixation des prix sur la base de l'offre et de la demande ;
- La facilitation du développement d'une production plus flexible, d'une production à faible émission de carbone et d'une demande plus flexible ;
- L'autonomisation des consommateurs comme acteurs du marché de l'énergie et de la transition énergétique ;
- La possibilité de décarboniser le système d'approvisionnement en électricité, notamment en favorisant l'intégration de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelable et en proposant des mesures incitatives en faveur de l'efficacité énergétique ;
- La mise en place de mesures incitatives pour l'investissement dans la production, en particulier l'investissement à long terme dans un système d'approvisionnement en électricité durable et à faible émission de carbone ;
- La facilitation de la suppression progressive des obstacles aux flux transfrontaliers d'électricité entre les zones d'instincts (*bidding zones*) ou les pays de l'UE et aux transactions transfrontalières sur les marchés de l'électricité et des services connexes ;
- La possibilité de développer des projets de démonstration de technologies au profit de technologies ou de réseaux d'énergies renouvelables durables, sûres et à faible émission de carbone, à mettre en œuvre et à exploiter dans l'intérêt du public.

Le Règlement stipule, qu'en ce qui concerne la gestion des capacités et l'accès au réseau, les pays de l'UE doivent prendre des mesures appropriées pour remédier à la congestion et, par conséquent, les « zones distinctes – *bidding zones* » doivent être définies de manière à garantir la liquidité du marché, une gestion efficace de la congestion et l'efficacité globale du marché.

2.2.2 Royaume-Uni (RU)

Le marché britannique de l'électricité et du gaz est ouvert à la concurrence depuis 1990. La Loi sur l'électricité (1989) a profondément modifié l'organisation et le fonctionnement du secteur de l'électricité à travers l'**introduction de la concurrence et de la privatisation des entreprises en place**. Cette importante

restructuration s'est concrétisée par une politique de désintégration verticale et de déconcentration horizontale :

- Suppression des monopoles de production et de vente d'énergie ;
- **Dissociation verticale** des activités concurrentielles par rapport aux liens monopolistiques³ ;
- Éligibilité universelle des consommateurs (échelonnée sur 8 ans de 1990 à 1998⁴) et accès réglementé de tiers aux réseaux ;
- Désintégration verticale complète des trois opérateurs de réseaux de transport de la GB ;
- Création d'un marché de gros de l'énergie organisé (obligatoire pour toutes les centrales électriques dont la puissance excède 50 MW) en Angleterre et au Pays de Galles, avec un marché bilatéral en Écosse⁵ ; et
- Supervision du secteur par un **organisme de réglementation indépendant**.

En 2000, un vaste projet de réforme a abouti à la loi dite « Loi sur les services » (2000). Celle-ci a réformé le « Pool » en faveur d'une série de marchés bilatéraux non obligatoires (à court, à moyen et à long terme) et d'un mécanisme centralisé de règlement des différends (visant à assurer la stabilité et la sécurité du réseau). Les nouvelles règles d'enchères et le processus de détermination des prix ont été conçus pour réduire le risque de manipulation par les opérateurs dominants du pool. Ces « New Electricity Trading Arrangements » (NETA), en français « Nouvelles règles de négoce de l'électricité », sont entrés en vigueur en 2001 et sont devenus les « BETTA » (British Electricity Trading Transmission Arrangements) en 2005, en français « Règles britanniques de commerce et de transport de l'électricité ».

La Loi sur les services publics (2000) a également conduit à la séparation de l'approvisionnement et de la distribution, et a été suivie par les lois sur l'énergie relatives à la promotion des énergies renouvelables et à l'**unification du marché de gros** (2004, 2008, 2010 et 2011). La plupart des transactions sur le marché de l'électricité se font désormais de gré à gré (OTC) et le reste sur des bourses de l'électricité, gérées par N2EX, EpeX Spot et l'Intercontinental Exchange (ICE).

La Loi sur l'électricité a imposé à la National Grid Company (NGC) l'obligation de développer, de maintenir et de faire fonctionner le réseau de transport d'une manière efficace, coordonnée et économe, et de promouvoir la concurrence dans la production d'électricité en Angleterre et au Pays de Galles. La NGC doit fournir un **accès non discriminatoire à des prix réglementés**.

Les marchés de gros et de détail sont entièrement ouverts à la concurrence.

Le **Bureau des marchés du gaz et de l'électricité** (Ofgem) est l'organisme de réglementation tarifaire indépendant chargé de réglementer le secteur de l'électricité et du gaz.

Les pouvoirs et les fonctions de l'Ofgem sont largement définis dans la législation britannique (comme la Loi sur le gaz (1986), la Loi sur l'électricité (1989), la Loi sur les services publics (2000), la Loi sur la

³ Il va sans dire que, pour le marché de l'Angleterre et du Pays de Galles ; le gouvernement a privatisé les deux sociétés écossaises sur une base verticalement intégrée par nécessité, car la plus petite des deux, Scottish Hydro-Electric plc, avait besoin d'une subvention croisée interne entre ses centrales hydroélectriques à faible coût et ses réseaux de transport et de distribution à des coûts élevés. À la date de la privatisation, l'activité de production a versé 19 millions de livres sterling pour Transport et 40 millions de livres sterling pour Distribution. Le mécanisme des « avantages hydroélectriques » a été modifié il y a plus de dix ans et remplacé par un mécanisme de subvention à l'échelle de la Grande-Bretagne.

⁴ En 1990 : 1 MW et plus ; en 1994, 100 kW et plus ; libéralisation totale en 1998

⁵ En 1998, les deux marchés ont été couplés pour former un seul marché commercial à l'échelle de la Grande-Bretagne.

concurrence (1998), la Loi sur les entreprises (2002) et la Loi sur l'énergie (2004, 2008 et 2010)), ainsi que dans la législation européenne. Les obligations et les fonctions relatives au gaz sont définies dans la Loi sur le gaz et celles relatives à l'électricité dans la Loi sur l'électricité.

L'Ofgem veille à ce que les marchés du gaz et de l'électricité fonctionnent dans **l'intérêt des consommateurs** : elle sanctionne les abus de position dominante et de cartels et s'assure que les acteurs du marché remplissent les conditions de leur licence d'exploitation. Son premier devoir est de protéger les intérêts des consommateurs actuels et futurs, si possible en favorisant la concurrence, aussi bien pour le gaz acheminé par les gazoducs que pour l'électricité acheminée par les réseaux de distribution ou de transport. Les intérêts des consommateurs se définissent comme l'ensemble de leurs intérêts, y compris leur intérêt pour la réduction des gaz à effet de serre et la sécurité lors de l'approvisionnement en gaz et en électricité.

Le ministère de l'Énergie est le ministère en charge des entreprises, de l'énergie et de la stratégie sectorielle (BEIS). Il est responsable de la politique énergétique à long terme du Royaume-Uni, y compris des énergies renouvelables. Une de ses tâches consiste à fixer des objectifs pour les marchés britanniques de l'électricité, sans toutefois les soumettre à une réglementation ni gérer la production quotidienne d'électricité. En effet, les marchés britanniques se caractérisent même par le fait que l'organisme de réglementation ne *régule* pas les marchés commerciaux ou la production, à l'exception de l'octroi de licences de production et du suivi de tout comportement anticoncurrentiel, qui est alors porté devant l'autorité de la concurrence, ou de tout manque de liquidités sur les marchés commerciaux. Ce dernier rôle de surveillance de la liquidité des marchés d'échange est à l'origine des réformes continues des accords d'échange décrites ci-dessus. Le gouvernement et l'organisme de réglementation britanniques ont toujours appliqué le précepte selon lequel la réglementation est un substitut à la concurrence. Étant donné que le marché britannique est pleinement concurrentiel, et qu'il a été conçu pour l'être à l'origine, un contrôle réglementaire direct n'est pas nécessaire.

2.2.3 États-Unis

La Federal Energy Regulatory Commission (FERC) est un **organisme américain indépendant chargé de la réglementation du transport interétatique et de la vente en gros d'électricité**, du transport interétatique et de la vente en gros de gaz, du transport interétatique de pétrole par oléoducs, examine les propositions de construction de gazoducs interétatiques, les projets de stockage de gaz naturel, les terminaux de gaz naturel liquéfié (GNL) et approuve l'approbation des projets hydroélectriques non fédéraux.

Cadre juridique favorable : Les pouvoirs et attributions de la FERC lui sont conférés par le Congrès et sont décrits dans de nombreuses lois, notamment la Federal Power Act, la Public Utility Regulatory Policies Act, la Natural Gas Act et l'Interstate Commerce Act.

Principaux fonctions et pouvoirs : Le mandat réglementaire de la FERC dans le domaine de l'électricité couvre le transport interétatique et la vente en gros d'électricité. S'agissant de son objectif transversal, la FERC se doit d'exercer les fonctions et attributions qui lui sont conférées pour garantir aux consommateurs l'accès à une énergie économiquement efficace, sûre, fiable et sécurisée. Les principales attributions réglementaires de la FERC dans le domaine de l'électricité sont, entre autres, les suivantes :

- Réguler le transport et les ventes en gros d'électricité dans le commerce interétatique ;
- Examiner certaines opérations de fusion et d'acquisition et transactions commerciales par des compagnies d'électricité ;

- Examiner les demandes de projets de transport d'électricité dans des circonstances définies ;
- Délivrer des permis pour les projets hydroélectriques privés, municipaux et d'État et les inspecter ;
- Protéger la fiabilité du réseau de transport inter-États à haute tension au moyen de normes de fiabilité obligatoires ;
- Contrôler et analyser les marchés de l'énergie ;
- Appliquer les exigences réglementaires de la FERC par l'imposition de sanctions civiles et par d'autres moyens ;
- Appliquer les réglementations en matière de comptabilité et d'information financière et gérer la conduite des entreprises réglementées.

Principaux instruments de réglementation et d'application : Les principaux instruments réglementaires dont dispose la FERC pour s'acquitter de ses attributions sont les décisions prises à l'échelle du secteur (c'est-à-dire par l'adoption de nouvelles lois, réglementations ou directives) et les ordonnances spécifiques aux parties. Même si, de manière générale, la FERC a vocation à encourager le respect de ces lois, règles et directives, elle dispose également d'une série de solides instruments pour les faire appliquer en cas de détection d'une forme de fraude ou de manipulation du marché, d'un comportement anticoncurrentiel, d'une violation grave des normes de fiabilité de l'électricité ou d'un comportement qui constitue une menace pour la transparence des marchés réglementés. Au nombre des instruments d'application figurent l'imposition d'engagements de conformité, le reversement (remboursement) des profits injustes tirés des violations et les sanctions civiles.

Cadre de gouvernance/ organisationnel : La structure organisationnelle de la FERC est chapeautée par une commission nommée par le président des États-Unis avec l'accord du Sénat pour un mandat d'une durée maximale de cinq ans. Cette commission comprend au plus cinq commissaires et coordonne le travail de douze bureaux chargés de l'exécution quotidienne des attributions et des tâches de la FERC.

Il s'agit de l'une des meilleures pratiques servant à disposer d'un organisme de réglementation indépendant chargé de réglementer et de contrôler le transport interétatique et la vente en gros d'électricité.

2.2.4 Synthèse des meilleures pratiques

À la lumière de l'examen des pratiques adoptées dans les pays développés dans le monde et compte tenu du contexte régional actuel, ci-après est la synthèse des meilleures pratiques :

- L'Europe a pour pratique courante d'avoir des organismes de réglementation indépendants dans tous les États membres.
- **Une approche graduelle pour la dissociation du secteur** a été adoptée sur le marché européen, en commençant par la séparation comptable, puis en passant à des degrés plus élevés de dissociation et, à la fin, au niveau de la dissociation des structures de propriété.
- La Commission européenne a adopté le principe des codes de réseau européens, c'est-à-dire des **règles harmonisées** pour l'exploitation des systèmes d'électricité et de gaz pour promouvoir l'intégration au niveau régional.
- Les marchés européens encouragent l'instauration de mesures incitatives en faveur de l'investissement dans la production, en particulier l'investissement à long terme dans un système d'alimentation électrique viable et à faible émission de carbone.

- Le Royaume-Uni a mis en place un bureau des marchés du gaz et de l'électricité (**Ofgem**) en tant qu'**organisme indépendant de régulation tarifaire** chargé de réguler le secteur de l'électricité et du gaz.
- Le Royaume-Uni a mis en place un système d'**accès réglementé de tiers** au réseau.
- Le Royaume-Uni a également adopté le modèle de dissociation verticale.
- Création d'un marché de gros organisé de l'énergie (rendu obligatoire pour toutes les centrales électriques de plus de 50 MW) en Angleterre et au Pays de Galles, avec un marché bilatéral en Écosse.
- Les États-Unis ont créé la Federal Energy Regulatory Commission (FERC), **organisme indépendant qui réglemente le transport interétatique et la vente en gros de l'électricité**.

2.3 Pratiques actuelles en matière de réglementation de l'électricité dans les États membres du COMESA

Sur les 13 pays couverts sans notre étude, seuls sept disposent d'organismes de réglementation indépendants opérationnels, à savoir : *Burundi, Egypte, Ethiopie, Kenya, Rwanda, Soudan et Ouganda*. Les six autres pays - Djibouti, Érythrée, Libye, Somalie, Sud-Soudan et Tunisie – n'ont pas d'organisme de réglementation ou leur organisme de réglementation n'est pas encore opérationnel. Le ministère en charge de l'énergie dans ces pays joue de facto le rôle d'organisme de réglementation du secteur de l'électricité.

Les pays dotés d'organismes de réglementation indépendants disposent également d'un cadre juridique et réglementaire bien défini régissant le secteur de l'électricité.

On assiste à d'importants écarts quant au degré d'indépendance des organismes de régulation. Dans certains pays, les organismes de réglementation n'ont toujours pas d'indépendance fonctionnelle – l'approbation de toutes les décisions importantes relevant des compétences du ministère. C'est le cas du Burundi, de l'Éthiopie et du Soudan. La même variation se fait voir quant au mode de financement des organismes de réglementation, à tel point que certains de ces organismes sont entièrement financés par l'État alors que d'autres sont financés au moyen des droits de licence perçus dans le secteur.

La Somalie et le Sud-Soudan, eux aussi, sont en train de faire un pas vers la mise en place des organismes de réglementation indépendants. Récemment, la Somalie s'est dotée d'une Autorité nationale de l'électricité (NEA), mais cette dernière n'est pas encore opérationnelle. Au Sud-Soudan, un projet de loi a été proposé pour la mise en place d'un organisme de régulation.

Ci-après sont les principales observations relatives à la structure du marché des États membres :

- Comptes entièrement séparés : Égypte, Soudan, Ouganda
- Comptes partiellement séparés : Éthiopie, Kenya. Les comptes de KENGEN et de KETRACO sont entièrement séparés ; toutefois, KPLC exerce à la fois des activités de transport et de distribution. Dans le cas de l'Éthiopie, Ethiopian Electric Power (EEP) réalise à la fois des activités de production et de transport (> 66 kV). Ethiopian Electric Utility (EEU) gère la distribution de l'énergie électrique et l'exploitation des lignes de transport d'énergie de ≤66 kV au sein du réseau électrique national.
- Comptes non séparés : Burundi, Djibouti, Érythrée, Libye, Rwanda et Tunisie
- Réseaux isolés, opérateurs privés : Somalie, Sud-Soudan

Force est de constater que le degré de dissociation varie d'un État membre à l'autre. En Égypte, au Kenya, au Soudan et en Ouganda, on assiste à la séparation comptable complète entre les activités de production, de transport et de distribution. Le Burundi, Djibouti, l'Érythrée, la Libye, le Rwanda et la Tunisie disposent des services publics verticalement intégrés qui assurent la production, le transport et la distribution de l'électricité.

2.4 Similitudes et différences entre les pratiques réglementaires actuelles dans la région COMESA et comparaison avec les meilleures pratiques internationales

Les 13 pays couverts dans notre étude diffèrent considérablement de par leur superficie et leur géographie. Cela est à l'origine d'un impact significatif sur les ressources - énergétiques et humaines - dont disposent les gouvernements, ainsi que sur la taille et la structure optimales de leurs différents systèmes électriques.

Parmi ces pays, certains font apparaître des disparités considérables entre eux en termes de développement du secteur de l'électricité. L'Égypte, le Kenya et l'Ouganda peuvent être considérés comme étant dans le peloton de tête des pays de la région (voire du continent) au chapitre de la mise en œuvre de la réforme et de la réglementation du secteur de l'électricité, tandis que d'autres, comme la Somalie et le Sud-Soudan, ne font que les premiers pas sur la voie de la réforme.

Deux de tous ces pays, à savoir la Somalie et le Sud-Soudan - ne sont pas encore dotés de réseau national intégré, ce qui rend difficile l'interconnexion avec d'autres États de la région. Ces États sont gérés par des systèmes de distribution privés isolés.

Les pays dotés d'organismes de réglementation indépendants, à savoir le *Burundi, l'Égypte, l'Éthiopie, le Kenya, le Rwanda, le Soudan et l'Ouganda*, disposent également d'un cadre juridique et réglementaire bien défini régissant le secteur de l'électricité. Dans certains pays, toutefois, les organismes de réglementation ne jouissent pas d'une totale indépendance réglementaire, l'approbation des décisions importantes relevant des compétences du ministère. C'est le cas du Burundi, de l'Éthiopie et du Soudan. La même variation se fait voir quant au mode de financement des organismes de réglementation, à tel point que certains de ces organismes sont entièrement financés par l'État alors que d'autres sont financés au moyen des droits de licence perçus dans le secteur.

Les six autres pays - Djibouti, Érythrée, Libye, Somalie, Sud-Soudan et Tunisie – ne se sont pas encore dotés d'organismes de réglementation ou leurs organismes de réglementation ne sont pas encore opérationnels. Le ministère en charge de l'énergie dans ces pays joue, de facto, le rôle d'organisme de réglementation du secteur de l'électricité.

Le département concerné du ministère de l'Énergie assume les fonctions de régulation, ce qui ne permet pas de laisser aux organismes de réglementation une marge de manœuvre suffisante pour l'exercice des pouvoirs réglementaires, car ces organismes ne sont pas indépendants.

Aussi le design de la structure du secteur de l'électricité varie-t-il d'un pays à l'autre. Et il en va de même pour les degrés de dissociation. On observe la dissociation totale en Égypte, au Kenya, au Soudan et en Ouganda. Certains pays n'ont pas encore mis en place des cadres bien définis pour les accords avec des tiers, même si l'accès de tiers au réseau est autorisé par le principal texte législatif. De même, il existe des États membres qui ne disposent pas de documents relatifs au code de réseau, ce qui est le cas pour le Burundi, Djibouti, l'Érythrée, la Libye, la Somalie, le Sud-Soudan et la Tunisie. Il est essentiel de disposer d'un code de réseau et d'un cadre d'accès de tiers au réseau (ATR) bien défini pour fixer les règles de base

permettant d'assurer un environnement holistique de marché de gros de l'énergie. On peut faire figurer la Somalie et le Sud-Soudan au rang des exceptions, car l'exploitation dans ces pays se fait principalement par des réseaux isolés indépendants et ces pays ne disposent toujours pas de réseau national interconnecté.

La transparence réglementaire demeure aujourd'hui un point faible dans ces pays, voire même sur tout le continent africain. Les sites web qui y sont consacrés n'existent pas partout et, dans les pays où ils existent, ils sont souvent sous-utilisés. L'une des caractéristiques détaillées du cadre réglementaire régional harmonisé de l'ESREM consistait à rendre publiques toutes les décisions du conseil d'administration (à l'exception de toutes les données représentant un caractère de confidentialité véritablement commerciale). Il s'agit d'un élément essentiel permettant de renforcer la confiance des investisseurs et de démontrer que les bonnes pratiques de réglementation ne sont pas seulement inscrites dans les lois et les règlements, mais qu'elles sont appliquées dans la pratique.

2.5 Lacunes dans les pratiques de réglementation actuelles en matière d'électricité dans la région COMESA

L'examen des pratiques actuelles en matière de réglementation de l'électricité fait apparaître les principales lacunes suivantes :

- Structure du secteur (design du marché) - concentration du marché, modèle à acheteur unique, absence de séparation comptable entre les activités de production, de transport et de distribution et dissociation partielle dans la plupart des États membres.
- Indépendance limitée en matière de réglementation, exception faite d l'Égypte, du Kenya, du Rwanda et de l'Ouganda ;
- Absence de procédure de recours en matière de réglementation dans la plupart des pays ;
- Absence de diffusion d'informations au sujet d'une grande partie du cadre réglementaire détaillé communiqué au public dans certains États membres tels que l'Érythrée, la Libye, le Soudan et le Sud-Soudan ;
- Absence de cadres bien définis pour l'accès de tiers et de règles correspondantes ;
- Absence de documents sur les codes de réseau dans des pays tels que le Burundi, Djibouti, l'Érythrée, la Libye, la Somalie, le Sud-Soudan et la Tunisie ;
- Cadres incomplets, en particulier au niveau du transport et de l'interconnexion ;
- Absence de bonnes pratiques de consultation, de caractère complet des informations et de la transparence réglementaires.

2.6 Conclusion

Le commerce régional et continental de l'électricité entre États est tributaire de la qualité des infrastructures et d'un environnement réglementaire favorable. La différence dans les régimes commerciaux, dans les lois et dans les structures de marché et un niveau élevé de contrôle et d'influence politiques contribuent à l'augmentation de la prime de risque pour les investisseurs. Un investisseur dans les infrastructures énergétiques sait que plus les risques encourus dans un pays quelconque sont élevés, plus le rendement de ses investissements doit être élevé, ce qui se répercute sur les prix de l'énergie. Lorsque la personne

juridiquement habilitée à prendre des décisions ayant un impact sur l'investissement et le rendement est perçue comme étant impartiale par rapport au gouvernement et aux opérateurs sectoriels existants et qu'elle est tenue par la loi de se fonder ses décisions sur des faits, cela réduit considérablement le risque perçu pour l'investissement. Comme indiqué précédemment, c'est en garantissant une transparence et une communication totales des décisions réglementaires (et en préparant les décisions par le biais de processus consultatifs) que les bonnes pratiques peuvent être perçues comme étant impartiales.

Par conséquent, une impérieuse nécessité ordonne d'harmoniser les cadres réglementaires entre les États membres en tant que préalable pour développer davantage le marché et attirer les investissements. **Cela rapprochera également les États un peu plus de l'agenda du marché unique de l'électricité en Afrique (AfSEM) et contribuera à l'alignement des cadres réglementaires au niveau continental.**

3 Principes régionaux de régulation de l'électricité et indicateurs clés de performance recommandés pour la région COMESA

3.1 Introduction

En réponse aux obstacles au commerce transfrontalier causés par les différences entre les règles appliquées au niveau national, il est proposé des principes régionaux harmonisés en matière de réglementation du secteur de l'électricité (PRRE). Un **ensemble uniforme de principes de réglementation** est essentiel pour orienter les États membres vers la création d'un **environnement réglementaire cohérent** sur une grande partie du continent ; et ce processus contribuera, à son tour, à assurer aux titulaires de licence dans les secteurs tant public que privé la **sécurité réglementaire** améliorée et à renforcer la capacité des États à attirer des capitaux du secteur privé.

Les PRRE ont été finalisés en consultation avec les parties prenantes. Ces principes ont été examinés lors d'un atelier consultatif tenu au Caire les 13 et 14 mai 2024 et finalisés par la suite lors d'un atelier de validation tenu à Kigali les 30 et 31 juillet 2024. Il a été procédé à des missions sur le terrain dans les **cinq pays sélectionnés** - Égypte, Éthiopie, Rwanda, Tunisie et Ouganda - et les commentaires recueillis ont été intégrés dans ces principes.

3.2 Principaux domaines identifiés devant être intégrés dans les PRRE pour la région COMESA

La rigueur, l'indépendance, la non-discrimination, la transparence et l'efficacité en matière réglementaire sont les valeurs fondamentales d'un solide cadre réglementaire. Plusieurs éléments entrent dans l'édification de ces valeurs, ayant trait aux structures réglementaires, à la capacité institutionnelle, à la gouvernance, aux champs d'application de la réglementation, aux règles, aux processus et aux normes.

La structure d'un solide cadre réglementaire qui peut être considérée comme cadre type est décrite dans le tableau ci-dessous.

Tableau 1: Mise en place d'un solide cadre réglementaire

N°	Éléments constitutifs	Élément	Importance
1	<i>Capacité de réglementation</i>	1.1 Organisme de réglementation constitué en tant qu'entité juridique autonome bien définie	Permettre l'existence d'une entité juridique distincte, ce qui favorise la stabilité et l'indépendance organisationnelles.
		1.2 Organisme de réglementation bien géré et indépendant	Garantir une gestion favorisant un contrôle et une supervision adéquats. L'indépendance est le gage que le mécanisme de gestion ne peut être affecté par des conflits d'intérêts.
		1.3 Existence d'une séparation des rôles entre le conseil d'administration et la direction de l'organisme de réglementation	Permettre au conseil d'administration d'être en mesure d'assurer un contrôle et une supervision efficaces de la direction de l'organisme de réglementation.
		1.4 Recours possible contre les décisions réglementaires	Fournir un mécanisme permettant aux parties lésées de faire recours contre la décision de l'organisme de réglementation.
		1.5 Capacité de l'organisme de réglementation à générer des revenus de manière viable et autonome	L'organisme de réglementation a, autant que possible, besoin d'être autonome en termes de revenus et ainsi de réduire au minimum sa dépendance à l'égard du financement public. Ceci est également essentiel pour assurer la viabilité à long terme des opérations de réglementation.
		1.6 Revenus perçus par l'organisme de réglementation suffisantes à couvrir les dépenses	Une réglementation efficace exige des dépenses consacrées aux ressources liées au personnel, à l'expertise professionnelle, aux infrastructures, aux systèmes informatiques, aux outils, etc. Lorsque les revenus suffisent pour couvrir ces dépenses, la dépendance de l'organisme de réglementation à l'égard du financement public se réduit au minimum, ce qui renforce son indépendance.
		1.7 Organisme de réglementation disposant d'un personnel	Les fonctions de réglementation ont, entre autres, trait aux

N°	Éléments constitutifs	Élément	Importance
		suffisant lui permettant de s'acquitter de ses fonctions	aspects juridiques, techniques, commerciaux, financiers, administratifs et technologiques. Ceci nécessite des ressources humaines dotées de connaissances spécialisées, de compétences fonctionnelles et de traits de comportement pertinents. Les effectifs en personnel suffisants sont nécessaires pour garantir l'accomplissement efficace des tâches de réglementation.
2	Pouvoirs de réglementation	<p>2.1 Autorisation des seuls opérateurs agréés dans les différents sous-secteurs de l'électricité</p> <p><i>Par « sous-secteurs », on entend la production, le transport, l'importation, l'exportation, le commerce, la distribution, la fourniture au détail.</i></p> <p>2.2 Existence d'un cadre réglementaire en matière d'octroi de licences qui est défini de manière complète</p> <p><i>Par « de manière complète », on entend le fait de couvrir les procédures de demande et d'octroi de licences, les facteurs de prise de décisions, les exigences en matière de soumission de renseignements, les droits de licence, la forme de la licence, les droits et obligations du titulaire de licence, le respect des normes de conformité technique et de performance, les exigences en matière de signalement d'informations, etc.</i></p> <p>2.3 Approbations règlementaires requises pour les droits perçus pour les services visés par une obligation de licence fournis dans tous les sous-secteurs de l'électricité</p>	<p>L'octroi de licences fournit un cadre réglementaire pour les activités liées à l'électricité. Il garantit la fiabilité, la qualité et la sécurité de l'approvisionnement en électricité par les opérateurs du secteur de l'électricité.</p> <p>Un cadre complet d'octroi de licences garantit la rigueur du processus d'octroi de licences et permet de veiller au respect par les titulaires de licences des conditions d'octroi de licence.</p> <p>Permettre de s'assurer que les tarifs des services fournis reflètent les coûts, ne sont pas discriminatoires et favorisent les investissements à long terme dans le secteur de l'électricité.</p>

N°	Éléments constitutifs	Élément	Importance
3	Opérations du système et accès au système basés sur des règles	<p>3.1 Existence d'un code de réseau</p> <p><i>Le code de réseau s'entend d'un document (ou un ensemble de documents) qui définit sur le plan juridique les exigences techniques et autres pour la connexion à un système électrique et l'utilisation de ce dernier d'une manière qui garantira un fonctionnement fiable, efficace et sûr.</i></p>	<p>Un système électrique exige de l'opérateur du système et de tous les utilisateurs du système qu'ils fonctionnent selon des règles et procédures établies, respectent les normes techniques et travaillent en étroite coordination les uns avec les autres. Le(les) document(s) du code de réseau codifient ces aspects pour en garantir le respect.</p>
		<p>3.2 Code de réseau complet</p> <p><i>Par « complet », on entend le fait de couvrir la programmation et l'équilibrage des flux d'électricité, la planification de pannes, la sécurité du réseau, les critères de connexion, le comptage, obligations de partage de données et de communication d'informations, la cyber-sécurité, la planification à long terme, les normes de performance, les sanctions.</i></p>	<p>Un code de réseau complet garantit la rigueur dans le respect des exigences et impose le respect de celles-ci par l'opérateur du réseau et les utilisateurs du réseau.</p>
		<p>3.3 Solide gestion du code de réseau</p> <p><i>On parle de solide code de réseau lorsqu'il existe un organe indépendant en charge de la prise de décisions clés et que tous les utilisateurs du réseau y sont représentés.</i></p>	<p>Les utilisateurs du réseau et l'opérateur du réseau peuvent être en conflit en ce qui concerne leurs performances respectives. Raison pour laquelle il importe de disposer d'un solide mécanisme de gestion indépendant qui tienne compte des intérêts de tous les utilisateurs du réseau.</p>
		<p>3.4 Solide processus de révision du code de réseau</p> <p><i>Par « solide processus de révision », on entend le fait que tout utilisateur du système a le droit de proposer une révision et que la décision de procéder à la révision appartient à un organe indépendant (composé de représentants de tous les utilisateurs du système).</i></p>	<p>Le code de réseau s'apparentant à un sacro-saint document, tout processus de révision du code doit être empreint de rigueur.</p>

N°	Éléments constitutifs	Élément	Importance
4	<i>Transparence - Visibilité claire de la chaîne de valeur de l'électricité</i>	4.1 Compréhension claire, chez les utilisateurs du système, de la structure des coûts de la chaîne de valeur de l'électricité	Une compréhension claire des coûts impliqués dans la production, l'achat, le transport, la distribution et la vente d'électricité permet aux opérateurs et aux investisseurs de prendre des décisions à court et à long terme.
5	<i>Accès de tiers</i>	5.1 Autorisation de l'accès de tiers au réseau (ATR) par le principal texte législatif <i>Par « principal texte législatif », on entend l'instrument juridique (loi sur l'énergie, loi sur l'électricité ou son équivalent) qui définit le cadre juridique principal du secteur de l'électricité dans le pays.</i>	Permettre l'accès de tiers au réseau (ATR) constitue la première étape vers l'introduction de la concurrence dans le secteur de l'électricité.
		5.2 Marché de gros de l'électricité compétitif	Garantir une recherche efficace des prix de l'électricité de gros, qui constitue près de 80 à 90 % du coût total lié à la fourniture d'électricité aux consommateurs finaux.
		5.3 Participation active du pays dans les échanges d'électricité avec d'autres pays	Il s'agit d'un indicateur tangible qui démontre le résultat des mesures prises par un pays pour donner accès à ses marchés et commercer avec d'autres pays.
6	<i>Égalité des conditions de concurrence</i>	6.1 Tarifification transparente et non discriminatoire pour l'accès de tiers (ATR)	Permettre de s'assurer que les producteurs non étatiques (privés, qu'ils soient situés à l'intérieur ou à l'extérieur du pays) ne soient pas victimes de discrimination.
		6.2 Indépendance de l'opérateur du système - aucun des utilisateurs du système n'a de participation majoritaire dans l'opérateur du système <i>Par « participation majoritaire », on entend le pouvoir d'une entité de garder entre ses mains la direction d'une autre entité, de par la possession d'actions ou de droits de vote, des</i>	Ceci permet d'éviter tout conflit d'intérêts entre l'opérateur du système et l'un des utilisateurs du système.

N°	Éléments constitutifs	Élément	Importance
		<i>partenariats, des accords, etc.</i>	
7	Efficacité du système concernant l'accès de tiers	<p>7.1 Réflexivité des coûts dans la tarification de l'accès de tiers (ATR)</p> <p>7.2 Autorisation, en temps utile, de l'accès de tiers pour les raccordements non complexes <i>Par « raccordements non complexes », on entend tout raccordement qui n'exige pas la réalisation des études détaillées. Par voie de conséquence, les connexions complexes sont celles qui sont distantes du réseau ou pour lesquelles la construction d'une installation d'interconnexion sophistiquée à haute tension est requise.</i></p>	<p>Les tarifs d'accès de tiers au réseau devraient garantir le recouvrement des coûts pour le fournisseur de services réseau, mais ne devraient pas en même temps être prohibitifs de peur d'empêcher l'utilisation du système par des tiers.</p> <p>Les délais d'accès de tiers doivent être clairement imposés et être raisonnables pour garantir que l'accès est accordé en temps opportun et sans aucune entrave.</p>
8	Droits des consommateurs clairement établis	<p>8.1 Droit des consommateurs d'être approvisionnés en électricité par des systèmes connectés au réseau ou hors réseau</p> <p>8.2 Existence d'un cadre bien défini permettant aux consommateurs de se connecter à un système d'approvisionnement en électricité. <i>Par « cadre bien défini », on entend le fait que les délais pour fournir une nouvelle connexion sont spécifiés et que la forme du contrat est définie et approuvée par l'organisme de réglementation.</i></p>	<p>Protéger le droit des consommateurs d'être approvisionnés.</p> <p>Permettre de veiller à ce que les connexions soient fournies en temps opportun et que les intérêts des services publics et des consommateurs soient équilibrés.</p>
9	Intégration des énergies	9.1 Intégration dans le code de réseau des exigences de raccordement des centrales de production d'énergies	En raison de la nature variable et non distribuable de leur production, des conditions particulières doivent être

N°	Éléments constitutifs	Élément	Importance
	renouvelables	<p>renouvelables variables (CPERV), en particulier les centrales éoliennes et solaires.</p> <p><i>S'agissant des centrales de production d'énergies renouvelables variables, les exigences de raccordement couvrent le secours en cas de panne (de la tension d'alimentation), le maintien de la fréquence de la tension, la capacité de contrôle de la puissance active, de la puissance réactive et de la fréquence suivant les instructions de l'opérateur du système.</i></p> <p><i>Le secours en cas de panne de la tension s'entend de la capacité d'un générateur à rester connecté pendant un intervalle de temps donné lors d'une perturbation de la tension du système.</i></p> <p><i>Par « maintien de la fréquence » on entend la capacité d'un générateur à rester connecté pendant un intervalle de temps donné lorsque la fréquence du système s'écarte d'une certaine plage.</i></p>	<p>spécifiées pour les centrales de production d'énergies renouvelables variables (CPERV) en vue de la promotion d'une exploitation stable et sûre du réseau. En spécifiant de telles conditions, ces CPERV comprennent clairement les investissements qu'elles doivent réaliser pour installer les équipements de contrôle nécessaires pour garantir le respect des normes du réseau.</p>
		<p>9.2 Existence d'un cadre contractuel bien équilibré pour les producteurs d'énergies renouvelables</p> <p><i>Cela signifie que : i) les accords types d'achat d'électricité (AAE) sont fournis par l'organisme de réglementation et couvrent les technologies de production ayant cours dans le pays, ii) l'obligation pour l'acheteur de services publics de conclure un contrat en utilisant ces AAE, et iii) toute dérogation doit être approuvée au préalable par l'organisme de réglementation.</i></p>	<p>Permettre d'assurer l'équilibre des intérêts et l'atténuation des risques pour les projets d'énergie renouvelable et fournir un modèle type pour l'exécution des contrats d'achat d'électricité.</p>

N°	Éléments constitutifs	Élément	Importance
		<p><i>Les accords types d'achat d'électricité (AAE) doivent être bien équilibrés. Autrement dit, la structure du contrat doit assurer un équilibre entre l'acheteur et le vendeur en termes d'obligations de production des énergies fiables du point de vue technique et d'effectuer des paiements complets en temps voulu, les droits de résiliation, la force majeure, la compétence des tribunaux d'un pays neutre, l'inclusion d'une clause de résolution de différends conforme aux lois internationales, etc.</i></p>	

3.3. Les PRRE recommandés qui devraient être adoptés et promus dans la région COMESA

Les principes régionaux de réglementation de l'électricité (PRRE) adoptent des principes régionaux de réglementation qui peuvent être appliqués comme un outil pour les examens réglementaires par les pairs dans la région afin de suivre les progrès de l'adoption et de la mise en œuvre des États membres vers les principes harmonisés. Les PRRE sont proposés dans les catégories suivantes :

- 1 Capacité réglementaire - existence d'un organisme de réglementation indépendant fonctionnant selon des règles de bonne gouvernance
- 2 Pouvoirs réglementaires - incluant la fixation des tarifs et l'octroi de licences
- 3 Exploitation du système et accès basés sur des règles - approbation réglementaire d'un code de réseau normalisé
- 4 Transparence - visibilité claire de la chaîne de valeur de l'électricité
- 5 Accès de tiers (ATR)
- 6 Égalité des conditions de concurrence - frais d'ATR régulés ; présence d'un gestionnaire de réseau sous licence en tant que fonction réservée
- 7 Efficacité du système en ce qui concerne l'ATR - octroi d'ATR en fonction des coûts et dans les délais impartis
- 8 Droits des consommateurs clairs
- 9 Intégration des énergies renouvelables - dispositions claires pour les producteurs d'ER, incluant l'accès, l'utilisation du système et la répartition.

Il convient de noter que **chacun des PRRE est lié au double principe de la sécurité réglementaire et de l'attraction des investissements**. La certitude réglementaire entraîne une augmentation des investissements du secteur privé et les investissements sans certitude réglementaire ne sont pas durables. Chacun des PRRE est examiné en détail dans les paragraphes suivants.

3.3.1. PRRE 1 : Capacité réglementaire - organisme de réglementation ou organisme de réglementation indépendant et bien gouverné

Une délégation statutaire claire des pouvoirs de décision à **un organisme statutaire indépendant et impartial** est essentielle pour garantir que l'investissement du secteur privé est assuré dans l'intérêt public (c'est-à-dire qu'il ne sert aucun intérêt privé ou politique). Un régime réglementaire solide permet d'attirer plus facilement les investissements du secteur privé - seul ou en partenariat avec l'État.

L'investissement privé dans l'intérêt public à long terme nécessite

- ✓ Un régime réglementaire stable, transparent et légitime fondé sur des statuts clairs et des instruments juridiques secondaires
- ✓ L'assurance que les décisions réglementaires soient impartiales et fondées sur des faits (et qu'elles puissent être perçues comme telles)
- ✓ La possibilité de contester des décisions réglementaires défavorables sans coûts, retards ou incertitudes déraisonnables

- ✓ La visibilité et la prévisibilité de la manière dont les revenus seront déterminés et les bénéfices garantis et, le cas échéant, exportés
- ✓ L'assurance de 'l'égalité des conditions de concurrence' - c'est-à-dire que les mêmes règles s'appliquent en fait (et en droit) à tout le monde et qu'il y a une garantie d'accès non discriminatoire aux services monopolistiques
- ✓ La transparence sur les droits et les obligations de l'investisseur sur le marché
- ✓ La transparence sur les droits et obligations du ou des opérateurs de réseau.

Le rôle d'un bon organisme de réglementation devrait être de favoriser la transparence nécessaire à un marché efficace, d'appliquer les réglementations du marché et de promouvoir la concurrence dans l'intérêt ultime des consommateurs et des opérateurs.

En outre, du point de vue du marché de gros, le marché doit :

- Équilibrer l'offre et la demande
- Minimiser les coûts de transaction
- Donner des prix qui reflètent les coûts économiques et marginaux de production
- fournir des signaux d'investissement durables

Par conséquent, avoir **un organisme de réglementation fort, efficace et indépendant est indispensable sur un marché de gros de l'électricité.**

Ce principe comprend les aspects clés suivants :

- L'organisme de réglementation est constitué en tant qu'entité juridique autonome bien définie
- L'organisme de réglementation est soumis à des contrôles de bonne gouvernance clairement définis par la loi et dispose d'une indépendance financière, décisionnelle et de gestion.
- Séparation des rôles entre le conseil d'administration et la direction de l'organisme de réglementation
- Les décisions réglementaires peuvent faire l'objet d'un recours
- L'organisme de réglementation peut générer des revenus de manière durable et indépendante
- Les revenus de l'organisme de réglementation couvrent correctement ses dépenses.
- L'organisme de réglementation dispose d'un personnel suffisant pour remplir les fonctions requises

En outre, les encadrés ci-dessous présentent certaines des meilleures pratiques internationales en la matière.

Indépendance financière de l'organisme de réglementation - Meilleure pratique internationale

- Une obligation d'élaborer son programme de travail conformément à son mandat et à ses fonctions statutaires et sans l'approbation préalable d'un représentant élu du gouvernement
- Le droit de fixer le budget nécessaire pour lui permettre de s'acquitter de ses fonctions, avec seulement des contrôles a posteriori par la fonction d'audit nationale ou le parlement ; son mandat statutaire est reconnu et ses activités sont pleinement assurées.
- La loi spécifie le principe d'un **prélèvement réglementaire sur les opérateurs agréés** sous un contrôle réglementaire total ; elle publie sa méthodologie et les valeurs prévisionnelles du prélèvement ; il y a un recouvrement cohérent du prélèvement auprès des opérateurs
- Les fonds venant du prélèvement sur les opérateurs est versé directement sur un compte bancaire contrôlé par l'autorité de régulation
- L'organisme de réglementation a l'obligation de soumettre à un audit national des comptes tenus conformément aux pratiques comptables généralement acceptées ou applicables au niveau national, conformément aux exigences légales applicables aux organismes publics de régulation indépendants
- Les rapports concernant ses dépenses et ses recettes sont publiés et justifiés par une référence claire à l'exécution de son mandat légal.

Indépendance du conseil d'administration - Meilleures pratiques internationales

La législation nationale prévoit des dispositions claires pour garantir que :

- Les personnes qui détiennent l'autorité statutaire au sein l'organisme de réglementation sont impartiales et indépendantes du gouvernement
- Les personnes au sein de l'organisme de réglementation qui détiennent l'autorité statutaire sont nommées à l'issue d'un processus de recrutement public, compétitif et transparent, administré par un organisme impartial qui n'est pas influencé par des fonctionnaires élus avant la nomination à partir d'une liste restreinte de candidats qualifiés.
- Les nominations ne sont choisies que parmi les personnes ayant satisfait à des critères transparents et non discriminatoires, équilibrés et adaptés aux compétences et à l'expérience requises.
- Les autres personnes au sein de l'organisme de réglementation sont également nommées à l'issue d'une procédure de recrutement publique, concurrentielle et transparente, administrée par un processus impartial ou par l'organisme de réglementation elle-même, qui n'est pas influencée par des fonctionnaires élus avant la nomination à partir d'une liste restreinte de candidats qualifiés.
- Les listes restreintes et les nominations de tous les membres/agents de l'organisme de réglementation sont fondées sur le mérite et ne tiennent pas compte des affiliations ou des intérêts qui pourraient nuire à l'impartialité des opinions, des actions et des décisions de la personne nommée
- Les nominations sont effectuées sans influence ni instruction de la part de représentants publics élus

Organisme de recours - Meilleures pratiques internationales

La mise en place **d'une forme de voie d'appel pour les litiges entre opérateurs ou entre un opérateur et l'organisme de réglementation fait une différence significative dans le profil de risque de tout marché national de l'électricité**. Les investisseurs perçoivent les risques liés à des systèmes juridiques peu familiers : le coût, l'inquiétude quant à la faiblesse du système judiciaire, la partialité ou la corruption inhérente, l'incertitude quant à l'accès à des juristes et avocats nationaux compétents et impartiaux ou à leur équivalent dans les différents pays. Le recours à la justice dans les tribunaux est donc perçu de manière très négative. L'arbitrage commercial international permet de surmonter presque tous ces problèmes, mais il est extrêmement coûteux et la procédure est longue. Il présente l'avantage de la confidentialité, mais pour des investissements ou des sommes en litige de moindre importance, son coût peut être prohibitif. **Un tribunal adapté aux litiges économiques et techniques peut constituer une solution rentable et réduisant les risques**. Il pourrait s'agir simplement d'un examen de 'second regard' au sein de l'organisme de réglementation, comme en Tanzanie, ou d'un organisme externe tel qu'un organisme de règlement des litiges en matière de concurrence.

3.3.2 PRRE 2 : Pouvoirs réglementaires - Octroi de licences

À mesure que les arrangements du marché se développent et que de nouveaux instruments sont créés, une multiplicité de devoirs, de tâches, d'obligations et de droits sont créés – et parfois modifiés. **Une licence est un permis d'entreprendre des activités énergétiques spécifiques**. La licence est le document de base qui lie tous ces droits et obligations en termes de conformité.

L'octroi de licence fournit un cadre réglementaire pour les activités liées à l'électricité. Il garantit la fiabilité, la qualité et la sécurité de l'approvisionnement en électricité par les opérateurs d'électricité. Une licence comprend une **déclaration d'octroi (l'autorisation) et de durée, ainsi que des conditions**. Ce sont les **conditions** qui constituent la partie la plus importante : leur non-respect peut entraîner la résiliation ou la suspension de la licence, et donc l'arrêt des activités.

Étant donné que les licences sont essentielles à la capacité d'exercer une activité, la pratique internationale veut que toute modification soit soumise à certaines restrictions (la consultation, la poursuite des objectifs du droit primaire) par l'organisme de réglementation et que certaines conditions puissent faire l'objet d'un recours (par exemple, le contrôle des prix).

La licence doit également définir clairement (et compléter) les droits et les devoirs de l'organisme de réglementation vis-à-vis du titulaire de la licence.

Lorsque le secteur est ouvert à la concurrence, les licences des opérateurs historiques deviennent des documents essentiels pour les nouveaux arrivants. Les **obligations** du titulaire de la licence contenues dans celle-ci peuvent se traduire directement par les **droits** des autres titulaires (par exemple, obligation de garantir un accès transparent et non discriminatoire des tiers aux réseaux, obligation de fournir un devis de raccordement dans un délai de trois mois, etc.)

Les licences et les arrêtés/réglementations doivent être liés - la licence doit expressément exiger le respect des autres réglementations notifiées par l'organisme de réglementation. L'octroi de licences comporte différentes phases allant de la délivrance des licences à l'imposition de sanctions et d'amendes, en passant par la définition des termes de référence et le contrôle du respect des règles.

Ce principe comprend les trois aspects clés suivants :

- Seuls les opérateurs agréés sont autorisés dans tous les sous-secteurs de l'électricité (on entend ici par sous-secteurs⁶ la production, le transport, l'importation, l'exportation, le commerce, la distribution et la fourniture au détail)
- Le cadre réglementaire pour l'octroi de licences existe et est défini de manière exhaustive - cela signifie qu'il couvre *les procédures de demande et d'octroi de licences, les facteurs de prise de décision, les exigences en matière de soumission d'informations, les droits de licence, la forme de la licence, les droits et obligations du titulaire de la licence, l'adhésion aux normes de conformité et de performance techniques, les exigences en matière de communication d'informations, etc.*
- Les frais pour les services sous licence fournis dans tous les sous-secteurs de l'électricité sont soumis à des approbations réglementaires.

⁶ Sous réserve d'un seuil de minimis pour les très petites opérations, en particulier dans le domaine de la production, où l'autoproduction pure peut être exclue de l'obligation de licence ; d'autres petites opérations (distribution/fourniture) peuvent toujours être soumises à une licence, mais avec des conditions moins onéreuses.

Procédures d'octroi de licence - Meilleures pratiques internationales

L'État a :

- établit des critères clairs et simples d'éligibilité pour l'octroi d'une licence, fixés dans la législation primaire et appliqués de manière cohérente
- fixé une procédure claire, que ce soit dans la législation primaire ou secondaire, pour la demande, l'évaluation et l'octroi des licences, qui est sous l'autorité de l'organisme de réglementation et qui est suivie et appliquée de manière cohérente et transparente
- mis en place des règles d'exemption de l'obligation de détenir une licence pour certaines catégories d'opérateurs en raison de leur petite taille et du faible risque qu'ils représentent pour le réseau
- déterminé des durées maximales pour la validité des licences qui sont soit perpétuelles (continues jusqu'à ce qu'elles soient résiliées), soit d'une durée suffisante pour permettre une exploitation commerciale continue pendant la durée de vie prévue des actifs, et renouvelables à la demande de l'opérateur
- créé des dispositions de résiliation dans la législation primaire pour garantir que les licences ne puissent pas être résiliées, sauf à la demande de l'opérateur, sauf pour cause de faillite ou d'insolvabilité financière, ou de violation substantielle par l'opérateur des lois applicables qui n'a pas été, ou n'est pas susceptible d'être, corrigée.
- accordé le pouvoir au organisme de réglementation pour modifier les licences avec le consentement de l'opérateur et toute proposition de modification peut faire l'objet d'un recours
- habilité l'organisme de réglementation à normaliser les obligations et les droits qui sont appliqués aux différentes catégories de titulaire de licence comme condition d'octroi de la licence et des licences types normalisées sont publiées par l'organisme de réglementation
- pris toutes les mesures nécessaires pour garantir que les obligations et les droits qui s'appliquent au titulaire de la licence en tant que condition d'octroi de la licence sont intégrés dans le document de licence délivré au demandeur et rendus publics par l'organisme de réglementation sur son site web
- pris toutes les mesures nécessaires pour garantir que les droits de l'opérateur en matière de frais réglementés sont intégrés dans la licence ou font l'objet d'une référence à la législation secondaire
- pris toutes les mesures nécessaires pour garantir que l'organisme de réglementation ne puisse imposer des conditions spéciales aux titulaires de licences que dans les cas où cela est nécessaire pour promouvoir la concurrence et l'égalité des conditions de concurrence, ou en raison du caractère unique de l'activité réglementée autorisée (comme le contrôle du système).

2A 2. La procédure administrative pour la demande, l'évaluation et l'octroi d'une licence est clairement établie dans un texte juridique, accessible au public, rationalisée et coordonnée avec d'autres processus administratifs pertinents, tels que les autorisations environnementales

2A 3. La charge financière pour l'opérateur est réduite au minimum et aucune exigence inutile n'est imposée à l'opérateur

2A 4. Le processus est transparent et basé sur des critères clairs

3.3.3 PRRE 3 : Exploitation et accès au réseau fondés sur des règles - Présence d'un code de réseau efficace

Un code de réseau est un ensemble de paramètres techniques obligatoires pour la planification, la connexion et l'exploitation du réseau HT - contraignant pour toutes les personnes physiquement connectées - et pour la personne qui contrôle le système en temps réel. Le code de réseau est approuvé par l'organisme de réglementation de temps à autre, et toute modification nécessite une nouvelle approbation. Les utilisateurs du code de réseau doivent avoir leur mot à dire dans la gestion, l'application et la modification du code de réseau. Ce principe a été subdivisé en quatre aspects clés :

- Le code de réseau - existe ou n'existe pas
- Le code de réseau est complet
- La gouvernance du code de réseau est forte
- Le processus pour la révision du code de réseau est solide

Un code de réseau complet est un code *qui couvre la programmation et l'équilibrage des flux d'électricité, la planification des pannes, la sécurité du réseau, les critères de connexion, le comptage, le partage des données et les obligations de déclaration, la cybersécurité, la planification à long terme, les normes de performance et les pénalités*. La gouvernance du code de réseau est considérée comme solide lorsqu'il existe un organe indépendant chargé de prendre les décisions clés et que tous les utilisateurs y sont représentés. Un processus de révision solide signifie que tout utilisateur du système a le droit de proposer une révision et qu'un organe indépendant (composé de représentants de tous les utilisateurs du système) est chargé de décider de la révision du code du réseau.

Afin de progresser vers l'intégration régionale et d'améliorer le commerce transfrontalier, tous les pays devraient s'efforcer de mettre en place un document complet sur le code de réseau. Le code de réseau (comme le code de distribution) est l'un des rares instruments réglementaires du secteur de l'électricité qui peut être « copié » presque mot pour mot d'un système à l'autre, seules les normes spécifiques et les paramètres d'exploitation étant susceptibles d'être modifiés entre les différents systèmes électriques pour refléter les limitations techniques spécifiques du réseau.⁷

3.3.4 PRRE 4 : Transparence - Visibilité claire de la chaîne de valeur de l'électricité

Ce principe couvre l'aspect « transparence » de la chaîne de valeur de l'électricité. Ce principe définit le niveau de dissociation fonctionnelle et **la séparation des comptes pour au moins les activités de production, de transport et de distribution**. Idéalement, le transport devrait être séparé, au moins en termes de comptabilité et de gestion, en exploitation du réseau de transport, en exploitation du réseau et, le cas échéant, en exploitation du marché, et la distribution devrait être séparée de la même manière en fonctions de réseau et commerciales (fourniture au détail). Les fonctions commerciales (et en fait l'ensemble du secteur) bénéficieront également d'une séparation de la gestion afin de s'assurer que l'accent est mis sur la gestion efficace et effective du cycle des recettes.

Une structure de marché dissociée est essentielle pour la transparence car elle facilite la séparation comptable et la déclaration des coûts par nature d'activité et permet de mettre en lumière toute pratique

⁷ En effet, le code de réseau a d'abord été développé sous une forme standardisée au Royaume-Uni par l'organisme de réglementation pour garantir l'harmonisation entre les trois systèmes de réseau britanniques distincts de l'époque. Ce même format est utilisé aujourd'hui dans la plupart des pays anglophones.

potentiellement anticoncurrentielle, telle que la ‘mise à l’abri’ dans une entreprise monopolistique d’une partie des coûts d’une activité soumise à la concurrence, abaissant ainsi artificiellement le coût du service de cette dernière. Cela permet aux investisseurs de comprendre l’accumulation des coûts tout au long de la chaîne de valeur du secteur de l’électricité et de prendre des décisions en connaissance de cause ; cela renforce la confiance dans le fait que les règles du jeu sont réellement équitables ; cela permet également de déterminer plus précisément le coût du service et de faciliter la transition vers des tarifs reflétant les coûts.

Des structures de marché transparentes sont susceptibles d’attirer davantage d’investisseurs privés. La publication de **rapports annuels** par l’organisme de réglementation et le système (et, le cas échéant, par l’opérateur du marché) accroît la visibilité et la confiance des consommateurs et des autres utilisateurs du système.

Le dégroupage est également la première étape vers l’introduction d’une **véritable concurrence** sur les marchés de l’électricité. L’évaluation comparative des pays révèle que, bien que tous les pays aient introduit la concurrence dans la fonction de production sous la forme de producteurs indépendants d’électricité (IPP) (même ceux qui sont regroupés), une véritable concurrence n’est possible que lorsque les fonctions de production et de commercialisation sont dissociées des fonctions de réseau [ce qui n’est pas le cas dans les petits réseaux isolés où l’accès est l’objectif plutôt que la concurrence] et que les investisseurs du secteur public comme du secteur privé sont en mesure de se concurrencer **sur un pied d’égalité**.

Le « dégroupage » consiste à séparer les différents aspects de l’activité électrique tout au long de la chaîne d’approvisionnement afin de garantir l’égalité des conditions de concurrence et d’investissement. Il existe quatre degrés de séparation, chacun donnant progressivement plus d’assurance que les obstacles à la concurrence sont éliminés :



accounting separation management separation legal separation ownership separation

L’analyse des coûts de chaque composante de la chaîne d’approvisionnement en électricité nécessite une bonne séparation comptable (voir encadré à gauche), par laquelle les coûts (y compris les coûts partagés ou les coûts d’entreprise), les recettes, les actifs et les passifs sont affectés aux différentes activités liées à l’électricité, comme si chaque activité distincte était une ‘entreprise’ autonome.

Cependant, après avoir créé une séparation comptable, il y a beaucoup à gagner en introduisant un certain degré de séparation de la gestion, en particulier entre la production et les réseaux, ainsi qu’entre la fourniture et la distribution, car cela permet aux responsables des ‘entreprises’ de se concentrer sur l’amélioration des performances des activités individuelles plutôt que d’être distraits par l’ensemble de l’entreprise. Au fur et à mesure que le marché se développe, d’autres degrés de séparation seront probablement nécessaires.

3.3.5 PRRE 5 : Accès de tiers

L’accès de tiers ou ATR consiste à donner accès à d’autres utilisateurs - producteurs et autres gestionnaires de réseaux - pour se connecter aux réseaux de transport et de distribution et les utiliser dans un pays donné. Ce principe a été subdivisé en fonction des aspects clés suivants :

- L’accès de tiers est autorisé par la législation primaire
- Le marché de gros en l’électricité est concurrentiel - plusieurs vendeurs et plusieurs acheteurs sont autorisés

- Le niveau de commerce de l'électricité avec d'autres pays (part des importations et des exportations dans la production d'électricité)

L'autorisation d'ATR est la première étape vers l'introduction de la concurrence dans le secteur de l'électricité. **La présence de plusieurs vendeurs et acheteurs sur le marché garantit une détermination efficace des prix de gros de l'électricité**, qui représentent près de 80 à 90 % du coût total de la fourniture d'électricité aux consommateurs finaux. Seuls les plus grands systèmes électriques peuvent avoir de 'l'espace' pour plusieurs opérateurs, mais il ne devrait pas y avoir de barrière intégrée dans un système qui agisse comme une contrainte pour les nouveaux entrants..

3.3.6 PRRE 6: Égalité des conditions de concurrence - Frais d'ATR régulés et présence d'un gestionnaire de réseau indépendant

Ce principe couvre les deux aspects suivants:

- Les frais pour l'ATR sont non discriminatoires, transparentes et approuvées par l'organisme de réglementation.
- Le gestionnaire de réseau est indépendant - aucun des utilisateurs du système n'a de participation majoritaire dans la gestion du système

Les points susmentionnés sont examinés ci-dessous.

Des charges d'ATR non discriminatoires et transparents

Certains principes directeurs généraux visant à améliorer l'accès au marché impliquent que

- Non seulement les accords de marché doivent interdire tout traitement discriminatoire pour les IPP accédant au marché, mais ils doivent également être appliqués dans la pratique.
- Pour les producteurs, l'accès au marché implique :
 - d'être connectés au système physique
 - d'être programmés pour fonctionner
 - d'être payé pour l'énergie livrée
- Le traitement de toutes les centrales dans le système devrait être le même.

Cela garantit que les producteurs non étatiques (privés, qu'ils soient situés à l'intérieur ou à l'extérieur du pays) ne sont pas discriminés.

Gestionnaire de réseau indépendant

La présence d'un gestionnaire de réseau indépendant est essentielle pour éviter tout conflit d'intérêt entre le gestionnaire de réseau et l'un des utilisateurs du système.

Le développement des interconnexions rend nécessaire, sur tout le continent, une séparation claire entre l'exploitation du système (commutation en salle de contrôle, contrôle, équilibrage, coordination et répartition sous contrainte), d'une part, et l'exploitation du réseau (exploitation et maintenance des lignes de transport) et les opérations du marché (répartition économique), d'autre part. **La séparation du contrôle est souhaitable** (c'est-à-dire que la personne qui détient le contrôle de la production et de la fourniture ne détient aucun contrôle sur le gestionnaire de réseau). Cela relève de l'avenir pour de nombreux pays du continent en raison des préoccupations concernant la perte de contrôle des actifs stratégiques⁸.

⁸ *La structure de propriété des opérateurs publics d'électricité peut être problématique. L'exploitation du système (ou l'exploitation combinée du système et du marché) est idéalement séparée de toutes les autres activités. Idéalement, il s'agit d'une entité juridique*

À titre d'exemple, la séparation de la propriété adoptée dans les pays européens est un modèle qui interdit à toute entreprise ayant des intérêts de production ou de fourniture dans le secteur de l'énergie de contrôler un gestionnaire de réseau de transport. Il s'agit d'une condition essentielle de la séparation sur les marchés européens.

Réduire les distorsions anticoncurrentielles grâce à un gestionnaire de réseau indépendant

La chaîne d'approvisionnement en électricité était traditionnellement considérée comme comprenant quatre maillons : la production, le transport, la distribution et la fourniture. Les marchés modernes de l'électricité considèrent qu'il est utile de décomposer davantage la fonction de transport, en reconnaissant ce qui suit :

- L'exploitation du réseau de transport - l'activité liée à l'exploitation et à la maintenance des actifs physiques
- L'exploitation du système de transport - la coordination et le contrôle centralisés des circuits interconnectés, la gestion des contraintes et la répartition
- Les opérations de marchés - le développement de programmes de production sans contrainte et le règlement de l'énergie achetée et vendue.

En identifiant et en répartissant correctement les coûts, les recettes, les actifs et les passifs associés à chacune de ces activités individuelles, les besoins en recettes de chaque fonction peuvent être mieux compris et gérés. Il est important de noter que lorsqu'une ou plusieurs activités de la chaîne d'approvisionnement sont ouvertes à la concurrence, les investisseurs peuvent être assurés que les coûts d'exploitation et d'investissement de leurs concurrents sont calculés sur la même base et selon les mêmes principes que les leurs. Ceci est particulièrement important étant donné le degré d'intégration verticale dans le secteur, qui incite à 'abriter' les coûts des activités concurrentielles telles que la production, en les allouant aux parties non concurrentielles de l'entreprise, en abaissant artificiellement leur coût de production et en augmentant leur position dans la répartition selon l'ordre des mérites.

3.3.7 PRRE 7 : Efficacité du système concernant l'ATR

Ce principe couvre les deux aspects suivants :

- Frais d'accès de tiers (ATR) reflétant les coûts
 - Les frais d'accès au réseau sont réexaminés au moins une fois par an⁹
 - Les frais sont basées sur une évaluation approfondie des coûts d'exploitation, de capital et de financement du réseau et des investissements prévus, réalisée par l'organisme de réglementation au moins une fois tous les cinq ans.

distincte des autres et - toujours idéalement - d'un propriétaire différent du reste du secteur. La situation actuelle en Europe peut être intéressante pour l'avenir du continent africain : les gestionnaires de réseaux de transport (d'électricité et de gaz naturel) doivent être « certifiés » par l'organisme de réglementation national (avec une absence d'objection de la part de l'UE) pour confirmer qu'aucune entité contrôlant la production ou la fourniture ne contrôle le GRT. Lorsque le propriétaire est l'État, cela a conduit à la curieuse solution de compromis qui consiste à faire en sorte que le GRT soit « contrôlé » par un ministère et que les autres opérateurs de l'État soient contrôlés par un autre ministère. Tout cela parce qu'un pays en particulier refuse d'admettre la participation du secteur privé dans le transport

⁹ La nature précise de la révision dépendra du modèle global adopté pour la régulation économique. Si un bon examen pluriannuel des prix est effectué et débouche sur des dispositions relatives aux recettes maximales autorisées (RMA) pour, disons, cinq ans, avec des ajustements annuels automatiques pour tenir compte de l'inflation, des effets de change, etc., assortis d'un ensemble détaillé de principes de tarification et d'un énoncé clair de la méthode de calcul des redevances, les redevances de réseau annuelles qui en résultent peuvent être établies et publiées avec une simple notification préalable au organisme de réglementation. L'organisme de réglementation vérifie simplement que les prix sont calculés sur la base des MAR et de la méthodologie approuvée.

- Une méthodologie approuvée par l'organisme de réglementation pour déterminer les frais est bien définie et reflète les coûts, et fait l'objet d'un réexamen permanent.
- L'octroi de l'accès de tiers (ATR) pour les exigences de connexion non complexes est effectué en temps opportun.

Le principe directeur sous-jacent à la fixation des frais de TAP est qu'ils doivent assurer le recouvrement des coûts pour le fournisseur de services de réseau, mais en même temps ne doivent pas être prohibitives pour empêcher l'utilisation du système par des tiers. La meilleure pratique consiste à revoir les redevances d'accès au réseau au moins une fois par an ; la méthode de détermination des frais est bien définie et reflète les coûts.

Les délais d'ATR doivent être clairement définis et raisonnables afin de garantir que l'accès au réseau est accordé en temps utile et sans entraves.

3.3.8 PRRE 8: Clarifier les droits des consommateurs

La sauvegarde des droits des consommateurs est l'essence même d'un bon régime réglementaire. Ce principe couvre les deux aspects suivants:

- Les consommateurs ont le droit d'être approvisionnés en électricité par le biais de connexions au réseau ou hors réseau.
- Il existe un cadre défini permettant aux consommateurs de se raccorder à un système d'approvisionnement en électricité

Le premier aspect protège les droits des consommateurs à être approvisionnés. Le deuxième aspect concerne les délais de mise en place d'un nouveau raccordement et le formulaire de contrat défini et approuvé par l'organisme de réglementation. Cela permet de garantir que les raccordements sont effectués en temps voulu et que les intérêts de l'entreprise de distribution et des consommateurs sont équilibrés.

3.3.9 PRRE 9: Intégration des énergies renouvelables - Dispositions claires pour les producteurs d'énergies renouvelables (ER)

Assurer que la sécurité de l'approvisionnement ne se fasse pas au détriment de l'environnement

Il s'agit d'un facteur majeur dans la fourniture d'énergie en Afrique pour de nombreuses raisons, notamment les obligations internationales en matière de changement climatique. La dépendance à l'égard de l'énergie thermique (diesel) entraîne généralement un risque de change élevé et rend l'électricité inabordable pour de nombreux citoyens ; les systèmes d'énergie renouvelable sont mieux adaptés à la production distribuée et à la réalisation des objectifs d'électrification ; et une grande partie de la production de base pourrait être construite pour exploiter les sources renouvelables - eau, biomasse, vent, soleil et géothermie, que l'Afrique continentale possède en abondance. Pour favoriser pleinement l'utilisation des énergies renouvelables, il faut cartographier les ressources, identifier les projets et intégrer les énergies renouvelables dans le processus de planification. Sur le plan juridique et réglementaire, des lois doivent être élaborées afin d'offrir **des incitations appropriées pour stimuler l'utilisation des énergies renouvelables.**

Ce principe couvre les deux aspects suivants:

- Le code du réseau comprend des exigences de connexion pour les centrales électriques à énergie renouvelable variable (VRPP), en particulier éoliennes et solaires.

- Un cadre contractuel bien équilibré existe pour les producteurs d'ER.

En raison de la nature variable et non répartissable de leur production, des conditions spéciales doivent être spécifiées pour les centrales à énergie renouvelable afin de promouvoir un fonctionnement stable et sûr du réseau. En spécifiant ces conditions, les centrales de production d'électricité à partir de sources renouvelables comprennent clairement les investissements qu'elles doivent réaliser pour installer l'équipement de contrôle nécessaire pour assurer la conformité avec les normes du code du réseau.

Le deuxième aspect de ce principe signifie que:

- Les accord types d'achat d'électricité (AAE) sont fournis par l'organisme de réglementation, couvrant les technologies de générateurs prédominantes dans le pays.
- l'acheteur/les acheteurs de services publics est/sont obligé(s) de conclure un contrat en utilisant un AAE type,¹⁰ et
- toute dérogation doit être approuvée au préalable par l'organisme de réglementation.

Les AAE types doivent être bien équilibrés. Cela signifie que la structure du contrat doit assurer un équilibre entre l'acheteur et le vendeur en termes d'obligations de produire de l'énergie techniquement saine et d'effectuer des paiements complets en temps voulu, de droits de résiliation, de force majeure, de juridiction légale d'un territoire neutre, d'inclusion d'un mécanisme de résolution des litiges conforme aux lois internationales, etc.

Les neuf principes susmentionnés reflètent essentiellement les principes de réglementation régionale de l'électricité (PRRE) qui devraient être adoptés par les États membres pour promouvoir le développement du marché de gros dans la région.

3.4 Indicateurs clés de performance (ICP) réglementaires

Sur la base des discussions tenues avec les parties prenantes lors de l'atelier consultatif au Caire les 13 et 14 mai 2024 et des discussions ultérieures tenues lors de l'atelier sur le système de gestion de l'information (IMS) en Zambie les 5 et 6 juin 2024 et de l'atelier de validation à Kigali les 30 et 31 juillet 2024, nous proposons un ensemble d'indicateurs clés de performance (ICP) réglementaires pour un suivi et une surveillance efficaces de la performance régionale en matière de réglementation.

Les indicateurs clés de performance (ICP) réglementaires ont été proposés pour disposer **d'un ensemble uniforme d'indicateurs de performance réglementaire régionale dans tous les États membres du COMESA**. Cela permettra de suivre les performances réglementaires dans la région et de travailler comme un ensemble standard d'indicateurs pour tous les organismes de réglementations afin de suivre et de comparer les performances de leur propre pays à celles de leurs pairs et de leur permettre d'identifier les domaines dans lesquels ils pourraient souhaiter envisager de futurs ajustements réglementaires. Les indicateurs proposés ont été formulés en tenant compte des meilleures pratiques réglementaires et en gardant à l'esprit que de nombreux pays viennent de mettre en place des organismes de réglementation indépendants, tandis que d'autres sont en train de mettre en place des organismes de réglementation. L'idée est de disposer d'un ensemble équilibré d'indicateurs clés de performance (ICP) couvrant des aspects tels que la

¹⁰ Une fois que le marché arrive à maturité, l'« autonomie des parties » peut être adoptée. Cela signifie que les deux parties à un contrat peuvent négocier librement. Le mieux est que vous ayez le droit de négocier un AAE, mais (a) l'organisme de réglementation a le droit de refuser la répercussion de l'intégralité des coûts si ceux-ci sont trop élevés (certains pays autorisent l'approbation réglementaire) et (b) vous avez le droit d'utiliser l'intégralité d'un AAE standard, ou certaines de ses dispositions si vous ne parvenez pas à vous mettre d'accord avec la contrepartie qui négocie.

gouvernance externe, la gouvernance interne, la gestion financière, la gestion des ressources humaines et la gestion des parties prenantes.

Nous avons identifié l'ensemble d'indicateurs clés de performance (ICP) réglementaires ci-dessous pour que les organismes de réglementations puissent rendre compte de leurs performances et en assurer le suivi.

1. Taux de facturation moyen (USc/kWh)
2. Coût moyen de l'approvisionnement (USc/kWh)
3. Réflectivité des coûts tarifaires (%)
4. Résultats réglementaires produits
5. Diversité du conseil d'administration - éducation, groupe de parties prenantes, sexe
6. Autonomie financière (%)
7. Liquidité
8. Niveau des effectifs du personnel (%)
9. Diversité des sexes (%)
10. Diversité d'âge (%)
11. Consultations publiques
12. Indice des consultations publiques

La dissociation des indicateurs clés de performance (ICP) réglementaires et leurs définitions sont présentées ci-dessous.

Tableau 2 : Indicateurs clés de performance (ICP) et actifs de données - Performance réglementaire

Indicateur	Dissociation	Définition
<i>1. Performance réglementaire</i>		
1.1 Taux de facturation moyen (USc/kWh)	<ul style="list-style-type: none"> • Catégorie de clients • Niveau global du service public 	Revenu total facturé (USD) X 100 / (Total de l'électricité vendue (kWh))
1.2 Coût moyen d'approvisionnement (USc/kWh)		Coût total de l'approvisionnement pour le service public (USD) X 100 / (Total de l'électricité vendue (kWh)). Le coût total couvre les coûts sur l'ensemble de la chaîne de valeur G-T-D
1.3 Réflectivité des coûts tarifaires (%)		Indicateur de la mesure dans laquelle les tarifs reflètent les coûts liés à la fourniture d'électricité. Calculé comme le rapport entre le taux de facturation moyen et le coût moyen de l'approvisionnement, exprimé en pourcentage. Une valeur de l'indicateur supérieure à 100 % est souhaitable.

Indicateur	Dissociation	Définition
1.4 Résultats réglementaires produits	<p><u>Cadre réglementaire</u> :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Réglementation • Modifications de licences • Codes, normes techniques • Lignes directrices • Tout autre élément du cadre <p><u>Ordonnances/directives/décisions</u>¹¹:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Licences délivrées (%) et nombre total • Réclamations des clients traitées (%) et nombre total • Résolution des litiges (%) et nombre total • Ordonnances de conformité 	<p>Nombre total de résultats réglementaires produits. Les produits réglementaires peuvent être de deux types : 1) <u>le cadre réglementaire</u>, qui consiste en des règlements, des codes, des lignes directrices, etc. que les titulaires de licences doivent respecter, et qui précise les pouvoirs conférés à l'organisme de réglementation pour la mise en œuvre ; et 2) <u>les ordonnances/directives/règlements</u> émis par l'organisme de réglementation en vertu des pouvoirs qui lui sont conférés par le cadre réglementaire.</p>
1.5 (i) Diversité du conseil d'administration - Éducation	<ul style="list-style-type: none"> • Ingénierie • Juridique • Economique • Business administration • Science • Humanitaires 	<p>Mesure la diversité du niveau d'études le plus élevé des membres du conseil d'administration, en termes de nombre de membres dans chaque discipline.</p>
1.5 (ii) Diversité du conseil d'administration - Groupes de parties prenantes	<ul style="list-style-type: none"> • Gouvernement • Services publics • Consommateur • Financial institutions • Généralités 	<p>Mesure la diversité des groupes de parties prenantes représentés par les membres du conseil d'administration.</p>
1.5 (iii) Diversité du conseil d'administration - genre	<ul style="list-style-type: none"> • Hommes • Femmes • Autres 	<p>Mesure la diversité des groupes de genre représentés par les membres du conseil d'administration.</p>
1.6 Autonomie financière (%)		<p>Indique le degré d'autonomie financière par rapport au gouvernement. Il est exprimé en pourcentage et calculé comme suit</p> <p>Recettes d'exploitation provenant de sources non gouvernementales / Total des recettes d'exploitation.</p>

¹¹ Les indicateurs de pourcentage sont calculés sur la base totale des titulaires de licence/clients

Indicateur	Dissociation	Définition
1.7 Liquidité		Mesure la capacité de l'autorité de régulation à couvrir ses engagements à court terme à l'aide de ses actifs à court terme. Elle est exprimée sous forme de ratio et se calcule comme suit : Actif à court terme / Passif à court terme
1.8 Niveau des effectifs du personnel(%)	<ul style="list-style-type: none"> • Réglementation économique • Réglementation technique • Juridique • Administration, RH, fonctions de soutien 	Mesure le nombre de postes pourvus. Il est exprimé en pourcentage et calculé comme suit : Nombre de postes sanctionnés pourvus à la fin de l'année / Nombre total de postes sanctionnés à la fin de l'année.
1.9 Diversité des sexes (%)		Mesure la part des femmes dans le personnel professionnel et technique. Il est exprimé en pourcentage et se calcule comme suit : Nombre de femmes membres du personnel professionnel et technique employé à la fin de l'année / Nombre total de membres du personnel professionnel et technique employé à la fin de l'année.
1.10 Diversité d'âge (%)	<ul style="list-style-type: none"> • Moins de 30 ans • 30 à 50 ans • Plus de 50 ans 	Mesure la diversité des groupes d'âge représentés au sein du personnel de l'organisme de réglementation. L'âge est mesuré à la fin de la période de référence.
1.11 Consultations publiques		Nombre total de consultations publiques menées. Cela comprend les réunions en personne (auditions publiques) et une diffusion plus large dans les médias. tels que les journaux, la télévision, la radio et les médias sociaux. Chaque média de masse, quel que soit le nombre de marques ou le nombre de diffusions, est compté individuellement et séparément.
1.12 Indice des consultations publiques		Le rapport entre les « consultations publiques » et les « résultats réglementaires ». Un rapport supérieur à 1 est souhaitable.

Les indicateurs clés de performance (ICP) réglementaires susmentionnés ont été examinés en détail ci-dessous.

3.4.5 Taux de facturation moyen (ABR) (USc/kWh)

Cet indicateur clé de performance (ICP) indique le revenu moyen facturé par la compagnie dans son ensemble. La valeur des indicateurs clés de performance (ICP) dépend des tarifs individuels appliqués à

chaque catégorie de clients et de la répartition de la consommation d'énergie et de la demande entre les différentes catégories de clients. Ces indicateurs clés de performance (ICP) représentent la capacité de la compagnie à gérer la composition de ses revenus afin de recouvrer ses coûts et est donc un indicateur de la viabilité financière de la compagnie.

Il est défini comme le montant moyen facturé à toutes les catégories de clients par unité d'électricité vendue. Il est calculé comme suit :

[Total des revenus facturés (USD) X 100 / (Total de l'électricité vendue (kWh))].

Il n'existe pas de données de référence publiées. L'objectif doit être proche du coût moyen du service pour le titulaire de la licence, de préférence légèrement supérieur au coût.

Les éléments ci-dessus ont été considérés comme faisant partie des indicateurs clés de performance (ICP) réglementaires, car ils aident l'autorité de régulation à suivre les performances des titulaires de licences de services publics.

3.4.6 Coût moyen de l'approvisionnement (USc/kWh)

Cet indicateur clé de performance indique **le coût total de l'approvisionnement pour l'entreprise sur l'ensemble de la chaîne de valeur : production-transmission-distribution-commercialisation**. Il est calculé comme suit :

Coût total de l'approvisionnement pour le service public (USD) X 100 / (Total de l'électricité vendue (kWh)).

Les éléments ci-dessus ont été considérés comme faisant partie des indicateurs clés de performance (ICP) réglementaires, car ils aident l'autorité de régulation à suivre les performances des titulaires de licences de services publics.

3.4.7 Réflexivité des coûts tarifaires (%)

Cet indicateur indique **la capacité du service public d'électricité à recouvrer ses coûts d'approvisionnement grâce aux recettes générées par les tarifs**. Dans le secteur de l'électricité, où les tarifs sont fixés par l'organisme de réglementation, le niveau des tarifs est un facteur déterminant de la réflexivité des coûts tarifaires. Ce ratio indique également dans quelle mesure la compagnie a été en mesure de contrôler ses coûts compte tenu du niveau des tarifs fixés et constitue donc une bonne mesure de son efficacité opérationnelle.

Calculé comme le rapport entre le taux de facturation moyen et le coût moyen de l'approvisionnement, exprimé en pourcentage. Il est calculé comme suit :

*[Taux de facturation moyen/Coût moyen d'approvisionnement] *100*

Valeur de référence : Un objectif de 1 devrait être réalisable.

Une valeur d'indicateur supérieure à 100 % est souhaitable.

Le service public doit être en mesure de recouvrer tous ses coûts.

L'un des pouvoirs importants d'un organisme de réglementation est celui de fixer des tarifs transparents et non discriminatoires pour le raccordement, l'accès et l'utilisation de l'infrastructure énergétique. **Les tarifs doivent refléter les coûts, inciter à de nouveaux investissements efficaces et éviter les subventions croisées entre les utilisateurs du réseau.**

3.4.8 Résultats réglementaires produits

Cet indicateur mesure le **nombre total de résultats réglementaires produits**. Les résultats réglementaires peuvent être de deux types : 1) le cadre réglementaire, qui consiste en des réglementations, des codes, des lignes directrices, etc. que les titulaires de licence doivent respecter, et qui spécifie les pouvoirs accordés à l'organisme de réglementation pour la mise en œuvre ; et 2) les ordonnances/directives/décisions émises par l'organisme de réglementation en vertu des pouvoirs qui lui sont accordés par le cadre réglementaire.

L'indicateur est une mesure de la productivité d'un organisme de réglementation en termes de résultats clés produits qui sont au cœur des responsabilités de l'organisme de réglementation. Une valeur plus élevée indique une plus grande productivité.

Cet indicateur n'est généralement pas rapporté à grande échelle dans un format de données structuré ; il n'existe donc pas de référence publiée pour cet indicateur.

L'indicateur est dissocié par type de résultats :

- Cadres réglementaires :
 - Réglementations (par exemple, tarifs, incitations)
 - Modifications de licences
 - Codes, normes techniques (par exemple, code de réseau, code d'approvisionnement)
 - Lignes directrices (par exemple, charte du consommateur)
 - Tout autre élément du cadre
- Ordres/ Directives/ Arrêts :
 - Licences délivrées (%) et nombre
 - Réclamations des clients traitées (%) et nombre
 - Résolution des litiges (%) et nombre
 - Ordres de conformité

3.4.9 Diversité du conseil d'administration

Cet indicateur mesure la diversité de la composition du conseil d'administration. Trois sous-indicateurs mesurent la diversité en termes d'éducation, de groupes de parties prenantes représentés et de sexe.

Il s'agit d'un **indicateur de gouvernance interne** important, car il permet de s'assurer que le conseil d'administration est composé de membres issus de milieux différents, qui ont des avis éclairés sur divers sujets concernant les intérêts des consommateurs. Cet indicateur permet de mesurer la solidité de la réglementation en ce qui concerne la présence de membres du conseil d'administration issus de toutes les disciplines représentatives.

3.4.10 Autonomie financière (%)

Cet indicateur mesure si l'organisme de réglementation **dispose d'une autonomie financière par rapport au budget du gouvernement central**. La norme internationale est de 100 %.

Il est exprimé en pourcentage et calculé comme suit :

[Recettes d'exploitation provenant de sources non gouvernementales / Total des recettes d'exploitation].

L'indépendance financière par rapport au gouvernement exige que 100 % des recettes de l'organisme de réglementation proviennent de sources non soumises au contrôle du gouvernement. Pour que l'organisme de réglementation soit crédible dans le paysage institutionnel, il est essentiel qu'il dispose de ressources suffisantes pour mener à bien ses missions.

3.4.11 Liquidité

Cet indicateur mesure **la liquidité des finances de l'organisme de réglementation**. Plus le ratio est élevé, plus l'autorité de régulation peut s'attendre à couvrir facilement ses obligations financières à court terme.

Il est exprimé sous forme de ratio et se calcule comme suit :

Actif à court terme/Passif à court terme

(Les actifs à court terme sont ceux qui devraient être transformés en liquidités dans l'année et les passifs à court terme sont ceux qui devraient arriver à échéance dans la même année).

Ce ratio est également connu sous le nom de ratio de liquidité générale.

Tout ratio supérieur à 1:1 est acceptable, mais un ratio de 2:1 est stable et sain. La valeur de référence de 2:1 est souhaitable.

Dans le cas où les paramètres nécessaires au calcul de cet indicateur au niveau de l'organisme de réglementation ne sont pas disponibles, les revenus et les dépenses de l'organisme de réglementation peuvent être déclarés.

3.4.12 Niveau des effectifs du personnel (%)

Cet indicateur mesure **le nombre de postes pourvus**. Il est exprimé en pourcentage et calculé comme suit:

Nombre de postes sanctionnés pourvus à la fin de l'année/Nombre total de postes sanctionnés à la fin de l'année.

Cet indicateur permet de savoir si les effectifs actuels de l'organisme de réglementation lui permettent de s'acquitter de ses tâches et de ses responsabilités de manière efficace. Un ratio proche de 1 est souhaitable.

Si le ratio est trop bas (inférieur à 0,50), cela signifie que les effectifs actuels ne permettent pas à l'autorité de régulation de s'acquitter efficacement de ses tâches.

3.4.13 Diversité des sexes (%)

Cet indicateur mesure **la part des femmes dans le personnel professionnel et technique**.

Il est exprimé en pourcentage et calculé comme suit:

*Nombre de femmes membres du personnel professionnel et technique employé à la fin de l'année /
Nombre total de membres du personnel professionnel et technique employé à la fin de l'année.*

Cet indicateur permet de suivre l'égalité de recrutement des organismes de réglementations à des postes de responsabilité et d'influence (c'est-à-dire l'autonomisation). L'indicateur se concentre uniquement sur les postes professionnels et techniques, conformément à la pratique internationale en matière de mesure de l'autonomisation des femmes.

Les organismes de réglementations pourraient à l'avenir comparer les salaires moyens des hommes et des femmes dans n'importe quelle catégorie de classification du personnel, mais nous suggérons de commencer par cet indicateur.

Il n'existe pas de norme internationale généralement acceptée pour les organismes de réglementations, mais l'objectif rationnel serait de 50 %.

Dans l'hypothèse **d'une égalité des chances dans l'enseignement supérieur et la formation continue, une politique de recrutement fondée sur le mérite devrait permettre de recruter à peu près autant de femmes que d'hommes**¹².

3.4.14 Diversité d'âges (%)

Cet indicateur mesure la part du personnel dans les différents groupes d'âge - moins de 30 ans, 30-50 ans, plus de 50 ans. Le rôle de l'organisme de réglementation exige un bon équilibre entre la jeunesse et l'expérience. La main-d'œuvre jeune est essentielle pour gérer des tâches telles que la collecte de données, la recherche, l'analyse, la rédaction de rapports, etc. La main-d'œuvre expérimentée est essentielle pour fournir des informations sur le secteur, des expériences, des meilleures pratiques, etc. ainsi que pour assurer le leadership, prendre des décisions, entretenir des relations avec les parties prenantes, etc.

3.4.15 Consultations publiques

Cet indicateur mesure **le nombre total de consultations publiques organisées**.

Une bonne réglementation exige de l'organisme de réglementation qu'il respecte les normes les plus strictes en matière de conformité à ses propres procédures, en particulier lorsqu'il juge les manquements à la conformité des titulaires de licences et de permis.

La réglementation doit être élaborée en concertation avec les parties prenantes. Comme presque tous les organismes de réglementations des pays développés, nous recommandons que les organismes de réglementations de la région COMESA fournissent des preuves et des données à l'appui de leurs décisions réglementaires. Il est important de publier les projets de décision et de demander l'avis des parties prenantes lors de la prise de décision. **Le principe de consultation des parties prenantes est essentiel, tout comme la publication des résultats des consultations.**

La consultation publique des acteurs du marché au cours du processus décisionnel de l'organisme de réglementation renforce la pertinence de la décision et **réduit le risque de recours**. Cette procédure, largement adoptée dans les pays développés, souligne l'importance de **la transparence et de la coopération entre les organismes de réglementations et les parties prenantes**. Nous recommandons donc à tous les organismes de réglementations de mettre en place un système de consultation publique et de prendre en compte les contributions reçues dans leurs projets de décision. Cette procédure ne doit pas nécessairement être prévue par la loi et peut être un simple engagement de l'organisme de réglementation.

¹² Dans les années 1990, le marché britannique du pétrole et du gaz commençait à être dominé par les femmes aux postes de cadres inférieurs et moyens dans les professions libérales. Les grandes compagnies pétrolières et gazières ont recruté les meilleurs diplômés des meilleures universités britanniques, sans distinction de sexe. Le résultat était d'environ 75 % de femmes pour 25 % d'hommes dans certains domaines, notamment la chimie et l'ingénierie marine. Un contraste frappant avec le secteur de l'énergie au Royaume-Uni à l'époque !

3.4.16 Indice des consultations publiques

Cet indicateur mesure le rapport entre les “*consultations publiques*” et les “*résultats réglementaires*”. Pour le calcul de cet indicateur, seuls les résultats réglementaires associés à des consultations publiques doivent être pris en compte. Les résultats réglementaires tels que le traitement des plaintes des consommateurs, les ordonnances de mise en conformité, etc. qui ne sont pas associés à une consultation publique peuvent être omis ici.

Un ratio supérieur à 1 est souhaitable. Cet indicateur est une mesure de l'efficacité du système réglementaire. Un ratio supérieur à 1 indique qu'il y a eu plus de consultations publiques que de résultats réglementaires produits par l'organisme de réglementation au cours de l'année considérée.

3.5 Conclusion

Les **neuf principes mentionnés ci-dessus incarnent, en essence, les Principes Régionaux de Régulation de l'Électricité (PRRE) qui devraient être adoptés par les États membres pour promouvoir le développement du marché de gros dans la région.** Cet ensemble uniforme de principes facilitera l'évaluation, par les organismes de réglementations régionaux et les organismes de planification régionaux tels que l'EAPP, **des progrès réalisés par les États membres** dans la mise en œuvre des principes énoncés et le suivi des avancées dans le renforcement du commerce transfrontalier entre les pays. Il permet également aux États membres **de comparer leurs propres cadres nationaux à ce référentiel et d'identifier les domaines potentiels d'amélioration**, en particulier lorsque la participation du secteur privé et les investissements directs étrangers dans les infrastructures constituent une priorité gouvernementale.

Les indicateurs clés de performance (ICP) réglementaires ont été proposés pour établir **un ensemble uniforme d'indicateurs de performance réglementaire régionaux à travers les États membres du COMESA.** Cela permettra de suivre la performance réglementaire dans toute la région, de servir d'ensemble d'indicateurs standards pour tous les organismes de réglementations afin de suivre et de comparer la performance de leur pays avec celle de leurs pairs, et d'identifier les domaines où des ajustements réglementaires futurs pourraient être envisagés.

4 Cadre d'évaluation des pratiques et des performances réglementaires dans la région COMESA

4.3 Introduction

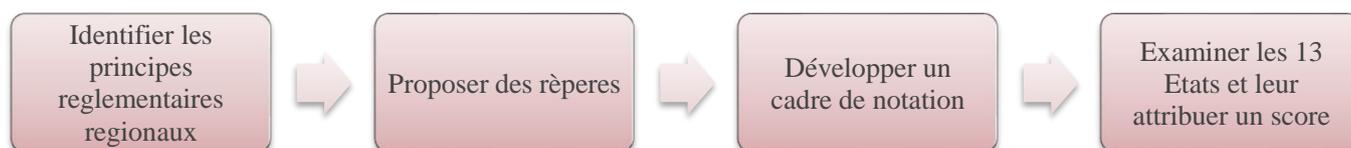
Les 13 pays candidats qui font l'objet de notre étude présentent des différences considérables en termes de développement du secteur de l'électricité. L'Égypte, le Kenya et l'Ouganda peuvent être considérés comme des leaders régionaux (voire continentaux) dans la mise en œuvre de la réforme du secteur de l'électricité et de la réglementation, tandis que d'autres, comme la Somalie et le Sud-Soudan, ne font que les premiers pas sur la voie de la réforme.

Au sein du groupe, deux États - la Somalie et le Sud-Soudan - ne disposent pas encore d'un réseau national intégré, ce qui rend difficile l'interconnexion avec d'autres États de la région. Ces États sont gérés par des systèmes de distribution privés isolés.

Afin d'effectuer une comparaison significative des cadres juridiques et réglementaires nationaux, il est nécessaire de développer chacun des neuf principes régionaux de réglementation de l'électricité identifiés sous forme de points de référence clairs. Cela nous permet d'examiner les cadres nationaux de chacun des 13 États membres par rapport à quelque chose de concret, et d'identifier s'il existe des dispositions législatives ou réglementaires au niveau national qui se rapprochent du point de référence.

Ce processus se déroule selon les grandes étapes suivantes : identification des principes réglementaires régionaux en matière d'électricité, développement de ces principes et création des détails supplémentaires nécessaires pour constituer des points de référence clairs, identification des meilleures pratiques et d'un cadre de notation, puis application de ce cadre aux 13 États participants.

Figure 1: Élaboration du cadre réglementaire régional de l'électricité



Certains facteurs ont influencé notre approche de l'étude :

- Les 13 États ont des systèmes juridiques et des pratiques différents.
- Les États se trouvent à des stades de développement radicalement différents en matière de réforme et de régulation du secteur électrique.
- Différents modèles de régulation sont appliqués dans les États.
- Les États membres disposant de systèmes de réseau isolés ne peuvent pas commercer à travers leurs frontières, ce qui rend certains indicateurs de référence non pertinents.
- Les États membres n'avanceront pas tous au même rythme (le principe de géométrie variable).

Malgré ces différences, ce qui rassemble tous les États, c'est leur besoin crucial d'attirer des investissements dans les infrastructures énergétiques, qui constitue l'objectif de cette initiative d'harmonisation régionale. Cependant, les différences intrinsèques entre les États requièrent une approche prudente en matière d'établissement de références et, surtout, d'interprétation des résultats. **L'objectif de cet exercice d'étalonnage n'est pas de comparer les États entre eux pour déterminer qui 'réussit le mieux'. Il s'agit plutôt d'un outil conçu principalement pour une analyse au niveau régional, afin de mieux comprendre les obstacles potentiels au commerce et à l'investissement régionaux libres, et d'aider à développer des politiques et d'autres mesures pour surmonter ces obstacles.**

Modèle de collecte, d'analyse et d'évaluation des données du PRRE et des indicateurs clés de performance (ICP) réglementaires dans la région COMESA

Un outil d'évaluation a été mis au point pour évaluer chaque État membre en fonction des paramètres d'évaluation décrits dans la section précédente. Chaque élément constitutif du cadre réglementaire modèle est exprimé sous la forme d'un paramètre avec un ensemble de situations possibles, qui couvre l'éventail des pratiques existant dans les États membres du COMESA. Par exemple, le paramètre **“existence d'un code de réseau”** peut couvrir les trois possibilités distinctes suivantes :

- 1 Les codes de réseau pour les réseaux de transport (T) et de distribution (D) existent et sont juridiquement contraignants pour les utilisateurs du système.
- 2 Les codes de réseau sont définis mais ne sont pas obligatoires
- 3 Les codes de réseau n'existent pas.

Pour chaque possibilité, une note comprise entre 0 et 1 est attribuée, la note 1 correspondant au modèle ou à la meilleure pratique. Dans l'exemple ci-dessus, la première possibilité est notée 1, la deuxième 0,5 et la troisième zéro.

Il convient de noter que l'évaluation qualitative de chacun des sous-éléments du PRRE est détaillée dans le tableau suivant - il s'agit essentiellement des indicateurs clés de performance (ICP) pour l'évaluation de chacun des sous-éléments du PRRE. Les performances des États membres par rapport à chacun des sous-éléments sont additionnées pour obtenir la note au niveau du principe et la note globale pour obtenir la note du PRRE.

L'outil d'évaluation complet est présenté ci-dessous. Pour chaque paramètre, l'évaluation est illustrée par l'exemple du **Kenya**.

En outre, tous les paramètres se sont vus attribuer la même pondération. Toutefois, l'outil permettra d'attribuer des pondérations différentes en fonction de l'importance relative des paramètres et d'obtenir une note moyenne pondérée globale.

Tableau 2: Outil d'évaluation du cadre PRRE avec illustration

	Paramètre d'évaluation	Evaluation	Base
1	<i>Capacité réglementaire</i>		
1.1	Constitution juridique	1.00	<i>La clause 9.2 de la Loi sur l'Énergie de 2019 prévoit la</i>
	Personne morale	1	

	Paramètre d'évaluation	Evaluation	Base
	Société, fiducie, etc.	0.5	<i>création d'un organisme de réglementation en tant que personne morale.</i>
	Département au sein d'un ministère gouvernemental	0.25	
	Non applicable - Pas d'organisme de réglementation / Auto-réglementé	0	
1.2	Gouvernance	1.00	<i>Le Rapport Annuel 2021 de l'EPRA, page 5 et section 5, indique que l'EPRA est gouvernée par un conseil d'administration dont 5 des 10 membres ne sont pas des fonctionnaires publics.</i>
	L'organisme de réglementation est gouverné par un conseil d'administration dont au moins 30 % des membres ne sont pas des fonctionnaires publics.	1	
	L'organisme de réglementation est gouverné par un conseil d'administration composé exclusivement de fonctionnaires publics.	0.5	
	L'organisme de réglementation n'a pas de conseil d'administration.	0	
	Non applicable - Pas d'organisme de réglementation / Auto-réglementé.	--	
1.3	Séparation du conseil d'administration	1.00	
	Aucun membre de la direction de l'organisme de réglementation, y compris le Directeur Général, n'a de droit de vote dans les décisions du conseil.	1	
	Au moins un membre de la direction de l'organisme de réglementation a un droit de vote dans les décisions du conseil.	0	
	Non applicable - Pas d'organisme de réglementation / Auto-réglementé.	--	
1.4	Cadre des recours	1.00	<i>Loi sur l'Énergie de 2019, clause 9.2 - Tribunal de l'Énergie.</i>
	Un tribunal est disponible et est indépendant de l'organisme de réglementation:	1	
	Le tribunal n'est pas disponible.	0	
	Non applicable - Pas d'organisme de réglementation / Auto-réglementé.	--	
1.5	Durabilité des revenus	1.00	<i>Loi sur l'Énergie de 2019, clause 20 – prélèvements sur les ventes d'électricité, frais de licence, dotations par le Parlement, revenus provenant des actifs, intérêts</i>
	Sources de revenus multiples (prélèvements sur les ventes, frais de licence, frais de demande, investissements, abonnements, etc.)	1	
	Source de revenus principale unique (par exemple, frais	0.5	

	Paramètre d'évaluation	Evaluation	Base
	de licence)		sur les dépôts bancaires, dons.
	Principalement dépendant du financement gouvernemental	0	Rapport Annuel 2021 de l'EPRA, page 82 – Prélèvement sur l'électricité, frais de licence, revenus d'intérêts.
	Non applicable / Données non disponibles	--	
1.6	Couverture des dépenses	1.00	Rapport Annuel 2021 de l'EPRA, page 72 – Revenus > Dépenses pour l'exercice fiscal se terminant en 2021 et 2020.
	Les revenus > les dépenses pendant au moins 3 des 5 dernières années	1	
	Les revenus > les dépenses pendant moins de 3 des 5 dernières années	0.5	
	Les revenus n'ont jamais dépassé les dépenses	0	
	Non applicable / Données non disponibles	--	
1.7	Personnel	1.00	74 % de la structure est remplie (basé sur les données primaires de l'organisme de réglementation).
	Plus de 70 % des postes approuvés (selon l'organigramme) sont pourvus	1	
	50 à 70 % des postes approuvés sont pourvus	0.5	
	Moins de 50 % des postes approuvés sont pourvus	0.25	
	Organigramme non préparé	0	
	Non applicable / Données non disponibles	--	
2	Pouvoir réglementaire		
2.1	Mandat d'octroi de licence	1.00	Loi sur l'Énergie de 2019, clause 117 – La génération, l'exportation, l'importation, la transmission, la distribution et l'approvisionnement de détail nécessitent une licence.
	La licence est mandatée dans la législation principale pour chaque sous-secteur	1	
	La licence est mandatée dans la législation principale, mais certains sous-secteurs sont exclus	0.5	
	La licence n'est pas mandatée / Il y a un manque de clarté sur les exigences en matière de licence	0	
2.2	Cadre d'octroi de licence	0.66	Réglementation sur la Licence Électrique (Réglementation en matière d'énergie) (Octroi de licence
	Les règlements de licence sont en vigueur légalement et sont définis de manière complète pour tous les sous-secteurs	1	

	Paramètre d'évaluation	Evaluation	Base
	Les règlements de licence sont en vigueur légalement et sont définis de manière complète, mais seulement pour certains sous-secteurs	0.66	<i>en électricité), 2012, Clause 2 et Annexe 4 – Les règlements s'appliquent à la génération, la transmission, la distribution, l'approvisionnement, la distribution + approvisionnement, génération + distribution + approvisionnement. Il n'existe pas de réglementations spécifiques pour l'exportation, l'importation, le commerce, bien que cela soit mandaté par la législation principale.</i>
	Les règlements de licence sont en vigueur légalement pour certains/tous les sous-secteurs, mais ils ne sont pas définis de manière complète	0.33	
	Les règlements de licence n'existent pas	0	
2.3	Frais de service	1.00	<i>Clause 4, Réglementation sur les Tarifs de l'Énergie (Les réglementations en matière d'énergie. Tarifs de l'électricité), 2022.</i>
	Les frais pour tous les services sont régulés	1	
	Les frais pour au moins certains services ne sont pas régulés	0	
3	<i>Opérations du système basées sur des règles et accès</i>		
3.1	Existence du code du réseau	1.00	<i>Les Réglementations en matière d'énergie (sur l'approvisionnement en électricité), 2021 -- La conformité au Code du Réseau de Transmission National du Kenya (KNTGC) et au Code du Réseau de Distribution National du Kenya (KNDGC) est obligatoire pour chaque titulaire de licence.</i>
	Les codes du réseau pour les réseaux de transmission (T) et de distribution (D) existent et sont juridiquement contraignants pour les utilisateurs du système	1	
	Les codes du réseau sont définis mais non obligatoires	0.5	
	Les codes du réseau n'existent pas	0	
3.2	Exhaustivité du code du réseau	1.00	<i>KNTGC 2024 couvre ces exigences</i>
	Le code du réseau est complet	1	
	Le code du réseau n'est pas complet	0	
	Non applicable car le code du réseau n'existe pas	--	
3.3	Gouvernance du code du réseau	1.00	<i>KNTGC, chapitre 4:</i>

	Paramètre d'évaluation	Evaluation	Base
	La gouvernance du code du réseau est forte	1	<i>Gouvernance</i> <i>Les réglementations en matière d'énergie (sur l'approvisionnement en électricité), 2021, la clause 7-14 mandate l'EPRA (Autorité de Régulation de l'Énergie du Kenya) d'être responsable de l'examen et de la révision du Code du Réseau.</i>
	La gouvernance du code du réseau est faible	0.5	
	Aucun chapitre sur la gouvernance dans le code du réseau	0	
	Non applicable car le code du réseau n'existe pas	--	
3.4	Révisions du code du réseau	1.00	<i>KNTGC, chapitre 4: Gouvernance</i> <i>Les réglementations en matière d'énergie (sur l'approvisionnement en électricité), 2021, la clause 7-14 mandate l'EPRA (Autorité de Régulation de l'Énergie du Kenya) d'être responsable de l'examen et de la révision du Code du Réseau.</i>
	Le mécanisme de révision du code du réseau est solide	1	
	Le mécanisme de révision du code du réseau est faible	0.5	
	Aucun chapitre sur la révision dans le code du réseau	0	
	Non applicable car le code du réseau n'existe pas	--	
4	<i>Transparence</i>		
4.1	Transparence de la structure des coûts	0.25	<i>Seules les comptes de KenGen sont entièrement séparés et rapportés. KPLC effectue l'achat d'électricité, l'importation, la transmission, la distribution et l'approvisionnement de détail, et présente les comptes sous forme d'entité regroupée. Il est conseillé d'examiner cela pour (ii) car la transmission est séparée et KETRACO rend compte de ses propres comptes.</i>
	Les comptes de la production, de la transmission, de la distribution et de l'approvisionnement au détail sont entièrement séparés et rapportés	1	
	Seuls les comptes de la production et de la transmission sont entièrement séparés et rapportés	0.75	
	Seuls les comptes de la production sont entièrement séparés et rapportés	0.25	
	Aucun compte n'est séparé	0	
5	<i>Accès de tiers</i>		
5.1	Accès de tiers (ATR)	1.00	<i>Loi sur l'Énergie, clauses 136.1.c et 140.1.d</i>
	Autorisé ; à la fois aux réseaux de transmission et de distribution	1	

	Paramètre d'évaluation	Evaluation	Base
	Autorisé ; uniquement au réseau de transmission	0.5	
	ATR non autorisé	0	
5.2	Compétitivité du marché de l'électricité en gros	0.50	<i>Les producteurs indépendants d'électricité (IPP) sont présents, mais KPLC est l'acheteur unique.</i>
	Multiplés vendeurs - Multiplés acheteurs	1	
	Multiplés vendeurs - Acheteur unique	0.5	
	Vendeur unique - Acheteur unique	0	
5.3	Électricité échangée	0.75	<i>Importations - 419 GWh. Total - 6805. Source : Rapport statistique bi-annuel du Kenya (juillet-décembre 2023).</i>
	La part des (importations + exportations) dans la production d'électricité du pays est > 10 %	1	
	La part des (importations + exportations) dans la production d'électricité du pays est de 5 à 10 %	0.75	
	La part des (importations + exportations) dans la production d'électricité du pays est de 1 à 5 %	0.5	
	La part des (importations + exportations) dans la production d'électricité du pays est < 1 %	0	
6	<i>Egalité des conditions de concurrences</i>		
6.1	Frais ATR non discriminatoires	0.00	<i>Les frais d'ATR n'ont pas encore été définis. Il existe des projets de réglementations qui fourniront un cadre pour ces frais à l'avenir.</i>
	Les frais d'ATR sont transparents et identiques pour tous les producteurs – appartenant à l'État, les IPP situés dans le pays et les IPP situés à l'étranger	1	
	Les frais d'ATR sont non transparents / plus élevés pour les producteurs non appartenant à l'État	0	
	Non applicable / Données non disponibles	--	
6.2	Indépendance de l'opérateur du système	0.00	<i>KETRACO a été désigné comme opérateur du système par un avis au Journal officiel. La législation principale a rendu illégal pour le distributeur d'être l'opérateur du système.</i>
	Aucun des utilisateurs du système n'a d'intérêt de contrôle dans l'opérateur du système	1	
	Au moins un des utilisateurs du système a un intérêt de contrôle dans l'opérateur du système OU l'un des utilisateurs du système est l'opérateur du système OU l'un des utilisateurs du système est l'opérateur du système	0	
7	<i>Efficacité du système concernant les ATR (Accès de tiers)</i>		
7.1	Frais d'ATR réfléchissant les coûts	0.00	<i>Les frais d'ATR n'ont pas encore été définis. Il existe</i>
	Les frais d'accès au réseau sont révisés au moins une fois	1	

	Paramètre d'évaluation	Evaluation	Base
	par an ; la méthodologie pour déterminer les frais est bien définie et réfléchissant les coûts		<i>des règlements provisoires qui fourniront un cadre pour ces frais.</i>
	Un seul des aspects ci-dessus est vrai	0.5	
	Aucun des aspects ci-dessus n'est vrai	0	
	Non applicable / Données non disponibles	--	
7.2	Octroi en temps utile d'ATR	0.00	<i>Les frais d'ATR n'ont pas encore été définis. Il existe des règlements provisoires qui fourniront un cadre pour ces frais.</i>
	Le délai basé sur la procédure opérationnelle standard (SOP) est < 4 semaines	1	
	Le délai basé sur la procédure opérationnelle standard (SOP) est de 4 à 8 semaines	0.5	
	Le délai basé sur la procédure opérationnelle standard (SOP) est > 8 semaines	0	
	Non applicable / Données non disponibles	--	
8	<i>Droits des consommateurs</i>		
8.1	Droit de connexion	1.00	<i>Les réglementations en matière d'énergie (sur l'approvisionnement en électricité), 2021, clause 16.</i>
	Le droit de recevoir l'approvisionnement est prévu par la loi	1	
	Le droit de recevoir l'approvisionnement est prévu par la loi	0	
8.2	Cadre de connexion	1.00	<i>Les réglementations en matière d'énergie (sur l'approvisionnement en électricité), 2021, clause 16.</i>
	Le délai de connexion d'un consommateur est prévu dans les règlements et le formulaire de contrat est approuvé par l'organisme de réglementation	1	
	Soit le délai n'est pas défini, soit le formulaire de contrat n'est pas approuvé	0.5	
	Ni le délai ni le formulaire de contrat ne sont disponibles	0	
9	<i>Intégration de l'énergie renouvelable</i>		
9.1	Exigences de connexion au réseau pour les VRPP	1.00	<i>Chapitre 7, KNTGC</i>
	e code du réseau inclut de manière exhaustive les exigences de connexion pour les VRPP	1	
	Le code du réseau inclut les exigences de connexion pour les VRPP, mais elles ne sont pas complètes	0.5	
	Le code du réseau n'inclut pas les exigences de connexion pour les VRPP	0	

	Paramètre d'évaluation	Evaluation	Base
	Non applicable car le code du réseau n'existe pas	--	
9.2	Cadre contractuel pour les producteurs d'ER	1.00	<i>Le Kenya a développé des accords type d'achat d'électricité (AAE) pour les producteurs d'ER de plus de 10 MW et de moins de 10 MW.</i>
	Un cadre contractuel bien équilibré est disponible pour les producteurs d'ER	1	
	Un cadre contractuel est disponible, mais il n'est pas bien équilibré	0.5	
	Aucun cadre contractuel n'existe	0	

Les indicateurs clés de performance (ICP) réglementaires abordés dans la section 3.4 du rapport sont soumis séparément sous forme d'un **modèle de feuille de calcul basé sur Excel**. Ce modèle prévoit la collecte des données des cinq dernières années. La dissociation a été indiquée pour les indicateurs clés de performance (ICP) concernés, lorsqu'applicable.

4.4 Méthodologie de collecte, d'analyse et d'évaluation des données PRRE et des indicateurs clés de performance (ICP) réglementaires pour le modèle

La méthodologie de collecte, d'analyse et d'évaluation des PRRE est la suivante.

- L'État membre doit mettre en place un responsable nodal au niveau de l'organisme de réglementation pour rendre compte des PRRE.
- Le calendrier de collecte des données sur une base annuelle doit être finalisé et respecté par les États membres.
- Les États membres doivent saisir les scores/données sur le PRRE après examen et approbation par le responsable désigné.
- Un modèle uniforme basé sur Excel devrait être adopté
- Des efforts devraient être mis en place pour obtenir les informations souhaitées concernant les PRRE qui ne sont actuellement pas rapportés.
- Le score PRRE de chaque État membre devrait être mis à jour chaque année.

La méthodologie de collecte et d'analyse des indicateurs clés de performance (ICP) réglementaires est la suivante :

- Chaque État membre devrait mettre en place un point focal au niveau de l'organisme de réglementation pour rendre compte des indicateurs clés de performance (ICP).
- Le calendrier de collecte des données sur une base annuelle doit être finalisé et respecté par les États membres.
- Les États membres doivent saisir les données pertinentes après examen et approbation par le modèle uniforme basé sur Excel devrait être adopté
- Des efforts devraient être mis en place pour obtenir les points de données souhaités concernant les indicateurs clés de performance (ICP) qui ne sont actuellement pas rapportés.
- L'ensemble des données relatives aux indicateurs clés de performance (ICP) devrait être mis à jour chaque année.

4.5 Conclusion

Le cadre d'évaluation développé ci-dessus fournit à chaque État membre des indications sur son degré d'alignement avec les PRRE identifiés. Le même outil indique également les mesures que l'État membre devrait prendre pour se rapprocher du modèle régional et améliorer en même temps son environnement d'investissement. Le consultant estime également que le cadre d'évaluation ainsi développé fournit **un outil qui peut être utilisé par chaque pays dans les années à venir pour se mesurer périodiquement** au fur et à mesure que son cadre juridique et réglementaire se développe. Il peut également servir de guide lors de l'élaboration de textes réglementaires, en fournissant une liste de contrôle des principes qui devraient être adoptés pour maximiser la conformité avec le PRRE.

L'objectif de cet exercice d'étalonnage n'est pas de comparer les États entre eux et d'identifier ceux *'qui réussit le mieux'*. Il s'agit plutôt de fournir aux organismes régionaux une meilleure compréhension de la situation générale en termes de conformité avec le PRRE identifié dans les 13 États. Cela permettra d'éclairer la planification et la politique régionales, en particulier en termes de soutien futur qui pourrait être nécessaire de la part des gouvernements nationaux, des organismes de réglementations et des opérateurs d'électricité.

5 Indicateurs clés de performance des services publics et cadre de suivi

5.1. Introduction

Une liste d'indicateurs clés de performance (ICP) et de ressources de données sont proposée, dans ce chapitre, pour un suivi complet de la performance des services publics des États membres du COMESA, en tenant compte de leur pertinence par rapport aux questions réglementaires, compte tenu du contexte régional et des meilleures pratiques internationales.

5.2. Identification des ICP actuels des services publics pertinents pour la réglementation de l'électricité

Les ICP des services publics actuellement suivis par les États membres ont été examinés sur la base des contributions fournies au cours des différents cycles de consultation. Ils ont également été examinés sur la base des ressources secondaires disponibles telles que le portail UPBEAT de la Banque mondiale et le rapport l'Indice de réglementation de l'électricité (Africa Energy Regulatory Index) (ERI). Il convient de noter que les États membres ne communiquent actuellement qu'un ensemble très limité d'indicateurs relatifs à la capacité installée, à la production nette d'énergie, à la disponibilité de la production, à la demande de pointe, aux pertes du système de transmission et de distribution, aux importations/exportations, au SAIFI (Indice de fréquence moyenne d'interruption du système), au SAIDI (Indice de durée moyenne d'interruption du système), à la longueur du réseau de transmission et de distribution, au nombre de clients et à la quantité totale d'énergie facturée. Dans de nombreux pays, les ensembles de données nécessaires à une ventilation plus poussée ne sont pas disponibles. Par exemple, dans certains pays, le total de l'énergie facturée n'est pas disponible en fonction du type de client. La liste affinée des indicateurs clés de performance des services publics est proposée comme indiqué ci-dessous afin de disposer d'un ensemble de données complet et uniforme pour le suivi de la performance des services publics.

5.3. Indicateurs clés de performance des services publics affinés et pertinents pour la régulation de l'électricité dans la région du COMESA

Une liste d'ICP a été élaborée sur la base de l'examen des rapports de performance existants fournis par les États membres et des contributions fournies par les parties prenantes au cours de plusieurs sessions de consultations. Les ICP ont été finalisés sur la base des discussions menées avec les parties prenantes lors de l'atelier consultatif au Caire les 13 et 14 mai 2024 et d'autres discussions tenues lors de l'atelier sur le système de gestion de l'information (IMS) en Zambie les 5 et 6 juin 2024 et de l'atelier de validation à Kigali les 30 et 31 juillet 2024.

Les ICP et les données ont été proposés sous les rubriques suivantes :

- 1 Production
- 2 Exploitation du système
- 3 Transmission – dans le pays
- 4 Transmission – Lignes de transports (raccordement)

- 5 Distribution
- 6 Fourniture d'électricité au détail
- 7 Performances financières
- 8 Marché de l'électricité
- 9 Intégration des énergies renouvelables

Le table ci-dessous présente une liste récapitulative des indicateurs clés de performance et des actifs de données.

Tableau 3: Liste récapitulative des indicateurs clés de performance et des données recommandées pour l'établissement de rapports

1. Production	1.1 Capacité installée (MW) 1.2 Capacité fiable (MW) 1.3 Capacité annuelle de production d'énergie (GWh) 1.4 Capacité de réserve de fonctionnement (MW, %) 1.5 Énergie brute produite (GWh) 1.6 Énergie nette produite (GWh)	1.7 Taux d'autoconsommation (%) 1.8 Durée de l'arrêt forcé(heures) 1.9 Durée de l'arrêt programmé (heures) 1.10 Disponibilité de la production (%) 1.11 Capacité des sous-stations de production (MVA)
2. Exploitation du système	2.1 Demande maximale (MW), date et heure 2.2 Demande minimale (MW), date et heure 2.3 Facteur de charge du système (%)	2.4 Nombre d'excursions de fréquence : > 50.5 Hz or < 49.5 Hz 2.5 Minutes perdues par le système (minutes)
3. Transmission – dans le pays	3.1 Durée moyenne des interruptions forcées (ADFI) (heures) 3.2 Nombre moyen d'interruptions forcées pour toutes les lignes de transport (ANOFT) 3.3 Disponibilité du réseau de transport (%) 3.4 Pertes du réseau de transport (%)	3.5 Longueur du réseau de transport - niveau national (circuits-km) 3.6 Capacité des sous-stations de transport - niveau national (MVA) 3.7 Facteur d'utilisation du réseau - Transmission
4. Transmission – Lignes de transport d'électricité	4.1 Importation d'électricité (GWh) 4.2 Exportation d'électricité (GWh) 4.3 Longueur du réseau de transport - Lignes de raccordement (circuits-km)	4.4 Capacité du réseau de transport - Lignes de raccordement (MVA) 4.5 Capacité des sous-stations de transport - Lignes de raccordement (MVA)

5. Distribution	5.1 Pertes dans le réseau de distribution (%)	5.5 Capacité de la sous-station de distribution(MVA)
	5.2 Indice de fréquence moyenne d'interruption du système (SAIFI)	5.6 Capacité du transformateur abaisseur de tension de distribution (XX/4__ or XX/2__ volts) (MVA)
	5.3 Indice de durée moyenne d'interruption du système (SAIDI) (heures)	5.7 Facteur d'utilisation du réseau - Distribution
	5.4 Longueur du réseau de distribution (circuit-km)	
6. Fourniture d'électricité au détail	6.1 Clients	6.6 Consommation d'électricité par unité de PIB (GWh par million d'USD)
	6.2 Clients prépayés (%)	6.7 Indice de durée moyenne des interruptions pour les clients (CAIDI) (heures)
	6.3 Taux d'accès à l'électricité (%)	6.8 Productivité du personnel
	6.4 Énergie totale facturée aux clients (GWh)	
	6.5 Consommation d'électricité par habitant (kWh)	
7. Performances financières	7.1 Indice des frais d'exploitation et de maintenance	7.5 Ratio de rotation des actifs fixes
	7.2 Rendement des actifs (%)	7.6 Ratio de rotation du total des actifs
	7.3 Rendement des capitaux propres (%)	7.7 Bénéfice avant impôts (millions USD)
	7.4 Ratio de liquidité générale	7.8 Bénéfice après impôts (millions USD)
8. Marché de l'électricité	8.1 Part de marché basée sur l'achat d'énergie (%)	8.2 Indice de concurrence / Indice Herfindahl-Hirschman pour la fonction de production (IHH)
9. Intégration des énergies renouvelables	9.1 Émissions de CO2 provenant de la production d'électricité (en milliers de tonnes)	9.2 Facteur d'émission du réseau (tonnes de CO2/MWh)

Une description détaillée des indicateurs pour chacune des rubriques est fournie ci-dessous.

Tableau 4: ICP et ressources de données - Production

Indicateur	Ventilation (voir la note ci-dessous)	Définition
1. Production		
1.1 Capacité installée (MW)	<ul style="list-style-type: none"> Connexion des générateurs Technologie des générateurs 	C'est la capacité nominale ou de conception de la centrale ou de l'unité de production dans des conditions de flux de puissance réactive maximale ou d'exigence de facteur de puissance minimale.
1.2 Capacité fiable (MW)	<ul style="list-style-type: none"> Connexion des générateurs Technologie des générateurs 	Capacité maximale disponible actuelle résultant du déclassement de la capacité installée en raison du vieillissement des installations, etc.

Indicateur	Ventilation (voir la note ci-dessous)	Définition
1.3 Capacité annuelle de production d'énergie (GWh)	<ul style="list-style-type: none"> • Connexion des générateurs • Technologies des générateurs 	<p>Capacité de production d'énergie par an pour l'ensemble du système = Somme des capacités de production d'énergie de chaque centrale électrique.</p> <p>Capacité de production d'énergie par an pour une centrale = Facteur de disponibilité de la centrale X Capacité installée X Facteur de la centrale X 8760.</p>
1.4 Capacité de réserve de fonctionnement (MW, %)		<p>La réserve de fonctionnement est la capacité de production dont dispose l'opérateur du système dans un court intervalle de temps pour répondre à la demande en cas de panne du générateur ou d'interruption de l'approvisionnement. Elle correspond à la somme de la réserve tournante et de la réserve rapide et est considérée comme la taille de la plus grande unité de production du système. La taille doit être considérée comme une moyenne sur la période de référence.</p> <p>La réserve tournante est définie comme la capacité de production d'énergie supplémentaire du générateur qui est déjà synchronisé avec le système. Cette puissance supplémentaire est obtenue en augmentant le couple du rotor de la turbine. La réserve rapide est une réserve à action rapide conçue pour rétablir la fréquence du système dans la minute qui suit une panne.</p> <p>La capacité de la réserve de fonctionnement sera exprimée en MW et en %. Pour le pourcentage, la capacité totale installée sera utilisée comme base pour calculer le pourcentage.</p>
1.5 Énergie brute produite (GWh)	<ul style="list-style-type: none"> • Connexion de générateurs • Technologies des générateurs 	Énergie totale produite
1.6 Énergie nette produite (GWh)	<ul style="list-style-type: none"> • Connexion de générateurs • Technologies des générateurs 	Énergie nette mesurée aux jeux de barres de l'usine, nette de la consommation auxiliaire dans les locaux de l'usine.
1.7 Taux d'autoconsommation (%)	<ul style="list-style-type: none"> • Connexion de générateurs • Technologies des générateurs 	<p>Il s'agit de l'ampleur de la consommation d'énergie auxiliaire dans les locaux de l'usine. Elle est exprimée en pourcentage et calculée comme suit :</p> <p>(Énergie brute générée moins Énergie nette générée) / Énergie brute générée)</p>

Indicateur	Ventilation (voir la note ci-dessous)	Définition
1.8 Durée de l'interruption forcée (heures)		La durée totale des interruptions forcées.
1.9 Durée de l'arrêt programmé (heures)		La durée totale des arrêts programmés.
1.10 Disponibilité de la production (%)	<ul style="list-style-type: none"> • Connexion de générateurs • Technologies des générateurs 	Fraction de la période pendant laquelle les actifs de production sont disponibles sans interruption, exprimée en pourcentage. Elle est calculée comme suit : [1 - (heures d'interruptions forcées + heures d'interruptions planifiées) / Total des heures de la période]
1.11 Capacité des sous-stations de production (MVA)		Somme des capacités installées des transformateurs du générateur

Remarque :

- Connexion des générateurs : Connecté au réseau, captif, hors réseau
- Technologie des générateurs : Grande hydro > 10 MW, thermique, solaire, éolienne, géothermique, petite hydro < 10 MW, biomasse/biogaz/cogénération, onde marémotrice, importations

Tableau : ICP et ressources de données- Exploitation du système

Indicateur	Ventilation	Définition
2. Exploitation du système		
2.1 Demande maximale (MW), date et heure	--	La valeur de la demande la plus élevée enregistrée dans le système au cours d'une période de référence.
2.2 Demande minimale (MW), date et heure	--	Valeur de la demande la plus faible enregistrée dans le système au cours d'une période de référence.
2.3 Facteur de charge du système (%)	--	Cette donnée caractérise la courbe de charge du système en termes d'amplitude de son « pic » ou de son « aplatissement ». Une valeur proche de 100 % indique une courbe de charge plus plate. Elle est exprimée en pourcentage et calculée comme suit : [Énergie transmise par le système (GWh) X 1000] / (Demande de pointe (MW) X Nombre d'heures dans la période de référence)
2.4 Nombre d'excursions de fréquence : > 50,5 Hz ou < 49,5 Hz	--	Nombre de fois où la fréquence du système sort de la bande spécifiée.

Indicateur	Ventilation	Définition
2.5 Minutes perdues par le système (minutes)	--	<p>Cet indice mesure la gravité de chaque perturbation du système par rapport à la taille du système, en termes de durée de la panne totale du système. Il est déterminé en calculant le rapport entre l'énergie non fournie pendant une panne et l'énergie qui serait fournie pendant une minute si l'énergie fournie était à sa valeur maximale. Une minute de système indique l'équivalent d'une interruption totale du système, avec l'ampleur de la pointe annuelle du système, pendant une minute.</p> <p>La formule utilisée pour calculer les minutes perdues dans le système est la suivante :</p> $\text{Minutes perdues sur le réseau} = \frac{\text{Somme de l'énergie non fournie (MWmins)}}{\text{Demande maximale du réseau (MW)}}$ <p>Lorsque cet indice pour un incident spécifique est supérieur à une minute, cet incident peut être normalement classé comme une interruption majeure.</p>

Tableau 5: : ICP et ressources de données - Transmission - Dans le pays

Indicateur	Ventilation (voir note ci-dessous)	Définition
3. Transmission – dans le pays		
3.1 Durée moyenne des interruptions forcées (ADFI) (heures)	Tensions de transmission - THT, HT	Durée totale des interruptions forcées affectant les circuits des lignes de transport divisée par le nombre total d'interruptions, à l'exclusion des cas de force majeure et des interventions de tiers.
3.2 Nombre moyen d'interruptions forcées pour toutes les lignes de transmission (ANOFT)	Tensions de transmission - THT, HT	Nombre total de pannes forcées multiplié par 100 km et divisé par la longueur totale en km des lignes de transport appartenant au titulaire de la licence, par niveau de tension.
3.3 Disponibilité de la transmission (en %)	Tensions de transmission - THT, HT	Cela représente la fraction de la période pendant laquelle les actifs de transmission sont disponibles sans interruption, exprimée en pourcentage. Elle est calculée comme suit : [1 - (heures d'interruptions forcées + heures d'interruptions programmées)/ Total des heures de la période]

Indicateur	Ventilation (voir note ci-dessous)	Définition
3.4 Pertes du réseau de transport (en %)	--	C'est la différence entre l'énergie électrique entrant dans le réseau de transport à partir de la production et/ou d'un autre réseau de transport et sortant du réseau de transport vers un autre réseau de transport, un réseau de distribution ou un utilisateur final, exprimée en pourcentage de l'énergie électrique entrant dans le réseau de transport.
3.5 Longueur du réseau de transport - niveau national (circuits-km)	Tensions de transmission - THT, HT	C'est la longueur totale du circuit des lignes de transmission avec points de départ et d'arrivée à l'intérieur du pays.
3.6 Capacité des sous-stations de transport - niveau national (MVA)	Tensions de transmission - THT, HT	C'est la somme de la capacité des transformateurs installés dans les postes de transmission dans le pays.
3.7 Facteur d'utilisation du réseau - Transmission	--	Indique le degré d'utilisation ou de charge de la capacité de transformation du réseau. Calculé comme le rapport entre la demande de pointe dans le réseau de transmission (en MVA) et la capacité de transformation totale (en MVA) installée dans les sous-stations de transmission au niveau du pays et de l'interconnexion.

Tableau 8 : ICP et ressources de données - Lignes de transport d'électricité

Indicateur	Ventilation (voir note ci-dessous)	Définition
4. Transmission – Lignes de transport d'électricité		
4.1 Importation d'électricités (GWh)		Total des unités d'électricité importées par le biais des lignes de transport.
4.2 Exportation d'électricité (GWh)		Total des unités d'électricité exportées par le biais des lignes de transport.
4.3 Longueur du réseau de transport - Lignes de raccordement (circuits-km)	Tensions de transmission - THT, HT	Longueur totale du circuit des lignes de transmission
4.4 Capacité du réseau de transport - Lignes de transport (MVA)	Tensions de transmission - THT, HT	Capacité totale de bande passante des lignes de transmission.

Indicateur	Ventilation (voir note ci-dessous)	Définition
4.5 Capacité des sous-stations de transport - lignes de transport (MVA)	Tensions de transmission - THT, HT	Somme des capacités installées des transformateurs dans les postes de transmission situés sur les lignes de transport.

Tableau 6: ICP et ressources de données - Distribution

Indicateur	Ventilation (voir note ci-dessous)	Définition
5. Distribution		
5.1 Pertes du réseau de distribution (%)	--	C'est la différence entre l'énergie électrique entrant dans le réseau de distribution à partir du réseau de transmission, d'un autre réseau de distribution et/ou de la production intégrée, et l'énergie électrique sortant du réseau de distribution à des fins de consommation, exprimée en pourcentage de l'énergie électrique entrant dans le réseau de distribution.
5.2 Indice de fréquence moyenne d'interruption du système (SAIFI)	--	C'est le nombre total de fois qu'un consommateur type subit des interruptions forcées au cours de la période considérée.
5.3 Indice de durée moyenne d'interruption du système (SAIDI) (heures)	--	C'est la durée totale de l'interruption forcée subie par un consommateur type au cours de la période considérée.
5.4 Longueur du réseau de distribution (km de circuits)	Tensions de distribution - MT, BT Lignes aériennes, câblage souterrain	C'est la longueur totale des lignes de distribution.
5.5 Capacité des postes de distribution (MVA)	Tensions de distribution - MT, BT	C'est la somme des capacités installées des transformateurs dans les postes de distribution.
5.6 Capacité (MVA) du transformateur abaisseur de tension de distribution (XX/4_ _ ou XX/2_ _ volts)	--	C'est la somme des capacités installées des transformateurs de distribution.

Indicateur	Ventilation (voir note ci-dessous)	Définition
5.7 Facteur d'utilisation du réseau - Distribution		Cela représente le degré d'utilisation ou de charge de la capacité de transformation du réseau. Il est calculé comme le rapport entre la demande maximale dans le réseau de distribution (en MVA) et la capacité de transformation totale (en MVA) installée dans les sous-stations de distribution et les transformateurs de distribution.

Tableau 7: ICP et ressources de données – Fourniture au détail

Indicateur	Ventilation	Définition
6. Fourniture d'électricité au détails		
6.1 Nombre de clients	--	C'est le nombre de clients disposant d'une connexion légale au réseau. Seuls les clients qui consomment de l'électricité pour leur propre usage (et non pour la revente) sont pris en compte.
6.2 Clients des services prépayés (%)		Le rapport entre le nombre de clients domestiques disposant d'un raccordement légal à un compteur à prépaiement et le nombre total de clients domestiques disposant d'un raccordement légal.
6.3 Taux d'accès à l'électricité (%)		C'est la proportion de la population ayant accès à l'électricité. Il est calculé comme suit : (Nombre de connexions domestiques X Taille moyenne des ménages) / Population totale - Les connexions doivent être pris en compte pour tous les types de raccordements. - Connecté au réseau, hors réseau, autonome - La taille moyenne des ménages doit être calculée selon les données du dernier recensement. - La population doit être considérée selon les données du dernier recensement, extrapolées à l'année de référence en utilisant le taux de croissance décennal. - Toutes les données doivent être considérées comme combinées pour les zones urbaines et rurales.
6.4 Total de l'énergie facturée aux clients (GWh)	<ul style="list-style-type: none"> • Catégorie de clients • Région 	Total des unités d'énergie facturées aux clients au cours d'une période donnée.

Indicateur	Ventilation	Définition
6.5 Consommation d'électricité par habitant (kWh)		Cela représente la consommation d'électricité par personne. Elle est calculée comme le rapport entre la consommation totale d'électricité par catégorie de clients résidentiels dans le pays (GWh) au cours de la période de référence et la population moyenne du pays au cours de la période de référence.
6.6 Consommation d'électricité par unité de PIB (GWh par million d'USD)		Cela représente la consommation d'électricité par unité de PIB. Il est calculé comme le rapport entre le total de l'électricité consommée par toutes les catégories de clients dans le pays (GWh) au cours de la période de référence et le PIB total produit par le pays (en millions d'USD) au cours de la période de référence.
6.7 Indice de durée moyenne des interruptions pour les clients (CAIDI) (heures)		C'est la durée moyenne d'une coupure d'électricité subie par un consommateur donné, mesurée en unités de temps. Elle est calculée comme un rapport entre le SAIDI et le SAIFI.
6.8 Productivité du personnel		Cela représente le nombre moyen de clients servis par chaque employé. Il est calculé comme le rapport entre le nombre total de clients et le nombre total d'employés dans les fonctions de distribution et de vente au détail. Les employés comprennent le personnel permanent et contractuel - les vendeurs sont exclus. Dans le cas d'un service public groupé, les employés de l'entreprise/du service commun doivent être répartis en utilisant le nombre d'employés des fonctions individuelles comme base.

Tableau 8: ICP et ressources de données - Performance financière

Indicateur	Ventilation	Définition
7. Performance financière		
7.1 Indice des frais de fonctionnement et d'entretien	Titulaire de licence	<p>Cela représente les frais d'exploitation et de gestion encourus pour chaque unité d'électricité vendue.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Les dépenses encourues uniquement dans les fonctions de distribution et de fourniture d'électricité au détail doivent être incluses. Pour les services publics groupés, veuillez répartir les dépenses sur la base de la valeur brute des actifs immobilisés pour chaque fonction ; - Inclure les dépenses encourues au titre des salaires et avantages sociaux des employés, des réparations et de l'entretien, de l'administration et des frais généraux ; - Exclure les dépenses encourues au titre de l'achat d'électricité, de l'amortissement, des intérêts et du financement, des impôts ; et - Exclure les dépenses de nature capitalistique.

Indicateur	Ventilation	Définition
7.2 Rendement des actifs (%)	Titulaire de licence	Cela indique la capacité de l'entreprise à déployer ses actifs pour générer de la rentabilité. Une valeur plus élevée est souhaitable. Bénéfice avant intérêts et impôts (BAII) / (Immobilisations nettes + Actifs circulants)
7.3 Rendement des capitaux propres (%)	Titulaire de licence	Cela indique la capacité de l'entreprise à générer une rentabilité sur les fonds propres injectés. Une valeur plus élevée est souhaitable. Revenu net/ Fonds propres
7.4 Ratio actuel	Titulaire de licence	Cela indique la disponibilité des actifs à court terme pour faire face aux obligations à court terme. Une valeur supérieure à 1 est souhaitable et dénote une plus grande liquidité de l'entreprise. Actif à court terme / Passif à court terme
7.5 Taux de rotation des immobilisations	Titulaire de licence	Mesure la capacité du service public à générer des revenus à partir de l'utilisation des actifs fixes. Total des recettes d'exploitation / Moyenne des actifs fixes nets
7.6 Taux de rotation du total des actifs	Titulaire de licence	Mesure la capacité du service public à générer des revenus à partir de l'utilisation des actifs fixes et non fixes. Total des recettes d'exploitation / Moyenne du total des actifs nets
7.7 Bénéfice avant impôts (millions d'USD)	Titulaire de licence	Cela représente le bénéfice après prise en compte des coûts d'exploitation et de financement, et avant impôts
7.8 Bénéfice après impôts (en millions d'USD)	Titulaire de licence	Cela représente le bénéfice net disponible pour les actionnaires, après prise en compte des coûts d'exploitation, de financement et d'impôt

Tableau 9: ICP et ressources de données - Marché de l'électricité

Indicateur	Ventilation	Définition
8. Marché de l'électricité		
8.1 Part de marché basée sur l'achat d'énergie (en %)	Producteurs d'électricité	C'est le rapport entre l'énergie produite par un producteur d'électricité particulier et l'énergie totale sur le réseau interconnecté. Le producteur d'électricité se réfère ici à un propriétaire plutôt qu'à une unité de production ou à une centrale individuelle. Si un propriétaire possède plusieurs unités ou centrales, l'indicateur sera calculé sur une base agrégée pour le propriétaire.

Indicateur	Ventilation	Définition
8.2 Indice de concurrence / Indice Herfindahl-Hirschman pour la fonction de génération (HHI)	--	L'indice Herfindahl Hirschman (IHH) analyse la concurrence dans le secteur de l'électricité en mesurant la concentration des entreprises sur un marché, ce qui donne une idée de l'état de la concurrence. Il est calculé en élevant au carré les parts de marché de toutes les entreprises présentes sur le marché et en additionnant les carrés comme suit. La part de marché est calculée au niveau du propriétaire plutôt qu'au niveau de l'unité de production ou de la centrale. IHH = somme (part de marché) ^ 2 Un marché dont l'IHH est inférieur à 0,1 est considéré comme un marché concurrentiel, un IHH de 0,15 à 0,25 est modérément concentré et un IHH de 0,25 ou plus est fortement concentré.

Tableau 10: ICP et ressources de données - Intégration des énergies renouvelables

Indicateur	Ventilation	Définition
9. Intégration des énergies renouvelables		
9.1 Émissions de CO ₂ dues à la production d'électricité (en milliers de tonnes)	--	Émissions de CO ₂ générées par les centrales électriques utilisant des combustibles fossiles
9.2 Facteur d'émission du réseau (tonnes de CO ₂ / MWh)	--	Émissions de CO ₂ générées par les centrales à combustibles fossiles connectées au réseau pour chaque MWh d'énergie transmise par le réseau

5.4. ICP des services publics pour la régulation incitative

Sur la base d'un examen des meilleures pratiques adoptées pour la régulation incitative¹³, il est observé que les mesures suivantes sont généralement déployées pour améliorer les performances.

- Mesures de performance des générateurs (par exemple, disponibilité des générateurs)
- Mesure de l'efficacité du transport (par exemple, disponibilité du transport)
- Mesures d'efficacité de la distribution (par exemple, pertes en ligne)
- Mesures de fiabilité (par exemple SAIDI, SAIFI, CAIDI, mesures de la qualité de l'énergie)
- Facteur de charge et objectifs de réduction de la charge maximale

Étant donné que l'amélioration de l'efficacité opérationnelle de la compagnie est un objectif clé, il est essentiel d'indiquer des signaux d'efficacité au service public d'électricité par le biais des tarifs. La meilleure façon d'y parvenir est de mettre en place **un cadre pluriannuel** qui laisse au service public d'électricité le temps d'investir dans l'amélioration de l'efficacité et d'en récolter les bénéfices. L'incorporation d'incitations

¹³ Source: *The Expansion of Incentive (Performance Based) Regulation of Electricity Distribution and Transmission in the United States Working Paper*

à la performance dans un environnement basé sur le taux de rendement peut être réalisée de la manière suivante :

- Le régulateur doit identifier les paramètres de performance que le service public d'électricité peut améliorer et qui peuvent être utilisés pour déterminer les dépenses autorisées pour le recouvrement des coûts. Il peut s'agir, entre autres, des facteurs de disponibilité des installations, du facteur de charge du réseau, des pertes de distribution et des périodes d'interruption de service des clients;
- L'autorité de régulation doit alors établir des objectifs de référence pour ces paramètres de performance en analysant les performances historiques ou en procédant à des exercices d'évaluation. En outre, il doit prévoir les améliorations de ces paramètres que le service public d'électricité peut réaliser sur une période de trois à cinq ans;
- Le régulateur doit déterminer les recettes nécessaires à recouvrer par le biais des tarifs au cours de la période pluriannuelle choisie. Par exemple, les pertes de distribution cibles peuvent être utilisées pour estimer les besoins d'achat d'électricité, qui, à leur tour, sont utilisés pour estimer les coûts d'achat d'électricité. De même, les facteurs de disponibilité des centrales peuvent être utilisés pour déterminer le recouvrement total ou partiel des coûts fixes d'une centrale électrique;
- Le régulateur doit alors procéder à des révisions tarifaires périodiques au cours de la période pluriannuelle. Si le service public d'électricité dépasse ses objectifs de performance sur les paramètres, elle peut être autorisée à conserver la totalité du revenu ou à en partager une partie avec les clients. En revanche, si le service public d'électricité n'atteint pas ses objectifs, elle peut être amenée à supporter la totalité de la perte ou à en partager une partie avec les clients. Les revenus/pertes qui sont déterminés comme devant être supportés par le service public peuvent être utilisés pour ajuster les besoins en revenus pour une période ultérieure;
- **Incitations/pénalités basées sur le tarif** : La structure tarifaire doit prévoir des incitations/pénalités basées sur le tarif pour les clients afin d'améliorer l'efficacité énergétique, le facteur de charge et le facteur de puissance tout en maintenant la simplicité de la structure;

Sur la base des indicateurs clés de performance des services publics finalisés pour la région du COMESA, les indicateurs suivants sont proposés pour **une régulation incitative** dans un premier temps:

- Disponibilité de la production (en %)
- Facteur de charge du système (en %)
- Disponibilité du transport (en %)
- Pertes dans le réseau de distribution (en %)

Des indicateurs tels que SAIFI et SAIDI peuvent être déployés une fois que le marché de l'électricité est plus développé dans la région en tant que mesures pour une régulation incitative basée sur la performance.

5.5. Modèles de collecte et d'analyse des données des ICP des services publics pour la région du COMESA

Pour garantir une performance efficace au niveau des services publics, un suivi et une évaluation continus sont essentiels pour suivre régulièrement les progrès, évaluer les forces et les faiblesses et identifier les domaines d'amélioration. Un ensemble d'outils appropriés peut faciliter ce processus d'auto-évaluation pour les États membres. L'outil de suivi des performances des services publics a été développé pour assurer un suivi et une évaluation efficaces des performances, qui sont soumis séparément sous la forme d'un modèle de feuille de calcul basé sur Excel.

Le modèle permet de saisir les données des cinq dernières années et, le cas échéant, sur la base de données pertinentes, il est capable de calculer certains indicateurs clés de performance, par exemple CAIDI - qui est le ratio du SAIDI sur le SAIFI. La ventilation a été mentionnée en regard des indicateurs de performance clés pertinents, le cas échéant.

5.6. Méthodologies de collecte et d'analyse des données des indicateurs clés de performance des services publics pour les modèles

La méthodologie de collecte et d'analyse des données KPI des services publics pour les modèles est décrite comme suit.

- Chaque État membre devrait mettre désigner un point focal au niveau du service public pour faire rapport des ICP ;
- Le calendrier de collecte des données sur une base annuelle doit être finalisé et respecté par les États membres ;
- Les États membres doivent saisir les données pertinentes après examen et approbation par le responsable désigné ;
- Un modèle uniforme basé sur Excel devrait être adopté
- Des efforts doivent être faits afin d'obtenir les points de données souhaités concernant les ICP qui ne sont actuellement pas rapportés; et
- L'ensemble des données relatives aux ICP doit être mis à jour chaque année.

5.7. Conclusion

Les indicateurs clés de performance des services publics ont été proposés afin de disposer **d'un ensemble uniforme d'indicateurs de performance des services publics régionaux dans les États membres du COMESA**. Cela permettra de suivre **la performance des services publics dans la région** et servira d'ensemble standard d'indicateurs à suivre par tous les services publics afin de leur permettre de faire rapport de la performance de leur pays par rapport à celle de leurs pairs et d'identifier les domaines qu'ils pourraient souhaiter améliorer.

En outre, les indicateurs clés de performance ont été sélectionnés de manière à contrôler globalement les performances du titulaire de la licence et du service public en suivant les résultats finaux plutôt qu'en effectuant un micro-contrôle des multiples résultats intermédiaires. Lors de la définition des ICP, nous avons veillé à ce qu'ils soient conformes à la nomenclature et aux définitions internationales afin que les performances puissent être comparées à celles d'autres services publics.

À l'avenir, chaque pays devrait maintenir un SIG (système d'information de gestion) de ces indicateurs, ce qui devrait contribuer à améliorer la qualité des données, le stockage, la gestion et l'extraction de ces indicateurs et des données.

6 Stratégie et plan d'action pour la diffusion et la mise en œuvre des PRRE (Principes régionaux de régulation de l'électricité) et les Indicateurs clés de performances règlementaires et des services publics (ICPS) pour le COMESA

6.1. Introduction

Afin de garantir une performance efficace au niveau règlementaires et des services publics, un suivi et une évaluation continus sont essentiels pour suivre de manière régulière les progrès, évaluer les forces et les faiblesses et identifier les domaines d'amélioration. Un ensemble d'outils appropriés peut faciliter ce processus d'auto-évaluation pour les pays membres. Nous avons développé deux outils de ce type pour un suivi et une évaluation efficaces des performances :

1. Outil d'évaluation des principes régionaux de régulation de l'électricité (PRRE) ;
2. Outil de suivi des performances règlementaires et des services publics.

Les deux outils susmentionnés ont été examinés dans les sections respectives. Les outils devront être mis à jour périodiquement et les résultats devront être examinés et suivis. Les principes régionaux de régulation de l'électricité proposées demandent des efforts concertés de la part des États membres concernés en vue d'une plus grande harmonisation régionale. Les États se trouvent à des niveaux de développement radicalement différents en matière de réforme et de régulation de l'électricité et nécessiteront des niveaux d'intervention particuliers selon leurs niveaux. Il est important que ces outils soient considérés dans l'optique de « ne laisser aucun pays de côté » plutôt que d'établir un classement ou une comparaison ; l'objectif n'est pas de combler les écarts entre les leaders de la régulation et ceux qui les suivent, mais d'aider ces derniers à identifier les mesures à prendre afin de rattraper le retard.

L'harmonisation dans tous les États demande du temps et des efforts particuliers de la part de toutes les parties prenantes concernées afin d'aligner et mettre tous les États membres au même niveau. Les progrès de chaque État membre doivent être mesurés progressivement à partir du niveau auquel le pays est parti. L'objectif est de suivre les performances et de mesurer les progrès des États d'une année sur l'autre et de fournir un soutien au renforcement des capacités si cela s'avère nécessaire.

6.2. Stratégie de mises en œuvre et plan d'action

L'exercice d'évaluation permettra de déterminer le niveau actuel d'harmonisation avec les PRRE et les indicateurs clés de performance pour les différents États membres. Ces premiers résultats peuvent être considérés comme les données de base à partir desquelles les progrès graduels pourront être mesurés à l'avenir, soit par les États eux-mêmes, soit par les organismes régionaux.

Les résultats des performances des États en matière de PRRE peuvent être publiés périodiquement par le régulateur régional afin que les États membres prennent les mesures nécessaires afin de garantir le respect des principes inscrits dans le PRRE. Les performances des États peuvent être mesurées d'une année sur l'autre à l'aide du même outil d'évaluation que celui développé pour le PRRE et les résultats peuvent être comparés. Les progrès graduels dans les scores d'une année sur l'autre doivent être rendus publics et la

transparence doit être assurée afin de rendre la région plus forte en tant que bloc. Les performances du pays d'une année sur l'autre peuvent être comparées à l'aide d'un modèle de feuille de calcul Excel soumis séparément en même temps que le présent rapport. Le tableau ci-dessous en présente un aperçu:

Figure 2: Comparaison illustrée des performances des pays en matière de PRRE d'une année sur l'autre

S. No.	PRRE	Année précédente	Année courante	Prochaine année
1	Capacité réglementaire	3.57	3.57	3.57
2	Autorité réglementaire	4.00	4.00	4.00
3	Exploitation du système et accès fondés sur des règles	3.63	4.00	4.00
4	Transparence	4.00	4.00	4.00
5	Accès de tiers au réseau	3.01	3.01	3.51
6	Conditions équitables de concurrence	1.00	2.50	2.50
7	Efficacité du système concernant l'accès de tiers	1.00	4.00	4.00
8	Droits des consommateurs	4.00	4.00	4.00
9	Intégration des énergies renouvelables	4.00	4.00	4.00
	Moyenne	3.13	3.68	3.73

Légende: 1-2 est rouge; 2-3 est orange; 3-4 est jaune; 4 est vert

Une analyse de ce tableau montre, par exemple, que le pays a amélioré son score en matière d'égalité des conditions de concurrence et d'efficacité du système concernant l'ATR (PRRE 6 et 7) grâce à l'introduction de réglementations spécifiques concernant les frais d'ATR - qui reflètent les coûts et garantissent l'octroi de l'ATR pour les exigences de connexion non complexes dans les délais impartis. Le pays a également amélioré son score pour le PRRE 3 - ce qui montre que les exigences du code de réseau ont été rendues plus strictes et conformes aux sous-éléments du PRRE 3. Une analyse similaire peut être effectuée pour l'amélioration du score au cours de l'année suivante.

Les autres mesures nécessaires au niveau régional et collectif pour promouvoir l'harmonisation et la normalisation sont les suivantes :

- L'outil PRRE développé peut fournir une liste de contrôle pour les pays qui, en particulier, cherchent à comparer tout projet législatif de réglementation aux régulations de référence harmonisées ;
- L'élaboration de textes normalisés et de mécanismes réglementaires pour garantir que les investisseurs ont le droit d'utiliser des accords types ou des clauses de ces accords lorsqu'ils ne sont pas en mesure de se mettre d'accord avec leur partie contractante nationale;
- Mise à disposition des documents clés du domaine public, regroupés et facilement et librement accessibles;
- Renforcement des capacités et soutien aux régulateurs nationaux et aux opérateurs, et poursuite de la collaboration entre les régulateurs par l'intermédiaire de l'ARÉFOA et de ses organisations régionales sœurs, avec des efforts similaires au niveau des opérateurs (en particulier les OST);

- Le régulateur régional ARÉFOA devrait faire le contrôle et rendre compte des performances des États membres en tant que soutien à ces derniers plutôt qu'en tant qu'organisme de conformité de type européen;
- Un rôle actif du pool énergétique d'Afrique de l'Est (EAPP), et une collaboration similaire de l'EAPP avec d'autres pools régionaux en Afrique, conduisant à une convergence progressive des mécanismes, règles et pratiques commerciales à travers le continent.

Textes des normes

Les principaux textes dont la normalisation favorisera les échanges transfrontaliers d'électricité sont déjà indiqués dans le cadre du PRRE ; il s'agit de ceux qui sous-tendent l'accès de tiers au réseau. Ces textes se répartissent en quatre catégories : les conditions de licence, les accords, les codes et les méthodes de tarification. La normalisation de ces textes juridiques permettra d'accélérer la mise en conformité avec le cadre PRRE.

Les conditions d'octroi de licences comprennent les conditions de licence standard pour la production, l'exploitation du réseau de transport, l'exploitation du système de transport, les opérations de marché, l'importation/exportation, l'exploitation de l'interconnexion, la distribution et la fourniture d'électricité, etc. Les accords standard comprennent l'accord d'exploitation, l'accord d'accès à l'interconnexion, l'accord de connexion au réseau de transport, l'accord d'utilisation du réseau de transport, le modèle d'accord d'achat/de vente d'électricité, etc. La normalisation du code de réseau (y compris les différents sous-codes) serait également un élément essentiel. Les méthodes de tarification comprennent la méthode de tarification de l'utilisation du réseau de transport, la méthode de tarification du raccordement au réseau de transport, la méthode de tarification de l'acheminement, etc.

En ce qui concerne les documents types, il convient de noter que, même si la plupart de ces documents sont très « portables » en ce sens qu'ils seront presque universellement applicables, il y aura toujours des domaines qui devront être adaptés aux circonstances locales, notamment en ce qui concerne des questions telles que des normes de planification ou d'exploitation spécifiques, ou des exceptions particulières aux principes de tarification standard pour répondre à des circonstances locales (et éventuellement transitoires).

La situation est différente pour les accords d'achat et de vente d'électricité, car ils ont tendance à nécessiter une plus grande adaptation aux circonstances spécifiques et contiennent des informations commercialement sensibles - les prix sont librement négociés et non réglementés, bien qu'ils puissent être soumis à l'exigence d'une approbation réglementaire préalable dans certains États. Toutefois, l'élaboration de conditions commerciales types peut être bénéfique pour les États qui n'ont pas une grande expérience de la négociation et qui ne disposent pas de leurs propres avocats spécialisés en droit commercial. L'élaboration d'accords « sur mesure » pour des projets individuels est généralement coûteuse et peut présenter des risques commerciaux supplémentaires pour les États qui n'ont pas d'expérience commerciale, car ils sont souvent désavantagés dans les négociations par rapport aux promoteurs de projets. Il n'est pas rare que les accords élaborés dans ces circonstances fassent peser un risque excessif (technique, commercial, financier, etc.) sur l'État plutôt que sur le promoteur. C'est pourquoi il est possible d'élaborer des conditions générales pour les dispositions non spécifiques de l'accord d'achat/de vente d'électricité.

L'existence d'accords de réseau types, qui prévoient déjà une répartition appropriée des risques, constitue une garantie précieuse pour les gouvernements et les opérateurs nationaux. Si les documents dans ces quatre domaines sont normalisés, non seulement le coût des projets diminuera grâce à des règles d'échange plus

sûres et plus transparentes, qui réduisent le risque pour l'opérateur, mais une grande partie des coûts, des efforts et de la duplication sera évitée pour les États individuels et pour les développeurs de projets dans ce qui est un domaine complexe de la réglementation de l'électricité.

Disponibilité des documents dans le domaine public

Tous les documents clés tels que le code du réseau, les conditions de licence, l'accord sur la roue, l'accord sur l'accès aux interconnexions, la méthodologie de tarification de l'utilisation du réseau de transport, etc.

Renforcement des capacités et soutien

Certains domaines du PRRE ne se prêtent pas à l'élaboration de textes types. Dans ce cas, nous recommandons que les régulateurs régionaux élaborent et mettent à disposition des notes d'orientation qui suggèrent des approches de « meilleures pratiques » dans les domaines de la réglementation qui ont une incidence sur l'accès de tiers et le commerce transfrontalier. Les sujets pour lesquels cela pourrait s'avérer approprié sont les suivants :

- Principes de séparation fonctionnelle
- Principes de séparation tarifaire et comptable
- Principes de promotion de la concurrence et de réduction des barrières à l'entrée
- Lignes directrices pour l'intégration des sources d'énergie renouvelables
- Lignes directrices sur l'utilisation de termes communs dans le commerce de l'électricité et l'accès de tiers

De même, les États membres peuvent bénéficier d'un soutien supplémentaire en matière de renforcement des capacités pour le calcul et l'établissement de rapports sur les indicateurs clés de performance (ICP) des autorités de régulation et des services publics.

Contrôle et rapport des performances des États membres

Chaque État membre devrait mettre en place un responsable nodal chargé de rendre compte des résultats obtenus dans le cadre du PRRE et des indicateurs clés de performance. Le calendrier de collecte des données sur une base annuelle doit être finalisé et respecté par les États membres. Les États membres doivent saisir les données pertinentes après examen et approbation par le fonctionnaire désigné. Des efforts doivent être faits pour obtenir les points de données souhaités concernant les indicateurs clés de performance qui ne sont actuellement pas communiqués. L'outil d'évaluation du PRRE et des ICP doit être mis à jour chaque année. Toute formation souhaitée ou tout soutien au renforcement des capacités nécessaire à cet effet devrait être discuté par les États membres et des sessions régionales de renforcement des capacités peuvent être organisées à cet effet.

Rôle actif du pool énergétique d'Afrique de l'Est

L'EAPP peut jouer un rôle majeur dans l'alignement et le renforcement des divers documents nécessaires à une interconnexion harmonieuse entre les pays, tels que le code du réseau, l'accord entre les interconnecteurs de transport, la méthodologie de tarification des connexions de transport, la méthodologie de tarification des roues, etc. À titre d'exemple, les pays qui n'ont pas encore publié de code de réseau peuvent aligner leurs documents relatifs au code de réseau sur celui publié par le Pool énergétique d'Afrique de l'Est (EAPP). Il serait ainsi plus facile pour les États qui en sont aux premiers stades de développement d'aligner leurs cadres sur celui proposé dans le cadre du PRRE.

6.3. Conclusion

L'outil d'évaluation des principes régionaux de régulation de l'électricité (PRRE) et les outils de suivi des performances des services publics et de la réglementation devront être mis à jour périodiquement et leurs résultats devront être examinés et suivis. Les principes régionaux de régulation de l'électricité proposés nécessiteront des efforts concertés de la part des États membres concernés en vue d'une plus grande harmonisation régionale. Les États sont à des niveaux de développement radicalement différents en matière de réforme et de réglementation de l'électricité et nécessiteront des niveaux d'intervention spécifiques à différents niveaux. Il est clair que l'effort individuel pour introduire et suivre les réformes sera énorme par rapport aux ressources humaines dont disposent de nombreux régulateurs et gouvernements. Pour certains petits États à un stade naissant du développement du secteur de l'électricité, le défi individuel à relever pour atteindre un niveau élevé de conformité avec les PRRE sera plus important que pour ceux qui disposent de cadres réglementaires déjà développés. Les outils doivent être considérés comme une aide permettant à ces États de développer, d'apprendre de leurs pairs plus avancés et d'éviter de « réinventer la roue », plutôt que comme une sorte de mécanisme de mise en œuvre externe.

Les organismes régionaux de régulation et de marché auront un rôle majeur à jouer pour soutenir tous les États, mais ce sont les pays dont les capacités humaines, techniques et financières sont actuellement limitées qui en seront bénéficiaires. En étendant la pratique consistant à utiliser des groupes de travail techniques, économiques, juridiques et réglementaires composés d'experts au sein des États membres, le travail d'harmonisation des dispositions juridiques et réglementaires peut être réalisé par le biais de la coordination et de la coopération, sous la direction des organismes régionaux de régulation et de marché.

7 Résumé et conclusion

7.1. Introduction

Ce chapitre fournit un résumé de l'ensemble du rapport. Le présent rapport porte sur l'axe de travail 1 - volet relatif à l'élaboration des principes régionaux de régulation de l'électricité (PRRE), des indicateurs clés de performance réglementaires et des services publics (ICPS) pour le COMESA. Cela implique le développement de lignes directrices et de cadres qui épousent les principes réglementaires, les pratiques et les indicateurs clés de performance (ICP) à adopter par les États membres du COMESA qui seront appliqués comme un outil pour les examens réglementaires par les pairs dans la région afin de suivre les progrès de l'adoption et de la mise en œuvre vers l'harmonisation.

Compte tenu des obstacles au commerce transfrontalier causés par les différences entre les règles appliquées au niveau national, des principes régionaux de régulation de l'électricité (PRRE) et un ensemble uniforme d'indicateurs clés de performance sont proposés. Un **ensemble uniforme de principes de régulation et d'indicateurs clés de performance** est essentiel pour orienter les États membres vers le développement d'un **environnement de régulation cohérent** sur une grande partie du continent ; à son tour, ce processus améliorera la **certitude réglementaire** à la fois pour les titulaires de licences du secteur public et du secteur privé et renforcera la capacité des États à attirer des capitaux du secteur privé.

7.2. Résultats principaux

Sur la base d'un examen des pratiques réglementaires actuelles et d'une comparaison avec les meilleures pratiques internationales, les principes régionaux de régulation de l'électricité (PRRE) et les indicateurs clés de performance (ICP) en matière de réglementation et de services publics sont proposés.

Les principes régionaux de régulation de l'électricité (PRRE) sont des principes réglementaires régionaux qui peuvent être appliqués comme un outil pour les examens réglementaires par les pairs dans la région afin de suivre les progrès de l'adoption et de la mise en œuvre des États membres vers des principes harmonisés. Les PRRE sont proposés dans les catégories suivantes :

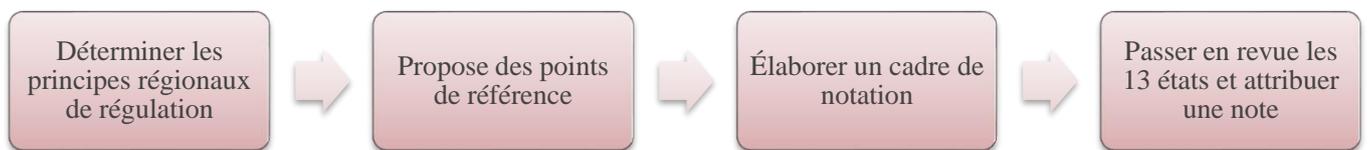
- 1 Capacité réglementaire - existence d'un régulateur indépendant fonctionnant selon des règles de bonne gouvernance
- 2 Autorité réglementaire - y compris la fixation des tarifs et l'octroi de licences
- 3 Exploitation du système et accès fondés sur des règles - approbation réglementaire d'un code de réseau normalisé
- 4 Transparence - visibilité claire de la chaîne de valeur de l'électricité
- 5 Accès de tiers au réseau (ATR)
- 6 Conditions de concurrence équitables - redevances d'ATR réglementées ; présence d'un gestionnaire de réseau sous licence en tant que fonction réservée
- 7 Efficacité du système en ce qui concerne l'ATR - octroi de l'ATR en fonction des coûts et en temps utile
- 8 Droits des consommateurs clairs

9 Intégration des énergies renouvelables - dispositions claires pour les producteurs d'ER, y compris l'accès, l'utilisation du système et la répartition

Afin d'effectuer une comparaison pertinente des cadres juridiques et réglementaires nationaux, il est nécessaire de développer chacun des neuf principes réglementaires régionaux en matière d'électricité pour en faire des points de référence clairs. Cela permet d'examiner les cadres nationaux de chacun des 13 États membres par rapport à un cadre de base concret, et d'identifier s'il existe des dispositions législatives ou réglementaires au niveau national qui se rapprochent du point de référence.

Ce processus se déroule selon les grandes étapes suivantes : identification des principes réglementaires régionaux en matière d'électricité, développement de ces principes et création des détails supplémentaires nécessaires pour constituer des critères de référence clairs, identification des meilleures pratiques et d'un cadre d'évaluation, puis application de ce cadre aux 13 États participants.

Élaboration du cadre d'évaluation de PRRE



Le cadre d'évaluation développé ci-dessus fournit à chaque État membre des indications sur son degré d'alignement avec les PRRE identifiés. Le même outil indique également les mesures que l'État membre devrait prendre pour se rapprocher du modèle régional et améliorer en même temps son environnement d'investissement. Le consultant estime que le cadre d'évaluation ainsi développé fournit un outil qui peut être utilisé par chaque pays dans les années à venir pour se mesurer périodiquement au fur et à mesure que son cadre légal et réglementaire se développe. L'objectif de cet exercice d'évaluation n'est pas de comparer les États entre eux et d'identifier celui qui « fait le mieux ». Il s'agit plutôt de fournir aux organismes régionaux une meilleure compréhension de la situation générale en termes de conformité avec le PRRE identifié dans les 13 États.

Indicateurs clés de performances réglementaires et des services publics

D'après les discussions tenues avec les parties prenantes lors de l'atelier consultatif au Caire du 13 au 14 mai 2024 et d'autres discussions tenues lors de l'atelier sur le système d'information de gestion (SIG) en Zambie du 5 au 6 juin 2024 et de l'atelier de validation à Kigali du 30-31 juillet 2024, les ICP réglementaires et des services publics sont proposés.

Il a été proposé que les indicateurs clés de performance aient un ensemble uniforme d'indicateurs régionaux de performances réglementaires et des services publics dans l'ensemble des États membres du COMESA. Cela aidera à faire le suivi du rendement dans la région et à servir comme un ensemble standard d'indicateurs pour les organismes de réglementation et les services publics afin de suivre et de comparer le rendement de leur propre pays par rapport à celui de leurs pairs et leur permettra de déterminer les domaines où ils pourraient vouloir envisager de futurs ajustements des règles¹⁴.

¹⁴ Il convient de noter que dans d'autres régions du continent, comme dans la CEDEAO, les États individuels considèrent que les États du COMESA sont à l'avant-garde des meilleures pratiques réglementaires en Afrique. De telles données harmonisées à l'échelle du COMESA seront d'une valeur énorme pour l'élaboration progressive d'un modèle continental, aidant non seulement les États du COMESA à aligner leurs propres lois et réglementations nationales de manière optimale, mais aussi les États d'autres régions.

Les ICP réglementaires suivants sont proposés:

1. Taux de facturation moyen (USc/kWh)
2. Coût moyen de l’approvisionnement (USc/kWh)
3. Réflectivité des coûts tarifaires (%)
4. Résultats réglementaires produits
5. Diversité des conseils d’administration – éducation, groupe d’intervenants, genre
6. Autonomie financière (%)
7. Liquidités
8. Niveau de dotation en personnel (%)
9. Diversité de genre (%)
10. Diversité des âges (%)
11. Consultations publiques
12. Indice des consultations publiques

Liste récapitulative des indicateurs clés de performance et des données recommandées pour l'établissement de rapports

1. Production	1.1 Capacité installée (MW) 1.2 Capacité fiable (MW) 1.3 Capacité annuelle de production d'énergie (GWh) 1.4 Capacité de réserve de fonctionnement (MW, %) 1.5 Énergie brute produite (GWh) 1.6 Énergie nette produite (GWh)	1.7 Taux d'autoconsommation (%) 1.8 Durée de l'arrêt forcé(heures) 1.9 Durée de l'arrêt programmé (heures) 1.10 Disponibilité de la production (%) 1.11 Capacité des sous-stations de production (MVA)
2. Exploitation du système	2.1 Demande maximale (MW), date et heure 2.2 Demande minimale (MW), date et heure 2.3 Facteur de charge du système (%)	2.4 Nombre d'excursions de fréquence: > 50.5 Hz or < 49.5 Hz 2.5 Minutes perdues par le système (minutes)
3. Transmission – dans le pays	3.1 Durée moyenne des interruptions forcées (ADFI) (heures) 3.2 Nombre moyen d'interruptions forcées pour toutes les lignes de transport (ANOFT) 3.3 Disponibilité du réseau de transport(%) 3.4 Pertes du réseau de transport(%)	3.5 Longueur du réseau de transport - niveau national (circuits-km) 3.6 Capacité des sous-stations de transport - niveau national (MVA) 3.7 Facteur d'utilisation du réseau - Transmission

4. Transmission – Lignes de transport d'électricité	4.1 Importation d'électricité (GWh) 4.2 Exportation d'électricité (GWh) 4.3 Longueur du réseau de transport - Lignes de raccordement (circuits-km)	4.4 Capacité du réseau de transport - Lignes de raccordement (MVA) 4.5 Capacité des sous-stations de transport - Lignes de raccordement (MVA)
5. Distribution	5.1 Pertes dans le réseau de distribution (%) 5.2 Indice de fréquence moyenne d'interruption du système (SAIFI) 5.3 Indice de durée moyenne d'interruption du système (SAIDI) (heures) 5.4 Longueur du réseau de distribution (circuit-km)	5.5 Capacité de la sous-station de distribution(MVA) 5.6 Capacité du transformateur abaisseur de tension de distribution (XX/4_ _ or XX/2_ _ volts) (MVA) 5.7 Facteur d'utilisation du réseau - Distribution
6. Fourniture d'électricité au détail	6.1 Clients 6.2 Clients prépayés (%) 6.3 Taux d'accès à l'électricité (%) 6.4 Énergie totale facturée aux clients (GWh) 6.5 Consommation d'électricité par habitant (kWh)	6.6 Consommation d'électricité par unité de PIB (GWh par million d'USD) 6.7 Indice de durée moyenne des interruptions pour les clients (CAIDI) (heures) 6.8 Productivité du personnel
7. Performances financières	7.1 Indice des frais d'exploitation et de maintenance 7.2 Rendement des actifs (%) 7.3 Rendement des capitaux propres (%) 7.4 Ratio de liquidité générale	7.5 Ratio de rotation des actifs fixes 7.6 Ratio de rotation du total des actifs 7.7 Bénéfice avant impôts (millions USD) 7.8 Bénéfice après impôts (millions USD)
8. Marché de l'électricité	8.1 Part de marché basée sur l'achat d'énergie (%)	8.2 Indice de concurrence / Indice Herfindahl-Hirschman pour la fonction de production (IHH)
9. Intégration des énergies renouvelables	9.1 Émissions de CO2 provenant de la production d'électricité (en milliers de tonnes)	9.2 Facteur d'émission du réseau (tonnes de CO2/MWh)

Les modèles Excel correspondants pour le suivi des indicateurs clés de performances réglementaires et des services publics sont soumis en parallèle au présent rapport.

Stratégie et plan d'action

L'exercice d'évaluation permettra de saisir le niveau actuel d'harmonisation avec le PRRE et les ICP pour les différents Etats membres. Ces premiers résultats peuvent être considérés comme les données de base, à partir desquelles les progrès évolutifs futurs peuvent être mesurés, soit par les États eux-mêmes, soit par les organismes régionaux.

Les résultats des performances des États sur les PRRE peuvent être publiés périodiquement par l'organisme régional de régulation afin que les États membres prennent les mesures nécessaires pour assurer le respect

des principes inscrits dans les PRRE. Le rendement des États peut être mesuré d'une année à l'autre au moyen du même outil d'évaluation élaboré pour le PRRE et des résultats comparés. Les progrès évolutifs dans les notations d'une année à l'autre doivent être annoncés et la transparence doit être assurée afin de renforcer la région en tant qu'unité.

Les autres étapes nécessaires au niveau régional et collectif pour promouvoir l'harmonisation et la normalisation sont présentées comme suit:

- L'outil PRRE développé peut fournir une liste de contrôle pour les pays qui, en particulier, cherchent à comparer tout projet législatif de régulation aux régulations de référence harmonisées ;
- L'élaboration de textes normalisés et de mécanismes réglementaires pour garantir que les investisseurs ont le droit d'utiliser des accords types ou des clauses de ces accords lorsqu'ils ne sont pas en mesure de se mettre d'accord avec leur partie contractante nationale ;
- Mise à disposition des documents clés du domaine public, regroupés et facilement et librement accessibles ;
- Renforcement des capacités et soutien aux régulateurs nationaux et aux opérateurs, et poursuite de la collaboration entre les régulateurs par l'intermédiaire de l'ARÉFOA et de ses organisations régionales sœurs, avec des efforts similaires au niveau des opérateurs (en particulier les OST);
- Le régulateur régional ARÉFOA devrait faire le contrôle et rendre compte des performances des États membres en tant que soutien à ces derniers plutôt qu'en tant qu'organisme de conformité de type européen ;
- Un rôle actif du pool énergétique d'Afrique de l'Est (EAPP), et une collaboration similaire de l'EAPP avec d'autres pools régionaux en Afrique, conduisant à une convergence progressive des mécanismes, règles et pratiques commerciales à travers le continent.

7.3. Conclusion

Les **neuf principes susmentionnés reflètent essentiellement les principes régionaux de régulation de l'électricité (PRRE) qui devraient être adoptés par les États membres afin de promouvoir le développement du marché de gros dans la région.** Cet ensemble de principes uniformes permettra aux organismes régionaux de régulation et aux organismes régionaux de planification comme l'EAPP d'évaluer plus facilement les progrès réalisés par les États membres à l'égard des principes inscrits et de suivre les progrès réalisés dans l'amélioration du commerce transfrontalier entre les pays. Le cadre d'évaluation des PRRE permet aux États membres de mesurer leurs propres cadres nationaux par rapport à l'indice de référence et d'identifier les domaines possibles à améliorer, en particulier lorsque la participation du secteur privé et l'investissement étranger direct dans l'infrastructure sont une priorité du gouvernement.

Les indicateurs clés de performance des services publics ont été proposés afin de disposer **d'un ensemble uniforme d'indicateurs de performance des services publics régionaux dans les États membres du COMESA.** Cela permettra de suivre les résultats réglementaires et des services publics dans la région et servira d'ensemble standard d'indicateurs à suivre par tous les régulateurs afin de suivre et de comparer le résultat de leur propre pays par rapport à celui de leurs pairs et leur permettre d'identifier les domaines dans lesquels ils souhaiteraient envisager de futurs ajustements réglementaires.