

Cadre de surveillance réglementaire du marché de l'énergie dans la région AfOA-OI

Service de conseil visant à élaborer un Cadre pour la surveillance réglementaire du marché régional de l'énergie dans la région AfOA-OI

Projet de Rapport

Rapport à l'intention du COMESA/RAERESA
Contrat de service n° CSIADM/10-06.19/40MEG

ED 12413|Numéro de publication 1 |Date03/03/2020
Ricardo in Confidence

Client:

COMESA/RAERESA

Référence client :

Contrat de service n° CSIADM/10-06.19/40MEG

Confidentialité, droits d'auteur et reproduction:

Le présent rapport est protégé par les droits d'auteur de Ricardo Energy & Environment. Il a été préparé par Ricardo Energy & Environment, une marque commerciale de Ricardo-AEA Ltd, sous contrat avec le Marché commun de l'Afrique orientale et australe en date du 13/09/2019. Le contenu de ce rapport ne peut être reproduit en tout ou en partie, ni transmis à aucune organisation ou personne sans l'autorisation écrite préalable de Ricardo Energy & Environment. Ricardo Energy & Environment décline toute responsabilité envers un tiers pour toute perte ou tout dommage résultant de l'interprétation ou de l'utilisation des informations contenues dans ce rapport, ou de la confiance accordée aux opinions qui y sont exprimées.

Contact:

Jonathan Hedgecock
Ricardo Energy & Environment
1 Frederick Sanger Road, Guildford, GU2 7YD,
United Kingdom

t: +44 (0) 1483 544951

e: jonathan.hedgecock@ricardo.com

Ricardo-AEA Ltd est certifiée ISO9001 et ISO14001

Auteurs:

Graeme Chown, Maree Roos, Jian Bani, Jonathan Hedgecock

Approuvé par:

Alec Davies

Date:

3 mars 2020

Référence Ricardo Energy & Environment :

Ref: ED12413- Numéro de publication 1

Table des matières

Abréviations 4

1 Introduction 6
1.1 Contexte du projet 6
1.2 Structure du présent rapport 6

2 Axe de travail A : Principales tendances des politiques, législations, réglementations et cadres institutionnels existants dans le domaine de l'énergie 7
2.1 Introduction 7
2.2 Réglementation et institutions au niveau régional 14
2.3 Principales conclusions d'études connexes 15

3 Examen des meilleures pratiques régionales et internationales en matière de réglementation des marchés régionaux de l'énergie 19
3.1 Introduction 19
3.2 Meilleures pratiques de l'UE : l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie de l'Union européenne (ACER) 19
3.3 Meilleures pratiques des États-Unis : La Commission fédérale de réglementation de l'énergie (FERC) 20
3.4 Meilleures pratiques régionales : Autorité régionale de réglementation de l'électricité de la CEDEAO (ERERA) 22
3.5 Observations 23

4 Obstacles à la surveillance réglementaire et propositions d'harmonisation réglementaire 25
4.1 Octroi de licences 25
4.2 Réglementation relative aux réseaux 25
4.3 Réglementation du marché 27

5 Recommandations relatives à la surveillance réglementaire du marché de l'électricité AfOA-OI 29
5.1 Rôles des institutions de réglementation régionales et nationales 29
5.2 Régimes d'octroi de licence 32
5.3 Suivi et surveillance du marché 39
5.4 Encourager les investissements dans les infrastructures de transport régionales 42
5.5 Promouvoir le libre accès au réseau de transport régional de l'électricité 44
5.6 Promouvoir l'accès au marché des IPP 48
5.7 Promouvoir le commerce régional et intra-régional 49
5.8 Renforcement de la sécurité énergétique et de la compétitivité des industries 52
5.9 Aborder la question de durabilité environnementale 57
5.10 Promotion des questions de genre 59

6 Implications des principales recommandations et exigences budgétaires 62
6.1 Questions institutionnelles 62
6.2 Harmonisation réglementaire 65
6.3 Modifications des protocoles d'accord et des accords régionaux 65
6.4 Exigences budgétaires 67

7 Axe de travail B: Évaluation des compétences 72
7.1 Matrice de compétences 72
7.2 Structure du questionnaire 72
7.3 Réponses: aperçu de la dotation en personnel 74
7.4 Réponses: évaluation des compétences 76
7.5 Réponses: les femmes dans le secteur de l'énergie 90
7.6 Évaluation des besoins en formation 93
7.7 Méthodes et instituts de formation 93
7.8 Programme de renforcement des capacités 97

8 Conclusions et recommandations 102
8.1 Axe de travail A : Questions institutionnelles 102

8.2 Axe de travail A : Harmonisation de la réglementation 103
8.3 Axe de travail B : Renforcement des capacités 105

A. Annexe A : Résumé des codes de réseau régionaux et nationaux 107

Abréviations

ACER	Agence de coopération des régulateurs d'énergie (de l'Union européenne)
ADAM	Marché du jour d'avant du pool énergétique de l'Afrique de l'Est
AFUR	Forum africain pour la réglementation des services publics
AGC	Contrôle de la production automatique
ARENE	Autorité de réglementation du secteur de l'énergie (Mozambique)
APS	Service public de l'Arizona
CC	Centre de coordination
COMESA	Marché commun de l'Afrique orientale et australe
DAM	Marché du jour d'avant
EAC	Communauté d'Afrique de l'Est
EAPP	Pool énergétique de l'Afrique de l'Est
EA-SA-IO	Région de l'Afrique de l'Est, de l'Afrique australe et de l'Océan indien
ECOWAS	Communauté économique de l'Afrique de l'Ouest
ERB	Commission de réglementation de l'énergie
EREA	Association des régulateurs de l'énergie d'Afrique de l'Est
ERERA	Autorité régionale de réglementation de l'électricité de la CEDEAO
EU	Union européenne
EUD	Délégations de l'UE
GC	Code de gouvernance
GMS	Sous-région Bassin du Mékong
HVDC	Courant continu à haute tension
IEC	Code d'échange d'informations
IPP	Producteurs indépendants d'électricité
IRP	Plan de ressources intégré
IRB	Conseil indépendant de réglementation de l'EAPP
IOC	Commission de l'Océan indien
ITC	Société indépendante de transport d'électricité
MC	Code des compteurs
MOU	Protocole d'accord
MP	Acteurs du marché
MTP	Plateforme de négociations sur le marché
MSB	Acheteur unique modifié
MW	Mégawatt
MWh	Mégawatt-heure
NARUC	Association nationale des commissaires de services publics de réglementation de l'énergie
NRA	Autorité de réglementation nationale (d'énergie)
OC	Code d'opération

PC	Code de planification
PM	Particules
PMU	Unité de gestion de projets
PPA	Accord d'achat d'électricité (AAE)
PTSC	Comité de pilotage technique du programme
PV	Photovoltaïque
RE	Energies renouvelables
RERA	Association régionale des régulateurs de l'énergie pour l'Afrique australe
RAERESA	Association régionale des régulateurs de l'énergie pour l'Afrique orientale et australe
RRA	Autorité régionale de réglementation de l'énergie
SACREE	Centre de la SADC pour les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique
SADC	Communauté de développement de l'Afrique australe
SAPP	Pool énergétique d'Afrique australe
SARERA	Autorité régionale de réglementation de l'énergie de la SADC
SEA	Évaluation environnementale stratégique
SO	Gestionnaire de réseau (GR)
SOTC	Code de formation des gestionnaires de réseau
SRMC	Coût marginal à court terme
SWOT	Analyse des forces, des faiblesses, des opportunités et des menaces
TCA	Accord de connexion de transport d'électricité
TO	Gestionnaire de transport d'électricité
ToR	Termes de référence
TSO	Gestionnaire de réseau de transport (GRT)
TUOSA	Accord sur l'utilisation du réseau de transport
UK	Royaume-Uni
URA	Autorité de réglementation des services publics
USA	États-Unis d'Amérique
USAID	Agence des États-Unis pour le développement international
USD	Dollar des États-Unis
VRE	Énergie renouvelable variable
ZAR	Rand sud-africain

1 Introduction

1.1 Contexte du projet

Le Marché commun de l'Afrique orientale et australe (COMESA) comprend 19 États[1] africains qui travaillent ensemble pour promouvoir l'intégration régionale à travers le développement du commerce et les investissements. L'Association régionale des régulateurs d'énergie pour l'Afrique orientale et australe (RAERESA) rend compte au COMESA et a été désignée comme organisme de mise en œuvre d'un projet financé par l'Union européenne et dénommé « Amélioration d'un marché énergétique régional durable dans la région Afrique de l'Est, Afrique australe et Océan indien (AfOA-OI) ». L'objectif principal du projet est de promouvoir un marché régional de l'énergie dans la région AfOA-OI, avec une double portée: attirer les investissements, d'une part, et encourager le développement durable, d'autre part.

Le contrat de projet a débuté le 13 septembre 2019 et a commencé par une étude documentaire qui a fourni le contexte du projet et les premières observations. Dix pays échantillons, à savoir cinq d'Afrique australe, quatre d'Afrique orientale et un de l'Océan indien, ont été sélectionnés comme pays régionaux représentatifs pour une enquête détaillée. La structure du secteur de l'électricité, des politiques énergétiques nationales, des législations, des réglementations et des cadres institutionnels de chaque pays a fait l'objet d'un examen. Les marchés de l'énergie et les organismes de réglementation au niveau régional ont été réexaminés en parallèle. L'analyse a fourni des observations préliminaires et des tendances du secteur régional de l'électricité qui devraient être traitées dans le cadre de ce projet.

Les missions de terrain dans les pays échantillons ont eu lieu dans les 10 pays entre novembre et décembre, à la suite d'un atelier de lancement organisé à Lusaka, en Zambie. Ricardo a organisé des réunions avec les régulateurs, les ministères ainsi que les associations et les organismes de réglementation régionaux locaux.

Un atelier de consultation a été organisé à Dar es Salaam, en Tanzanie, auquel ont participé des régulateurs de 25 pays et des acteurs régionaux. Les travaux réalisés jusqu'à présent, ainsi que les premières recommandations y afférentes, ont été présentés et discutés avec les participants.

La consultation a donné lieu aux recommandations finales contenues dans le présent rapport, qui seront présentées et discutées avec les parties prenantes lors d'un atelier de validation à Kigali, au Rwanda, les 17 et 18 mars 2020. Le rapport sera finalisé à la lumière des commentaires reçus lors de l'atelier.

1.2 Structure du présent rapport

La suite du présent rapport est structurée autour des deux principaux axes de travail du projet :

- Axe de travail A : Elaboration d'un cadre de surveillance réglementaire du marché régional de l'énergie
    - La Section 2 passe en revue les principales tendances des politiques, législations, réglementations et cadres institutionnels existants en matière d'énergie dans la région AfOA-OI ;
    - La Section 3 passe en revue les meilleures pratiques régionales et internationales en matière de régulation des marchés de l'énergie ;
    - La Section 4 résume les principaux obstacles à la surveillance réglementaire et présente nos propositions de haut niveau pour l'harmonisation réglementaire dans la région AfOA-OI ;
    - La Section 5 formule des recommandations détaillées pour la surveillance réglementaire du marché de l'électricité dans la région AfOA-OI ;
    - La Section 6 résume les implications de nos principales recommandations et les exigences budgétaires y afférentes.

[1] Comme mentionné dans la demande de propositions officielle. Selon le site Web du COMESA, il existe 21 États membres.

- Axe de travail B : conception d'un programme de formation adapté pour renforcer la capacité des institutions de réglementation nationales et régionales et des pools énergétiques à influencer de manière proactive le commerce de l'électricité et les développements dans le secteur de l'énergie.
    - La Section 7 couvre l'évaluation des compétences et des divers rôles des femmes dans le secteur de l'énergie et élabore des recommandations en matière de formation et de renforcement des capacités.
    - La Section 8 résume les conclusions et les recommandations des deux axes de travail A et B.

2 Axe de travail A : Principales tendances des politiques, législations, réglementations et cadres institutionnels existants dans le domaine de l'énergie

2.1 Introduction

Des missions sur le terrain et une étude documentaire ont été entreprises pour examiner la législation, les réglementations et les cadres institutionnels nationaux des dix pays échantillons. L'objectif était de découvrir les tendances et les observations pertinentes pour le développement d'un marché régional afin de formuler des recommandations. Cette section fournit des détails sur les principaux domaines d'évaluation ciblés par le rapport de l'étude documentaire et les missions sur le terrain.

2.1.1 Législation primaire

La législation primaire ciblée sur le secteur de l'énergie constitue la base juridique des activités liées à ce secteur. Elle définit les attentes du secteur ainsi que les rôles et responsabilités des principales parties prenantes. La législation primaire qui permet la concurrence et la participation du secteur privé au marché de l'électricité est considérée comme un engagement important pour un marché régional. Elle fournit également un contexte et une compréhension aux investisseurs et aux développeurs de projets sur la manière dont ils peuvent participer au marché.

L'examen des 10 pays échantillons montre clairement que tous ont mis en place une forme de législation primaire qui définit la structure de base du secteur de l'électricité ainsi que les principaux rôles et responsabilités en son sein. Toutefois, le niveau de détail de ces descriptions varie considérablement. Certaines juridictions disposent de lois distinctes qui définissent spécifiquement les rôles et responsabilités de l'organisme de réglementation du secteur de l'électricité ou de l'énergie, par exemple Maurice, Afrique du Sud, Zambie et Zimbabwe. D'autres ont une législation ou des règles secondaires (Tanzanie par exemple) qui définissent les responsabilités de l'organisme de réglementation dans des domaines tels que la délivrance de licences.

2.1.2 Organismes de réglementation

Les organes de réglementation constituent des organismes indépendants qui prennent des décisions d'exécution dans le secteur de l'énergie. Les organismes de réglementation devraient être techniquement compétents et comprendre les besoins du secteur tout en restant libres de toute ingérence politique. Ils doivent s'efforcer de garantir des conditions de concurrence équitables pour les acteurs du marché et de veiller à ce que les clients finals obtiennent le meilleur rapport qualité-prix.

La plupart des pays de la région AfOA-OI disposent d'organismes de réglementation qui supervisent leur secteur de l'électricité. Tous les dix pays échantillons choisis pour l'étude documentaire disposent des organismes de réglementation clairement identifiés. Toutefois, ils varient dans leur niveau de maturité et d'expérience. L'Autorité de réglementation des services publics (URA) de Maurice et l'Autorité de réglementation de l'énergie (ARENE) du Mozambique constituent des organismes relativement nouveaux dans leurs fonctions et qui évoluent dans leurs rôles. D'autres régulateurs tels que le Conseil de réglementation du secteur de l'énergie (ERB) en Zambie ont été créés depuis de

nombreuses années et sont à l'aise et compétents dans l'accomplissement de leur mission. Par conséquent, l'on s'attendait à ce que le niveau de renforcement des capacités requis varie considérablement d'un pays à l'autre. Cela s'est avéré exact au cours de l'axe de travail B de ce projet, où les participants ont évalué leurs faiblesses en matière de capacités. Pour plus de détails, bien vouloir se référer à la Section 7 du rapport.

Le degré d'indépendance varie également d'un régulateur à l'autre. Sur le marché régional de l'Union européenne (UE) par exemple, les États membres sont tenus de disposer d'autorités de réglementation « totalement indépendantes vis-à-vis des intérêts du secteur de l'électricité[2] ». L'indépendance est requise dans différents aspects de l'activité du régulateur et son absence crée une incertitude pour les investisseurs et des inquiétudes quant à une éventuelle ingérence politique dans le secteur de l'électricité, qui pourrait affecter les projets futurs. Par exemple, de nombreux régulateurs ont contribué à promouvoir des tarifs reflétant les coûts en tant que méthode de tarification transparente et stable permettant d'éviter des problèmes posés par les politiques gouvernementales et visant à influencer les prix de l'électricité.

La principale exigence des régulateurs est une prise de décision indépendante et transparente. L'indépendance financière est également nécessaire pour garantir l'autonomie de l'organisme de réglementation, ce qui est particulièrement facile à obtenir grâce aux droits de licence. Enfin, l'indépendance devrait être exercée dans la nomination des commissaires de réglementation et du personnel exécutif afin d'éviter l'influence des nominations politiquement stratégiques.

Les missions sur le terrain et l'étude documentaire ont montré que l'indépendance est une question commune aux pays du COMESA. Quand bien même les degrés d'indépendance varient considérablement, la tendance générale est à l'indépendance des organisations, mais avec un lien direct avec le ministère de l'Energie ou l'équivalent sous la forme de nominations de ministres ou de fonctionnaires au conseil d'administration de l'organisme de réglementation ou leur participation active à l'approbation des personnes nommées. Le mode de financement des organismes de réglementation varie également, allant d'un financement entièrement public à un financement entièrement assuré par les droits de licence de l'industrie.

2.1.3 Structures de l'industrie électrique

Il est important de comprendre la structure du secteur de l'électricité dans les pays du COMESA. Les structures d'acheteur unique peuvent se révéler complexes et manquer de transparence. Les structures verticalement dégroupées constituent la meilleure pratique internationale depuis les années 1990. Cela permet à chaque unité de se focaliser sur son mandat principal sans être distraite par la recherche d'un équilibre entre ses intérêts et les intérêts des autres parties de l'entreprise. Cela assure la transparence en matière de gestion financière et de comptabilité au sein du système. Il s'agit également d'une exigence de base pour une bonne gouvernance qui peut créer un environnement plus attrayant pour les investisseurs.

Dans tous les pays étudiés, le secteur de l'électricité est structuré autour d'une entreprise publique agissant comme « acheteur unique » de l'électricité produite soit à partir de ses propres ressources, soit à partir de producteurs indépendants d'électricité (IPP) avec lesquels elle conclut des accords d'achat d'électricité (AAE). Le changement le plus significatif apporté à ce modèle dans les pays étudiés concerne le cas de la Namibie où un modèle modifié d'acheteur unique (MSB) a été récemment introduit. Dans le cadre de cet arrangement, il est possible que certains consommateurs passent directement un contrat avec des IPP et que des IPP soient mis en place spécifiquement pour exporter de l'électricité vers le Pool énergétique d'Afrique australe.

Le commerce entre entités privées est également autorisé dans le secteur de l'électricité sud-africain, à condition que les parties disposent de licences commerciales et l'accès au réseau nécessaires. Dans la pratique, le degré de contrôle de l'accès au réseau exercé par les entreprises publiques de transport et de distribution d'électricité rend difficile la participation de nouveaux entrants au marché de l'électricité.

Certains pays comme le Kenya et Maurice ont exprimé l'intention d'isoler la fonction de gestionnaire du réseau de transport au sein de l'industrie, soit légalement, soit fonctionnellement, soit financièrement, afin de séparer dans une certaine mesure l'exploitation du réseau des autres activités du secteur de l'électricité. Cette démarche constituerait une étape positive vers la création de « conditions de concurrence équitables » aussi bien pour les producteurs existants que pour les nouveaux IPP sur le

[2] DIRECTIVE 2003/54/CE DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL Article 23

marché de l'électricité. Dans le cas du Zimbabwe, toutefois, il est entendu que la structure de l'industrie pourrait passer du degré actuel de dissociation qui a été réalisé à un service public entièrement intégré verticalement.

2.1.4 Importation et exportation d'énergie

En général, lorsque des échanges transfrontaliers sont effectués aujourd'hui (ce qui est actuellement le cas pour les membres interconnectés du Pool énergétique d'Afrique australe - SAPP) et qu'il y a des transferts bilatéraux en provenance de pays comme l'Égypte et le Kenya, qui deviendront à l'avenir des partenaires commerciaux au sein du Pool énergétique d'Afrique de l'Est (EAPP), ce sont les compagnies d'électricité intégrées qui dirigent ces échanges. La possibilité pour les IPP de faire du commerce international s'est matérialisée avec le changement du modèle MSB en Namibie, et dans un certain nombre de juridictions, la législation primaire permet l'existence et la délivrance de licences à des parties commerciales habilitées à importer et à exporter de l'électricité. SAPP a récemment modifié ses catégories de membres afin de faciliter l'adhésion des IPP au SAPP.

2.1.5 Planification du secteur de l'électricité

Les pratiques varient quant à la mesure dans laquelle les ministères assument la responsabilité de l'élaboration et/ou de l'approbation des plans d'expansion et/ou des plans d'investissement pour les services publics d'électricité. Il existe en gros trois modèles :

- Le gouvernement fixe l'orientation politique générale, mais laisse la planification aux compagnies d'électricité avec ou sans l'approbation des plans par l'autorité de réglementation;
- Le gouvernement assume la responsabilité du processus de planification globale, en s'appuyant sur des informations fournies par les compagnies d'électricité et les autorités de réglementation ; ou
- Les autorités de réglementation élaborent des plans, avec la participation des services publics.

De manière générale, la responsabilité de l'élaboration des objectifs politiques globaux devrait revenir aux gouvernements. Cependant, l'objectif de développement d'un secteur de l'électricité efficace suggère que les entreprises de services publics aient la latitude d'élaborer leurs plans dans le cadre de ces objectifs stratégiques généraux, mais une surveillance réglementaire s'avère nécessaire pour s'assurer que les clients ne finissent pas par payer pour des actifs qui pourraient être bloqués ou pour des niveaux d'investissement qui ne sont pas adaptés à la qualité du service offert.

2.1.6 Dégroupage tarifaire

L'une des étapes importantes pour garantir une transparence totale de la tarification de l'électricité consiste en la séparation des tarifs en leurs différentes composantes, de sorte que les coûts des réseaux puissent être séparés des coûts de production et de fourniture d'énergie. Ainsi, il devient possible de garantir que les coûts de chaque partie de la chaîne d'approvisionnement en électricité soient signalés avec précision aux utilisateurs des services connexes. Dans le cas des redevances de réseau, celles-ci devraient être applicables à la fois aux consommateurs et aux producteurs ; elles devraient être fixées selon une méthodologie reflétant les coûts et soumises à un contrôle réglementaire, compte tenu de la nature monopolistique des services de réseau. Dans certains pays, par exemple en Égypte, en Éthiopie, à Maurice, en Namibie et en Afrique du Sud, les tarifs de transport d'électricité sont déjà dégroupés ou en cours de définition. Il s'agit d'une évolution généralement positive qui devrait être reproduite par tous les pays souhaitant participer à un marché régional.

L'introduction de capacités variables d'énergie renouvelable sur tout le spectre, des petites installations sur les toits aux grandes installations à l'échelle des services publics, impose de nouvelles exigences en matière de dégroupage des services et des tarifs d'électricité afin de fournir aux clients des services tels que la facturation nette, le stockage et l'équilibrage.

2.1.7 Documents du code de réseau

Tous les pays ayant fait l'objet d'examen disposent de codes de réseau sous une forme ou une autre, soit sous la forme de projets qui passent par des étapes de consultation des parties prenantes, soit sous des formes finales convenues qui sont déjà opérationnelles. En général, ces codes incorporent les éléments essentiels des codes de planification, d'exploitation, d'échange d'informations et de gouvernance, bien que la couverture spécifique varie d'un pays à l'autre. Au cours des visites d'étude qui ont accompagné l'étude documentaire, les discussions à Maurice ont souligné l'importance qu'il y a à prêter attention aux caractéristiques spécifiques des réseaux des différents pays et aux différentes

exigences en matière de performance dynamique des systèmes avec une pénétration accrue des IPP. Cela a un impact particulièrement important sur la performance dynamique des systèmes insulaires, qui doit être prise en compte dans toute proposition d'harmonisation des dispositions des codes de réseau.

Les codes de réseau des régions examinées comprenaient le code de réseau régional de l'EAPP et les codes de réseau d'Afrique du Sud, d'Égypte, d'Éthiopie, du Kenya, de Tanzanie, de Maurice, de Namibie, de Zambie et du Zimbabwe. Un certain nombre de ces codes de réseau ont été élaborés à partir du code de réseau sud-africain et il existe donc une cohérence raisonnable entre les codes. Le code EAPP a été élaboré à partir d'une combinaison des codes de réseau du Royaume-Uni (UK) et de l'Europe.

Le code de réseau sud-africain a récemment été mis à jour pour inclure un code d'énergie renouvelable, qui est absent des codes de réseau d'un certain nombre d'autres pays.

Les critères clés de chaque section de l'EAPP et des codes de réseau des pays ont été réexaminés et sont repris dans l'annexe A.

Un résumé de la cohérence des critères clés pour tous les codes pays est présenté dans les tableaux ci-dessous :

Tableau 1: Code de gouvernance

Critères	Résumé
Structure du conseil d'administration	Le président de tous les codes de réseau est nommé par le ministre ou le directeur général. Il en est ainsi dans la plupart des pays.
Majorité des votes	Le vote se fait par consensus, à une majorité de 50 %, et c'est le ministre qui décide.
Comité de conformité aux codes de réseau	L'organisme de réglementation est responsable de la composition du comité de conformité aux codes de réseau et de l'application des codes de réseau.
Pénalités de non-conformité	Les pénalités de non-conformité sont prévues dans la plupart des codes de réseau.
Dérogations autorisées	Dérogations autorisées dans tous les codes de réseau.
Processus de modification des codes de réseau	La plupart des codes de réseau ont une approche similaire en matière de modification des codes de réseau : Étape 1 : toute la demande est soumise à une commission d'examen des codes de réseau Étape 2 : Après discussions, le comité d'examen fait des recommandations au conseil d'administration concernant la proposition Étape 3 : Le conseil d'administration prend la décision finale

Tableau 2: Code de connexion synchrone de production électrique

Critères	Résumé
Exigences en matière de tolérance de fréquence	Tous les pays respectent la norme internationale de : Gamme normale 49,0 - 51,0 Hz Extrême 47 - 51,5 Hz à l'exception de l'Égypte qui a une bande plus étroite de 48,5 - 51 Hz.
Exigences de contrôle à haute fréquence	Tous les pays ont des exigences obligatoires en matière de haute fréquence. Certains pays autorisent une bande morte de 0,5 Hz. Celle-ci devra être coordonnée pour éviter la surcharge des interconnecteurs.
Exigences de contrôle à basse fréquence	Certains pays ont des exigences obligatoires en matière de basse fréquence et d'autres en font un service auxiliaire. Certains pays autorisent une bande morte de 0,5 Hz. Celle-ci devra être coordonnée pour éviter la surcharge des interconnecteurs.
Exigences en matière de tolérance de tension	La plupart des pays disposent d'une bande continue à moins de 10% de la tension nominale et peu ont des exigences plus strictes en matière de tension nominale (5%).
Creux de tension	Moins de la moitié des pays disposent d'une tenue aux creux de tension pour les générateurs synchrones en cas de panne, tandis que les autres codes doivent être mis à jour. Le temps d'élimination des défauts dans le code de réseau de l'EAPP

	représente la plupart des normes internationales : 80 ms (400 kV, 500 kV) 100ms (220kV -230kV) 120ms (<=132kV) Les normes internationales relatives à la perte de puissance en cas de défaut doivent être précisées- le code de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) constitue une bonne référence.

Tableau 3: Code de connexion non-synchrone de production électrique

Critères	Résumé
Exigences en matière de tolérance de fréquence	Tous les pays respectent la norme internationale de : Gamme normale 49,0 - 51,0 Hz Extrême 47 - 51,5 Hz à l'exception de la Zambie qui a une bande plus étroite de 48,5 - 50,5 Hz.
Exigences en matière de contrôle à haute fréquence	La plupart des pays ont une réponse en haute fréquence obligatoire au-dessus de 50,5 Hz.
Exigences en matière de contrôle à basse fréquence	La plupart des pays demandent aux gestionnaires de réseau (GR) de définir les exigences en matière de basse fréquence.
Exigences en matière de tolérance de tension	La plupart des pays ont une bande continue à moins de 10% de la tension nominale et peu ont des exigences plus strictes en matière de tension nominale (5%).
Creux de tension	La plupart des pays disposent d'une capacité de dépannage pour les générateurs non-synchrones. Il faut un certain alignement entre les codes.
Inertie synthétique	La moitié des codes de réseau ont une inertie synthétique provenant spécifiquement de centrales éoliennes, ce qui devrait être introduit spécifiquement pour les technologies de batterie.

Tableau 4: Code de planification des opérations

Critères	Résumé
Données relatives à l'analyse de la sécurité opérationnelle en matière de planification opérationnelle	La plupart des codes ont des exigences en matière de données d'analyse de sécurité en matière de planification opérationnelle.
Scénarios de planification de l'année à venir	Scénarios de planification de l'année à venir définis dans la plupart des codes de réseau. Les codes de réseau doivent être mis à jour pour inclure les scénarios de pénétration élevée non synchrones.
Elaboration d'un modèle commun	La plupart des codes de réseau indiquent que le GR est responsable de la création et de la maintenance des modèles. 1) Les générateurs doivent fournir des modèles dynamiques, des systèmes de contrôle, des capacités de puissance comme la capacité nominale 2) La transmission doit fournir des données sur les transformateurs et les lignes 3) Les distributeurs doivent fournir des modèles pour les réglages complexes des relais de charge et de protection
Analyse de la sécurité opérationnelle	La plupart des codes de pays exigent : 1) des études sur les flux de charge 2) des études de court-circuit 3) des études de stabilité transitoire 4) la stabilité - études sur la stabilité des états 5) une analyse de l'effondrement de la tension 6) une analyse des transitoires électromagnétiques 7) une analyse de fiabilité
Coordination régionale en	La coopération régionale en matière de sécurité opérationnelle est exigée par

matière de sécurité opérationnelle	la plupart des codes de réseau, conformément aux règles de pool énergétique.
Coordination des pannes au niveau régional	La coopération régionale en matière de planification des pannes est exigée par la plupart des codes de réseau, conformément aux règles du pool énergétique.
Méthodologie pour la coordination des pannes	Pour la coordination des pannes, la plupart des codes de réseau exigent ce qui suit: 1) Chaque unité de production doit fournir ses plans d'arrêt proposés au gestionnaire de réseau de transport (GRT) 2) Le GRT coordonne le plan d'arrêt annuel en veillant à ce que les ressources soient toujours suffisantes 3) Les groupes électrogènes sont censés s'appliquer avec les détails pertinents avant chaque panne individuelle 4) Après étude, le GRT donne l'approbation finale pour l'arrêt correspondant.

Tableau 5: Code de sécurité opérationnelle du système

Critères	Résumé
Condition d'alerte de sécurité opérationnelle	La condition d'alerte opérationnelle dans la plupart des codes de réseau est une pénurie de production ou de fréquence en dehors des limites.
Situation d'urgence en matière de sécurité opérationnelle	L'alerte opérationnelle d'urgence dans la plupart des codes de réseau est une panne partielle ou une perte majeure de production.
État de sécurité opérationnelle en matière de black-out	Le code régional européen définit un black-out comme la perte de la moitié du système GRT. Aucun code pays ne définit spécifiquement un black-out.
Limites de sécurité de la tension opérationnelle	Les limites de sécurité de la tension opérationnelle dans la plupart des codes de réseau sont : 1) Normal 0,95-1,05 pu 2) N-1 contingence 0,9-1,1 pu
Analyse des courts-circuits	Les GRT sont responsables de l'analyse des courts-circuits dans tous les codes de réseau qui nécessitent une analyse de court-circuit.
Limites de débit de puissance	Les GRT sont responsables de la détermination des limites opérationnelles dans la plupart des codes de réseau. Les limites thermiques sont mentionnées dans la plupart des codes de réseau alors que les limites dynamiques sont mentionnées dans très peu de codes de réseau.

Tableau 6: Code d'exploitation du système

Critères	**Commentaires**
Réserves primaires de contrôle des fréquences	Le contrôle primaire des fréquences est obligatoire dans tous les codes de réseau, sauf en Afrique du Sud où il s'agit d'un service auxiliaire.
Accords sur les zones de contrôle	Les accords de zone de contrôle sont obligatoires et liés par leurs règles respectives de pool énergétique. Les règles de pool énergétique sont cohérentes pour une zone de contrôle.
Activation de la réserve transfrontalière	Les codes de réseau des pays d'Afrique australe font référence aux règles du SAPP qui permettent l'activation transfrontalière des réserves.
Objectifs de contrôle des fréquences	Les objectifs de contrôle des fréquences en Afrique du Sud sont régis par les règles du SAPP. Les pays d'Afrique de l'Est et de l'Océan indien ont leurs propres objectifs de contrôle des fréquences, qui deviendront cohérents une fois que les pays s'interconnectent.
Restrictions à la hausse	restrictions sur les taux de rampe figurent dans la plupart des codes de réseau et mentionnent spécifiquement la limitation des centrales éoliennes et solaires.
Dimensionnement de réserve	Le dimensionnement de réserve est une fonction du GRT dans la plupart des codes de réseau. Le dimensionnement de la réserve de contrôle de fréquence primaire est déterminé à partir de la plus grande unité de contrôle de fréquence primaire. Le dimensionnement de la réserve de contrôle de fréquence secondaire est déterminé à partir des cibles de contrôle de fréquence. Aucun des codes de pays ne requiert de dimensionnement pour l'incertitude variable sur les énergies renouvelables.

Tableau 7: Code d'échange d'informations

Critères	Résumé
Suivi obligatoire des informations	Les exigences en matière d'informations obligatoires sont raisonnablement cohérentes dans tous les codes de réseau. Aucune mention n'est faite de l'échange de données entre GRTs.
Échange de données prévisionnelles entre GRTs	L'échange de données prévisionnelles entre participants est raisonnablement cohérent dans tous les codes de réseau. Aucune mention n'est faite de l'échange de données entre GRTs.
Échange de données en temps réel entre les GRTs	L'échange de données en temps réel entre participants est raisonnablement cohérent dans tous les codes de réseau. Aucune mention n'est faite de l'échange de données entre GRTs.
Production de données au GRT	L'échange de données de production avec le GRT est raisonnablement cohérent pour tous les codes de réseau.
Demande de données au GRT	La demande de l'échange de données avec le GRT est raisonnablement cohérente pour tous les codes de réseau.
Protocole de communication	Normes IEC 101/104 requises dans la plupart des codes de réseau pour les communications internes aux pays et le Protocole de communication entre les centres pour les communications entre GRTs.

Tableau 8: Code de comptage

Critères	Résumé
Période de comptage	Tous les codes de réseau exigent un comptage d'au moins 60 minutes et la plupart des codes de réseau exigent un comptage de 30 minutes.
Précision des compteurs	Tous les codes de réseau ont une précision de niveau 0,2 ou une précision d'un niveau supérieur.
Etalonnage et inspection	Tous les codes de réseau exigent que les principaux compteurs du réseau de transport d'électricité soient inspectés et testés au moins une fois tous les cinq ans. Certains codes de réseau l'exigent une fois par an.
Sécurité	Les exigences en matière de sécurité dans tous les codes de réseau sont très similaires et cohérentes.
Litiges	Les procédures de règlement de litiges concernant les relevés de compteur dans tous les codes de réseau sont très similaires et cohérentes.
Confidentialité des données des compteurs	Tous les codes de réseau exigent que les données des compteurs soient confidentielles.
Comptage opérationnel	Les exigences opérationnelles en matière de comptage dans tous les codes de réseau exigent des mesures actives (kW et kWh) et réactives (kVA et kVAh) dans les deux sens.

2.1.8 Energies renouvelables (ER)

Tous les pays examinés ont mis en place des politiques visant à soutenir la croissance des énergies renouvelables dans le mix de production. Ces politiques vont d'objectifs politiques de haut niveau visant à atteindre des niveaux spécifiques de pénétration des énergies renouvelables à des dates cibles, par la création d'organismes spécifiques habilités à promouvoir le développement des énergies renouvelables, à des mesures ciblées telles que des séries d'appels d'offres déclarés pour les IPP d'ER et la fourniture de tarifs de rachat et d'accords de facturation nette pour encourager à la fois l'autoproduction et l'exportation vers le réseau.

Dans toute la région, à mesure que le marché des ER arrive à maturité, il devient évident que le besoin de tarifs avantageux pour les ER se réduit. Ainsi, dans le cadre de notre travail d'élaboration d'une série de recommandations pour des politiques harmonisées de promotion des ER, nous devrons prendre conscience des progrès rapides de la technologie, particulièrement dans le domaine de l'énergie solaire photovoltaïque (PV) et de l'énergie éolienne, qui font baisser les coûts. L'objectif ultime devrait être de

permettre aux ER de concurrencer les autres types de production sur les marchés régionaux de l'électricité, et il convient d'identifier l'ensemble minimum de mesures réglementaires nécessaires pour y parvenir.

2.2 Réglementation et institutions au niveau régional

Sur la base des travaux réalisés jusqu'à présent, nous avons fait un certain nombre d'observations concernant les institutions régionales de réglementation du secteur de l'électricité qui existent actuellement :

1. L'Association régionale des régulateurs de l'énergie de l'Afrique australe (RERA) est l'organisme régional le plus développé. Dans le cadre du projet parallèle « Elaboration d'un cadre et d'une feuille de route pour l'établissement d'une Autorité régionale de réglementation de l'énergie pour la SADC », des consultants ont formulé un ensemble de recommandations claires pour le renforcement du rôle et des pouvoirs réglementaires du RERA. L'étude a élaboré un mandat recommandé et un ensemble de fonctions et de pouvoirs qui devraient être confiés à REREA en vertu d'une charte de la Communauté de développement de l'Afrique australe (SADC). Ils sont axés sur la réglementation du commerce régional de l'énergie, la facilitation des investissements et le renforcement des capacités en matière de promotion du commerce régional de l'énergie ;
2. En tant qu'organe de réglementation lié à l'EAPP, le Conseil indépendant de réglementation (IRB) se situe à un stade de développement beaucoup plus précoce et, bien qu'il dispose d'une série d'activités identifiées en principe pour soutenir le commerce régional de l'électricité au sein de l'EAPP, celles-ci doivent être mises en œuvre. Le rôle, les fonctions et la capacité de l'IRB devront être considérablement renforcés à mesure que l'EAPP devient opérationnel en tant que marché et que le commerce entre l'EAPP et SAPP évolue.
3. Pour la région de l'Océan indien (OI), il n'existe actuellement aucune organisation équivalente au RERA et à l'IRB qui représente les régulateurs des pays insulaires. Nous comprenons que les pays de l'OI sont membres de la SADC et ont donc un certain degré d'engagement avec le RERA. Bien qu'il y ait sans aucun doute des domaines d'intérêt commun dans la régulation des services publics entre les pays interconnectés du SAPP et de l'EAPP et les pays de l'OI, il faut néanmoins réfléchir davantage à l'élargissement du « Club des régulateurs » qui est censé exister dans la région de l'OI pour s'assurer que les besoins spécifiques des régulateurs insulaires sont pleinement représentés ; et
4. La RAERESA a une vision claire du renforcement des capacités des régulateurs dans toute la région AfOA-OI et est très bien relié aux organismes de réglementation de la région ainsi qu'aux institutions d'Europe et des États-Unis. L'organisation a également publié son plan stratégique pour l'avenir, et a une vision claire de son rôle pour l'avenir. En élaborant des recommandations pour le rôle futur de la RAERESA, il sera important de reconnaître son importance en matière de soutien au développement des capacités de réglementation dans toute la région.

En ce qui concerne les réglementations au niveau régional, les principales préoccupations des investisseurs cherchant à pénétrer les marchés de l'électricité sont la nécessité de règles transparentes, de dispositions commerciales clairement définies et de redevances stables pour l'accès aux réseaux et leur utilisation.

Les résultats de notre étude documentaire révèlent que de nombreux régulateurs nationaux ont mis en place ou sont en train de mettre en place des dispositions visant à soutenir l'accès de tiers et l'établissement de tarifs de transport clairs pour les IPP. Sur la base de cette tendance, nous avons élaboré des propositions d'harmonisation régionale des réglementations dans ces domaines, associées à des recommandations sur l'élaboration d'un code de réseau régional. Toutes ces mesures contribueraient à créer un environnement positif pour les investissements dans la production d'électricité, notamment la connexion des producteurs d'énergie renouvelable, et à permettre aux IPP de participer aux marchés interconnectés de l'EAPP et du SAPP. Elles garantiraient également la connexion de la production aux réseaux des pays de l'Océan indien dans des conditions similaires à celles qui s'appliquent ailleurs dans la région. Il sera important d'éviter de fausser les signaux donnés aux investisseurs potentiels concernant les opportunités qui existent sur les marchés d'Afrique de l'Est et d'Afrique australe par rapport à la région OI. Cette situation pourrait se produire si les environnements réglementaires diffèrent sensiblement entre les marchés interconnectés et les pays insulaires.

2.3 Principales conclusions d'études connexes

Nous avons examiné un certain nombre d'études pertinentes pour éclairer notre travail, en nous concentrant sur les conclusions ou recommandations qui correspondent aux objectifs du projet. Le résumé et les principales conclusions des documents les plus pertinents se trouvent ci-dessous.

2.3.1 « Etude d'impact du SAPP-EAPP » d'Aurecon

L'étude a été lancée pour examiner la faisabilité technique et les impacts de la connexion du SAPP et de l'EAPP, pour identifier les problèmes et faire des recommandations concernant l'exploitation sûre du réseau interconnecté, et pour analyser les options d'échange d'électricité entre les deux pools énergétiques, pour les échanges bilatéraux et les échanges sur le marché concurrentiel. Plusieurs sujets clés ont été soulignés comme étant importants dans le contexte de la législation et de la politique régionale.

2.3.1.1 Protocoles d'accord intergouvernementaux

Du point de vue application, il sera nécessaire que les États membres participants concluent et adoptent un protocole d'accord intergouvernemental à un niveau intergroupe afin de réglementer :

- La coopération entre les membres de l'EAPP et du SAPP en ce qui concerne le développement d'un marché étroitement couplé et les échanges entre le SAPP et l'EAPP ;
- La manière dont les services publics et les IPP concluent un contrat concernant leurs propres obligations résultant d'un contrat d'interconnexion ;
- Le choix de la loi applicable/définition d'un système juridique commun (à appliquer en cas de conflits dans le droit interne de différents pays) ;
- Les procédures de règlement des litiges à appliquer dans les différentes régions ; et
- La reconnaissance ou l'exécution d'un jugement étranger.

Les principes ci-dessus doivent être réglementés au niveau national afin d'assurer que le choix de la loi applicable et le règlement des litiges sont opposables aux États membres. Il est important de noter qu'un protocole d'accord intergouvernemental peut ne pas être automatiquement exécutoire au niveau national.

2.3.1.2 Accord entre les membres exploitants du SAPP et de l'EAPP

Les membres participants doivent conclure un accord afin d'élaborer les principes clés à suivre pour établir, mettre en place et appliquer des règles de pratique couvrant la planification technique, les opérations et les aspects commerciaux de l'intégration des systèmes électriques régionaux et définissant la propriété des actifs et autres droits.

Par exemple, aucun accord intergouvernemental ne peut prescrire le libre accès à un système de transmission pour tous les acteurs du marché, si cela est limité par la législation nationale. Chaque membre du SAPP et de l'EAPP devra évaluer et s'assurer que sa propre législation et ses pratiques nationales sont conformes à ce qui est convenu dans les accords des membres exploitants.

2.3.1.3 Accord opérationnel SAPP-EAPP

Toute interconnexion entre les membres du SAPP et de l'EAPP nécessitera un accord d'exploitation visant à harmoniser les normes et les paramètres techniques de l'exploitation quotidienne du système interconnecté. Pour ce faire, il faudra prendre en considération le regroupement des zones de contrôle, le mandat législatif dans la législation nationale et les accords au niveau des pools énergétiques.

2.3.1.4 Autres conclusions d'Aurecon

Legislation nationale habilitante

Les États doivent adopter une législation nationale habilitante afin de s'assurer que le droit et les pratiques internes sont conformes aux accords conclus au niveau intergouvernemental. Cela est particulièrement important dans les juridictions où le droit national prime sur le droit international.

Devise énergétique: Le commerce bilatéral d'énergie sera soumis à des taxes et droits de douane différents selon le cadre fiscal de la juridiction. Les traités et protocoles des différents blocs économiques (SADC, EAC et COMESA) devront être pris en compte lors de l'évaluation des droits de

douane et des implications fiscales. Cela nécessitera une analyse approfondie de la part d'un praticien de la fiscalité afin d'analyser les implications pour chaque juridiction.

Echanges commerciaux

Lorsque le vendeur et l'acheteur s'engagent à vendre et à acheter de l'électricité dans des devises différentes, les parties devraient négocier pour savoir laquelle d'entre elles supportera le risque de change. Toutefois, lorsqu'une plateforme commerciale est établie, les pays peuvent choisir une devise d'échange. Au sein du SAPP par exemple, l'Afrique du Sud effectue des échanges commerciaux en rand sud-africain (ZAR) tandis que les autres pays du SAPP le font en dollar américain (USD). Une étude indépendante devrait être réalisée pour consulter toutes les parties prenantes.

2.3.1.5 Recommandations finales aux fins d'harmonisation

1. Un protocole d'accord plus détaillé entre l'EAPP et le SAPP sur la coopération pour le développement d'un (de) marché(s) commun(s) étroitement couplé(s) et des échanges entre les deux pools énergétiques ;
2. Elaboration d'un accord entre les membres de l'EAPP - reproduisant l'ABOM (Accord entre les membres exploitants) du SAPP;
3. Harmonisation entre cet accord et l'ABOM du SAPP - devrait idéalement se faire dans le cadre d'un seul processus ;
4. Accord entre le SAPP et l'EAPP sur le calcul et la gestion de la capacité d'interconnexion entre les deux pools énergétiques, y compris, mais de façon limitée, la façon de gérer (et de calculer la gestion financière) les acheminements, les pertes, les urgences et les interruptions ;
5. Accord de coopération sur la coopération entre marchés et les échanges entre les deux pools énergétiques ;
6. Un accord opérationnel sur l'utilisation et l'adaptation de l'actuelle plate-forme de négociation du marché du SAPP ;
7. Procédures opérationnelles du système harmonisé ; et
8. Livre des règles du marché harmonisé.

2.3.2 Lignes directrices du RERA relatives à la réglementation du commerce transfrontalier de l'électricité en Afrique australe : Fonctions de réglementation (2010)

La SADC a mandaté le RERA pour aider à résoudre les principales contraintes réglementaires dans l'environnement favorable au commerce transfrontalier de l'électricité. En réponse, le RERA a publié des Lignes directrices relatives à la réglementation du commerce transfrontalier d'électricité en Afrique australe afin de représenter les meilleures pratiques réglementaires pour les pays de la SADC. Ces lignes directrices s'inspirent des meilleures pratiques internationales et des discussions avec les membres du RERA sur les règles et pratiques réglementaires existantes. Elles ont ciblé les transactions transfrontalières importantes et de long terme qui sont plus susceptibles d'avoir un impact direct sur les décisions d'investissement dans de nouvelles installations de production et de transport d'électricité. Le RERA estime que l'investissement dans de telles installations (ou leur absence) constitue la préoccupation première et primordiale des pays de la SADC. Voici quelques recommandations fondamentales qui s'appliquent également à un marché régional :

a) Délivrer des licences aux entités qui se livreront au commerce transfrontalier de l'électricité, telles que les producteurs et les sociétés de transport d'électricité, les négociants, les importateurs et les exportateurs (Ligne directrice 4) ;
b) Approuver les conditions des accords d'achat d'électricité (AAE) et des accords de transport d'électricité dans les importations et exportations transfrontalières d'électricité (Lignes directrices 5, 6 et 7) en ce qui concerne les questions techniques de sécurité du système ;
c) Approuver le recouvrement des coûts des importations d'électricité par le biais des tarifs appliqués aux clients dont les prix sont réglementés (Ligne directrice 5) ;
d) Approuver les accords d'exportation d'électricité conclus par les parties qui approvisionnent les clients à prix réglementé afin de préserver leurs intérêts (Ligne directrice 6) ;
e) Approuver les accords de transport d'électricité dans les pays de transit où le transporteur approvisionne les clients à prix réglementé pour préserver leurs intérêts. (Ligne directrice 7) ;

f) Rendre obligatoire l'accès aux installations de transport et de distribution d'électricité pour le commerce transfrontalier de l'électricité conformément à la législation nationale et aux conditions des licences de transport d'électricité (Ligne directrice 8) ; et
g) Approuver les redevances de transport d'électricité aux niveaux national et transfrontalier (Ligne directrice 8).

2.3.3 Stratégie de la Commission de l'Union africaine pour le développement d'un Cadre réglementaire harmonisé pour le marché de l'électricité en Afrique

Le Mécanisme d'assistance technique SE4All de l'Union européenne a financé un projet géré par le Département des infrastructures et de l'énergie de la Commission de l'Union africaine en vue d'élaborer une stratégie visant à harmoniser un cadre réglementaire pour le commerce transfrontalier sur le continent africain. Le rapport élabore un ensemble d'activités aux niveaux national, régional et continental. Les activités les plus pertinentes pour le projet ESREM sont détaillées ci-dessous :

2.3.3.1 Niveau national

- Mettre en place et désigner un régulateur national qui répond aux exigences en matière d'indépendance financière, opérationnelle et organisationnelle ;
- Adopter une loi sur le secteur de l'électricité et/ou des législations réglementaires ;
- Elaborer des lignes directrices et une méthodologie en matière de tarifs : connexion au réseau, y compris les tarifs de rachat garantis (FIT) ;
- Mettre en œuvre des tarifs reflétant les coûts et la séparation des tarifs ;
- Mettre en place une planification intégrée des ressources ;
- Elaborer et mettre en œuvre un cadre d'octroi de licences : grandes et petites centrales électriques ;
- Elaborer et mettre en œuvre des codes de réseau ;
- Elaborer un manuel d'exploitation du système ou un manuel d'exploitation technique ;
- Elaborer des accords de services de connexion et de transport ;
- Elaborer des modèles de contrats d'achat d'électricité ;
- Elaborer des modèles d'ouverture du marché, afin de promouvoir l'accès non discriminatoire des tiers ;
- Elaborer des procédures de règlement des litiges ;
- Elaborer et mettre en œuvre des directives techniques de raccordement pour les technologies des énergies renouvelables ;
- Elaborer et mettre en œuvre des lignes directrices pour l'application de la qualité de service dans le domaine des énergies renouvelables ;
- Elaborer et mettre en œuvre des normes techniques et de qualité de services ; et
- Elaborer des lignes directrices et des normes de suivi de la gestion de la demande.

2.3.3.2 Niveau régional

- Elaborer et mettre en œuvre des lignes directrices sur la tarification du transport d'électricité au niveau régional, y compris des principes de détermination des redevances d'acheminement et de répartition des coûts des pertes de réseau ;
- Elaborer des principes et des règles harmonisées pour la tarification des services auxiliaires et des services d'équilibrage ;
- Elaborer des codes de pratique et des normes techniques harmonisés pour les gestionnaires de réseau afin de faciliter les échanges régionaux d'électricité ;
- Elaborer des contrats types pour faciliter le commerce régional de l'électricité et la mise en commun de l'énergie ;
- Mettre en œuvre des lignes directrices pour les procédures de règlement des litiges ;
- Mettre en œuvre des règles et des lignes directrices pour le contrôle et la surveillance de l'exploitation des pools énergétiques ;

- Mettre en œuvre des codes de pratique et normes techniques harmonisés ;
- Accepter, mettre en œuvre et appliquer des cadres de transactions transfrontalières ; et
- Faire appel en matière de règlement des litiges par le biais d'une structure d'appel indépendante au niveau régional.

3 Examen des meilleures pratiques régionales et internationales en matière de réglementation des marchés régionaux de l'énergie

3.1 Introduction

Cette section analyse brièvement les meilleures pratiques internationales en matière de surveillance réglementaire régionale de l'électricité qui sont pertinentes pour l'élaboration de recommandations à l'intention de la région AfOA-OI. Nous résumons les enseignements tirés de la réglementation de trois marchés régionaux :

- les États-Unis, avec un accent sur le rôle et les responsabilités de la Federal Energy Regulatory Commission (Commission fédérale de réglementation de l'énergie - FERC) ;
- l'Union européenne et les activités de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie de l'Union européenne (ACER) ; et
- l'Afrique de l'Ouest, en évaluant le rôle et les fonctions de l'ERERA, l'Autorité régionale de réglementation de l'électricité de la CEDEAO.

3.2 Meilleures pratiques de l'UE : l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie de l'Union européenne (ACER)

Mandat général/Objectifs généraux : le mandat général de l'ACER est d'assister les autorités de réglementation nationales (ARN) des États membres de l'UE dans l'exercice, au niveau de l'Union européenne, des tâches réglementaires effectuées dans les États membres et, le cas échéant, de coordonner leur action. L'ACER n'est donc pas formellement une autorité de réglementation, mais un organe de l'UE chargé de promouvoir la coopération réglementaire et de coordonner les activités des ARN au sein de l'UE.

Cadre juridique habilitant : l'ACER a été créé en 2009 en tant qu'organisme de l'Union doté de personnalité juridique. Ses fonctions et pouvoirs juridiques sont régis par le troisième Paquet et règlement en matière d'énergie (CE) 713/2009 instituant l'agence en 2011, qui a été abrogé en 2019 par le Règlement (UE) 2019/942 (refonte). Le Règlement (UE) 2019/942 (refonte) stipule que dans chaque pays membre, l'ACER se verra accorder le statut de personne morale le plus étendu autorisé par le droit national.

Fonctions et pouvoirs clés : pour remplir son mandat, l'ACER :

- élabore, à la demande de la Commission européenne, des orientations-cadres non contraignantes pour les codes de réseau, c'est-à-dire comprenant des codes de connexion, des codes d'exploitation et des codes de marché ;
- émet des avis et des recommandations non contraignants aux ARN, aux GRT et aux institutions de l'UE, par exemple en ce qui concerne la planification du développement de réseaux, la liste des projets d'intérêt commun, les propositions visant à permettre une capacité physique bidirectionnelle permanente ou les demandes d'exemption ;
- émet des décisions individuelles contraignantes dans des cas spécifiques et fixe des conditions concernant les questions d'infrastructures transfrontalières ; et
- assure la surveillance du marché en ce qui concerne les conditions d'accès au réseau, les prix de détail, les droits des consommateurs et le commerce de gros.

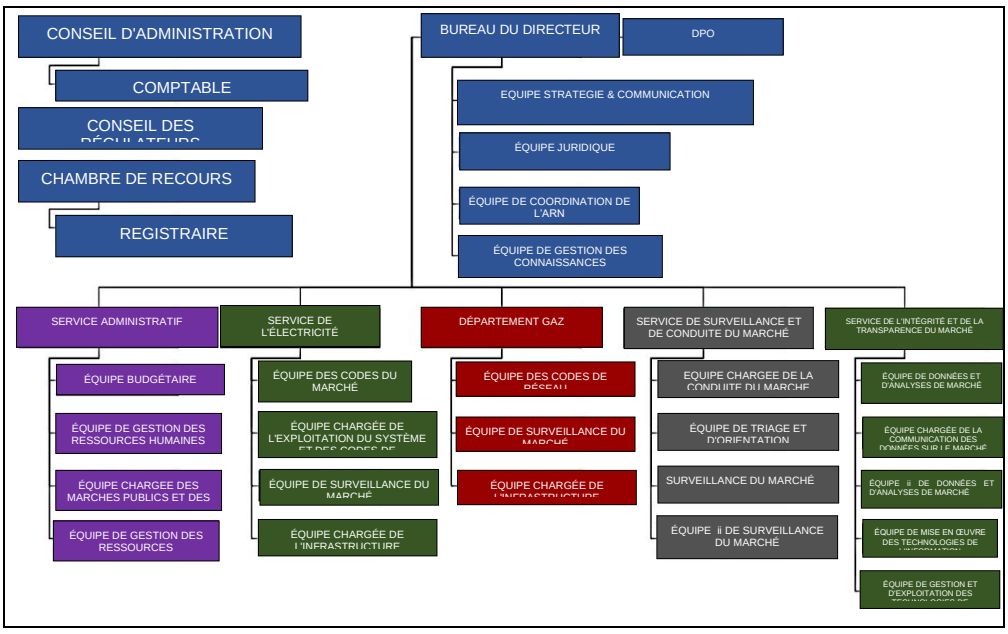
Principaux instruments de réglementation et d'application : comme mentionné précédemment, l'ACER ne constitue pas une autorité de réglementation dotée de capacités d'application directe. Ses principaux instruments réglementaires se limitent à émettre des avis et des recommandations sur des questions relevant de ses tâches et responsabilités. Cependant, en termes d'application, l'ACER doit compter sur d'autres institutions européennes, en particulier la Commission européenne.

Cadre de gouvernance/Cadre organisationnel : la structure organisationnelle de l'ACER comprend le Conseil d'administration, un Conseil de régulateurs, un Directeur et une Commission de recours.

- Le Conseil d'administration de l'ACER est composé du président du conseil des régulateurs et du directeur de l'ACER ainsi que de 9 membres et 9 suppléants qui sont nommés par le Parlement européen, le Conseil de l'UE et la Commission européenne. Entre autres tâches, le Conseil d'administration nomme formellement les membres du Conseil des régulateurs, de la Commission de recours et le directeur et adopte le programme de travail annuel de l'ACER et un programme de travail pluriannuel révisé.
- Entre autres tâches, le Conseil des régulateurs (CR), qui est composé de hauts représentants des autorités de réglementation nationales (ARN) et d'un représentant sans droit de vote de la Commission européenne, donne des avis au directeur sur les avis, recommandations et décisions de l'ACER, approuve et présente le programme de travail de l'ACER au Conseil d'administration de l'ACER.
- Le directeur représente et gère l'agence, met en œuvre le programme de travail, adopte et publie les avis, recommandations et décisions de l'ACER, prépare le programme de travail annuel et le budget de l'agence et nomme le personnel de l'agence.
- La Commission de recours, qui comprend 6 membres et 6 suppléants choisis parmi les cadres supérieurs, actuels ou anciens, des autorités nationales de réglementation, des autorités de la concurrence ou d'autres institutions nationales ou européennes ayant une expérience pertinente, entre autres tâches, examine les recours introduits par toute personne physique ou morale, y compris les ARN, contre les décisions de l'ACER.

La structure organisationnelle décrite est illustrée par la Figure 1.

Figure 1: Organigramme de l'ACER



3.3 Meilleures pratiques des États-Unis: La Commission fédérale de réglementation de l'énergie (FERC)

Mandat/Objectifs généraux : La FERC est un organisme indépendant aux États-Unis qui réglemente le transport et la vente en gros d'électricité entre les États, le transport et la vente en gros de gaz entre les États, le transport de pétrole par oléoducs entre les États et examine les propositions de construction de gazoducs entre les États, les projets de stockage de gaz naturel, les terminaux de gaz naturel liquéfié (GNL) et la licence pour les projets hydroélectriques non fédéraux.

Cadre juridique habilitant : Les pouvoirs et responsabilités de la FERC ont été accordés par le Congrès et sont décrits dans de nombreuses lois, notamment la Federal Power Act (Loi fédérale sur

l'énergie), la Public Utility Regulatory Policies Act (Loi sur les politiques de réglementation des services publics), la Natural Gas Act (Loi sur le gaz naturel) et la Interstate Commerce Act (Loi sur les transactions commerciales entre Etats).

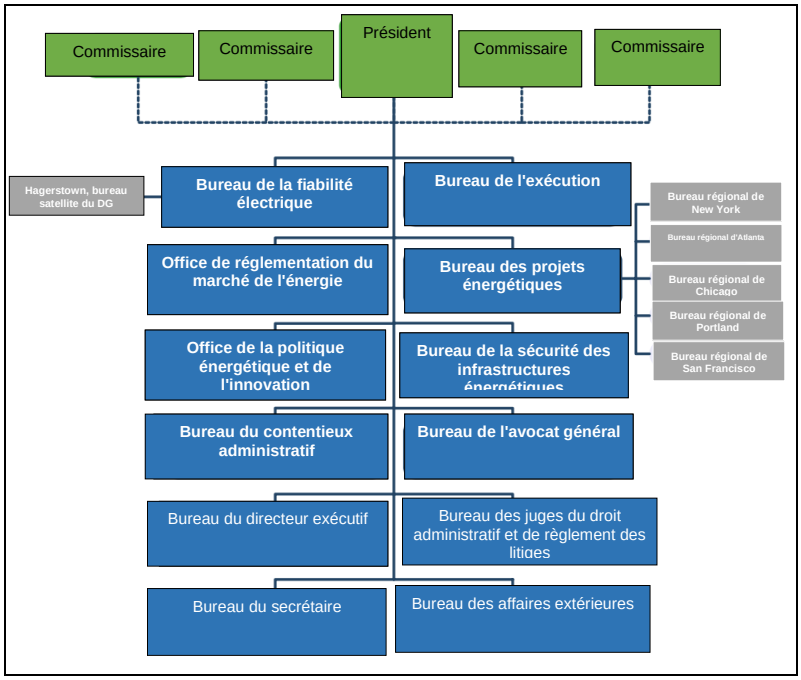
Fonctions et pouvoirs clés : Le mandat réglementaire de la FERC dans le domaine de l'électricité couvre le transport et la vente en gros d'électricité entre États. En tant que mandat horizontal, la FERC doit exercer ses fonctions et responsabilités selon les besoins afin de garantir aux consommateurs l'accès à une énergie économiquement efficace, sûre, fiable et sécurisée. Les principales responsabilités réglementaires de la FERC dans le domaine de l'électricité sont les suivantes :

- Réglementer le transport et la vente en gros de l'électricité dans le cadre du commerce interétatique ;
- Examiner certaines fusions et acquisitions et certaines transactions d'entreprises effectuées par les compagnies d'électricité ;
- Examiner des demandes d'implantation de projets de transport d'électricité dans des circonstances limitées ;
- Octroyer des licences et inspecter des projets hydroélectriques privés, municipaux et gouvernementaux ;
- Protéger la fiabilité du réseau de transport interétatique à haute tension par des normes de fiabilité obligatoires ;
- Surveiller et étudier les marchés de l'énergie ;
- Faire appliquer les exigences réglementaires de la FERC à travers l'imposition de sanctions civiles et d'autres moyens; et
- Administrer les règlements en matière de comptabilité et d'information financière et la conduite des sociétés réglementées.

Principaux instruments de réglementation et d'application : les principaux instruments de réglementation dont dispose la FERC pour s'acquitter de ses responsabilités constituent des décisions prises à l'échelle du secteur (c'est-à-dire par l'adoption de nouvelles lois, réglementations ou règles) et d'ordonnances spécifiques aux parties. Bien que la FERC vise généralement à encourager le respect de ces lois, règles et ordonnances, elle dispose également d'une série d'instruments solides pour les faire appliquer en cas de détection d'une forme de fraude ou de manipulation du marché, d'un comportement anticoncurrentiel, de violations graves des normes de fiabilité électrique ou d'un comportement menaçant la transparence des marchés réglementés. Les instruments d'application comprennent l'imposition d'engagements de conformité, le dégorgement (remboursement) des profits injustes résultant de violations et de sanctions civiles.

Cadre de gouvernance/cadre organisationnel : la structure organisationnelle de la FERC est dirigée par une commission nommée par le président des États-Unis, avec le consentement du Sénat, pour un mandat maximum de cinq ans. Cette commission comprend jusqu'à cinq commissaires et coordonne le travail de douze bureaux qui sont chargés de la mise en œuvre quotidienne des responsabilités et des tâches de la FERC. Cette structure organisationnelle est résumée dans l'organigramme ci-dessous:

Figure 2: Structure organisationnelle de la FERC



3.4 Meilleures pratiques régionales: Autorité régionale de réglementation de l'électricité de la CEDEAO (ERERA)

Mandat général/Objectifs généraux : Le mandat général de l'ERERA est de réglementer les échanges transfrontaliers d'électricité, en créant un environnement propice aux investissements pour les projets régionaux d'électricité et en fournissant un soutien technique aux régulateurs nationaux du secteur de l'électricité des États membres de la CEDEAO.

Cadre juridique habilitant : L'ERERA a été fondé en 2008 par les chefs d'État de la CEDEAO, par le Règlement C/REG.27/12/07 du 15 décembre 2007. Ce règlement a été modifié par le Règlement C/REG.24/11/08 du 29 novembre 2008. Le mandat, les fonctions, les pouvoirs, les instruments réglementaires et la structure de gouvernance/structure organisationnelle de l'ERERA sont définis par le présent règlement.

Fonctions et pouvoirs clés : les fonctions clés de l'ERERA consistent, entre autres, à:

- Réglementer la mise en commun transfrontalière des pouvoirs entre les États membres de la CEDEAO ;
- Superviser la mise en œuvre des conditions nécessaires pour assurer la rationalisation et la fiabilité de l'énergie ;
- Contribuer à la mise en place d'un environnement réglementaire et économique adapté au développement du marché régional ;
- Veiller au respect du principe de la liberté de transit de l'électricité ;
- Superviser la mise en place d'une méthode de fixation des tarifs claire, transparente et prévisible pour la mise en commun régionale de l'électricité ;
- Assurer la responsabilité de la réglementation technique de la mise en commun régionale de l'électricité et du contrôle du fonctionnement du marché régional ;
- Aider la Commission de la CEDEAO à définir l'orientation stratégique de la politique régionale et l'harmonisation des politiques, des législations et de la réglementation des secteurs nationaux de l'électricité ;
- Etablir des procédures efficaces de règlement des litiges entre les acteurs du marché régional de l'électricité et contrôler leur bonne application ; et
- Entretenir des relations avec les autorités nationales de réglementation dans l'espace CEDEAO et, à leur demande, leur fournir des conseils et une assistance techniques.

Afin d'exercer les fonctions susmentionnées, l'ERERA dispose des pouvoirs clés ci-après :

- Elaborer et interpréter les règles techniques et commerciales relatives à la mise en commun transfrontalière de l'énergie ;
- Faire des recommandations aux acteurs régionaux ou nationaux du secteur de l'électricité de la CEDEAO ;
- Autoriser, approuver et contrôler les activités des acteurs régionaux du marché de l'électricité ;
- Mener des enquêtes sur et sanctionner les infractions aux règles établies en matière de mise en commun transfrontalière de l'énergie ; et
- Résoudre des litiges entre les acteurs régionaux du marché de l'électricité.

Principaux instruments de réglementation: L'ERERA s'appuie sur une série d'instruments réglementaires robustes et souples pour s'acquitter de ses responsabilités. En termes d'instruments réglementaires robustes, l'ERERA peut adopter des règles commerciales et techniques pour le commerce transfrontalier d'électricité dans l'espace CEDEAO, enquêter et sanctionner les infractions aux règles adoptées et autoriser et contrôler les activités des acteurs du marché. En outre, l'ERERA peut faire des recommandations non contraignantes aux marchés régionaux et nationaux de l'électricité et se rend disponible aux acteurs du marché régional en tant qu'autorité de règlement des litiges.

Cadre de gouvernance/Cadre organisationnel: L'ERERA est organisé par le Conseil de réglementation. Le Conseil de réglementation est l'organe de prise de décisions et de gestion de l'ERERA. Il est composé de trois membres, dont un président. Les membres du Conseil de réglementation sont nommés pour un mandat fixe non renouvelable de cinq ans. Le Conseil de réglementation est soutenu par un groupe multidisciplinaire d'experts responsables des questions de régulation et par une unité des ressources humaines, de l'administration et des finances. Cette structure organisationnelle est résumée à la Figure 3.

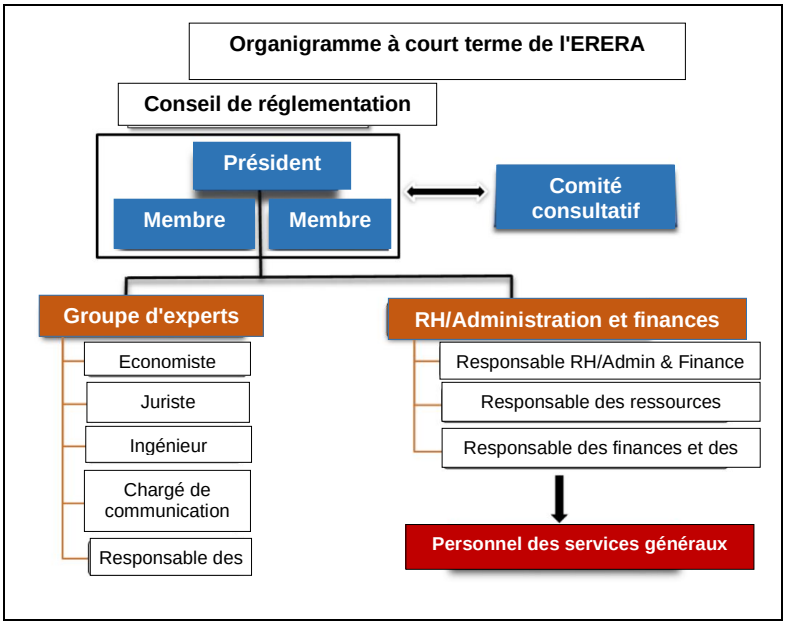
3.5 Observations

Les trois exemples d'organismes de réglementation régionaux qui ont été examinés présentent des caractéristiques différentes qui sont pertinentes pour envisager les structures institutionnelles et les responsabilités appropriées pouvant être mises en place dans la région AfOA-OI. Les principaux points à noter sont les suivants:

- En Europe, l'ACER ne constitue pas une autorité dotée de capacités d'exécution directe. Son rôle principal est d'émettre des avis et des recommandations sur des questions relevant de sa compétence générale. Toutefois, elle dépend d'autres institutions de niveau supérieur pour exercer ses pouvoirs d'exécution, notamment:
- La Commission européenne elle-même qui émet des directives contraignantes pour les États membres de l'UE. L'ACER agit donc effectivement comme un organe consultatif pour les régulateurs nationaux ;
- Aux États-Unis, la FERC joue un rôle clé dans la régulation du secteur de l'électricité en vertu des pouvoirs délégués par le Congrès. Ainsi, elle agit effectivement comme une autorité de réglementation en ce qui concerne les échanges d'électricité entre États et dispose de pouvoirs d'exécution dans des domaines clés de la régulation technique et commerciale. Toutefois, son mandat est, bien entendu, limité à un seul pays ;
- L'exemple de l'ERERA en Afrique de l'Ouest est très pertinent pour la région AfOA-OI. L'ERERA dispose d'une série de pouvoirs pour réglementer les participants au marché régional de l'électricité, qui lui ont été délégués par les chefs d'État de la CEDEAO; il est en mesure de réglementer le commerce transfrontalier de l'électricité, de décider et d'administrer des sanctions si nécessaire, et d'agir pour résoudre les litiges.

En élaborant nos recommandations pour la région AfOA-OI, nous nous sommes inspirés de l'ERERA comme modèle possible pour les autorités régionales de réglementation (ARR) qui prendront en charge les marchés d'Afrique de l'Est et d'Afrique australe. Le rôle consultatif de l'ACER est peut-être le plus pertinent pour le futur rôle du Club des régulateurs de l'Océan Indien, qui servira de centre de promotion des bonnes pratiques réglementaires dans la région.

Figure 3: Organigramme de l'ERERA



4 Obstacles à la surveillance réglementaire et propositions d'harmonisation réglementaire

L'étude documentaire et les missions sur le terrain ont mis en évidence un certain nombre de problèmes de réglementation dans les dix pays échantillons. Ces problèmes devront être résolus pour permettre la mise en place réussie d'un marché régional. Ces défis s'articulent autour de trois principaux thèmes : l'octroi des licences, la réglementation des réseaux et la réglementation des marchés.

4.1 Octroi de licences

L'octroi de licences peut être considéré comme la première étape pour un acteur du marché qui rejoint un marché de l'électricité. Actuellement, pour opérer au niveau national, les acteurs du marché national doivent demander une licence sur la base de conditions variables fixées par leurs entités nationales respectives faisant autorité. Un marché régional exigerait que les participants demandent des licences qui s'alignent sur des normes communes. La principale raison pour laquelle une norme commune d'octroi de licences s'avère nécessaire, c’est de s'assurer que les participants sont tenus d'adhérer à des conditions techniques qui garantiraient la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du système. Les normes seraient transparentes et accessibles au public afin de promouvoir les nouveaux entrants au marché. Une norme commune peut donner aux développeurs potentiels la certitude qu'ils pourront participer au marché régional à partir de n'importe quel pays. Des licences devraient être demandées pour:

1. La production;
2. Le transport;
3. La distribution;
4. L’interconnexion;
5. L’exploitation du réseau électrique; et
6. L’importation et l’exportation.

Des directives harmonisées en matière de licences permettront d'uniformiser les règles du jeu pour les nouveaux projets qui entrent sur le marché. Les investisseurs ne devront comprendre qu'un seul ensemble de lignes directrices, ce qui leur permettra de comprendre la région dans son ensemble et de promouvoir la possibilité de procéder rapidement à de nouveaux investissements.

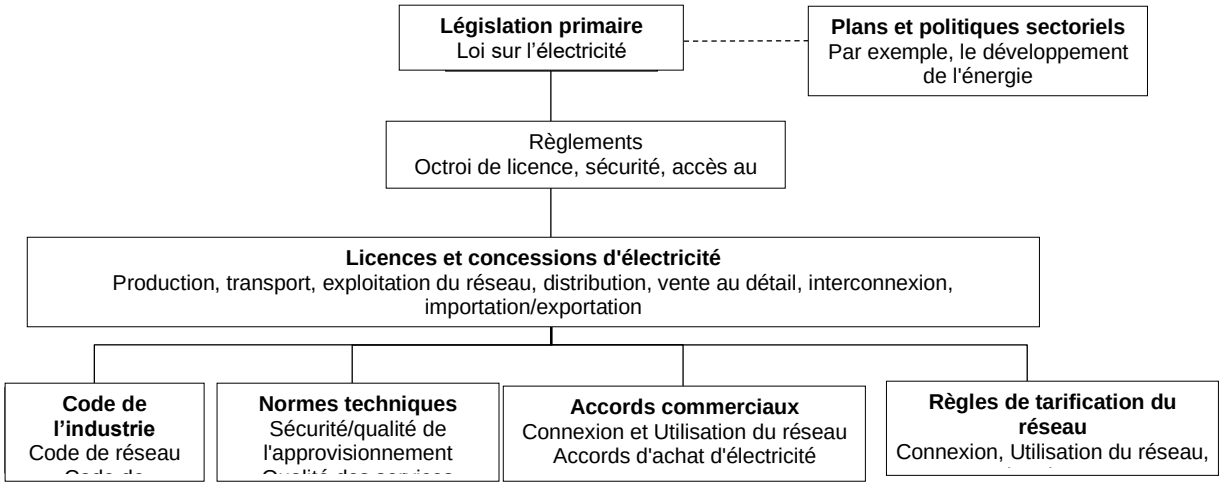
4.2 Réglementation relative aux réseaux

Pour obtenir une licence, un nouvel arrivant sur le marché doit se conformer à la réglementation relative aux réseaux. Les participants doivent opérer conformément aux normes techniques afin de garantir le maintien de la qualité des services et de la qualité des critères d'approvisionnement.

Pour faciliter l'introduction d'un marché régional, il convient de définir des réglementations cohérentes dans toute l'Afrique australe et orientale et de les présenter sous un format standardisé ou sous forme de modèles pouvant être utilisés par les ARN de chaque pays. Cela garantira le fait que les exigences de base soient définies de manière transparente et que les participants au marché, les régulateurs et les services publics aient moins de mal à en élaborer et négocier les conditions.

La structure globale des réglementations nécessaires pour soutenir le secteur de l'électricité, tant au niveau national que régional, est illustrée à la Figure 4.

Figure 4: Structure réglementaire du secteur de l'électricité



Chaque marché national aura généralement en place des règlements habilitants dans/sous la législation primaire, qui définissent les exigences en matière de licences, de conformité aux normes de sécurité et de modalités de demande d'entrée sur le marché. Les obligations spécifiques des participants au secteur de l'électricité sont définies dans la structure des licences et des concessions d'électricité, comme résumé dans la section 4.1 ci-dessus.

Afin de promouvoir l'accès aux marchés nationaux et régionaux de l'électricité, il est nécessaire d'harmoniser les codes et les accords qui constituent une condition préalable à l'octroi de licences, ce qui permettra de garantir que les nouveaux arrivants potentiels sur le marché puissent y participer sur un pied d'égalité, quel que soit le pays dans lequel ils se trouvent, ce qui est particulièrement important pour un futur marché intégré de l'Afrique de l'Est et de l'Afrique australe. En outre, il est également souhaitable de parvenir à cette harmonisation entre les pays de la région OI, car cela permettra de supprimer toute barrière artificielle pouvant être perçue par les investisseurs cherchant à développer une nouvelle technologie production dans un pays spécifique par rapport à un autre. Si, par exemple, les obligations du code de réseau d'un pays sont inutilement conservatrices, elles pourraient entraver le développement de nouvelles technologies de production dans une île quand bien même elles sont pleinement acceptées ailleurs. En revanche, si les exigences du code sont trop indulgentes, il pourrait y avoir une érosion de la qualité et de la sécurité de l'approvisionnement qui irait à l'encontre des intérêts économiques d'une île par rapport à une autre.

Les domaines prioritaires que nous avons identifiés pour l'harmonisation des réglementations sont les suivants :

- **Documents de code de réseau** - visant à promouvoir l'élaboration d'un code de réseau régional unique pour la région AfOA-OI, et des lignes directrices claires dans toute la région AfOA-OI pour les ARN et les services publics nationaux sur les dispositions qui devraient être incluses dans les codes de réseau nationaux. Les codes de réseau contiendraient également des dispositions relatives à la planification régionale afin d'optimiser les investissements dans le contexte régional, des normes de connexion pour garantir la conformité technique, un code pour les énergies renouvelables et des lignes directrices pour la gouvernance du secteur ;
- **Normes techniques** - nombre d'entre elles sont incorporées dans les codes de réseau eux-mêmes, mais lorsque des documents autonomes sont référencés par ces codes, les normes qui y sont incorporées devraient être harmonisées dans la mesure du possible ;
- **Les accords commerciaux** - l'accent est particulièrement mis sur les accords nécessaires pour garantir l'accès des tiers aux réseaux de transport dans la région. Les accords de marché nécessiteront également une harmonisation entre l'EAPP et le SAPP lorsque le couplage des marchés a lieu, afin de garantir le fait que les obligations des participants au marché soient harmonisées ;
- **Les règles de tarification du réseau** constituent un aspect spécifique du régime réglementaire qui doit être examiné avec soin, car elles sont essentielles pour assurer un accès

transparent et non discriminatoire aux marchés de l'électricité. L'objectif devrait être de garantir l'adoption de principes fondamentaux de tarification reflétant les coûts, stables et non discriminatoires, ainsi qu'une approche uniforme de la méthodologie utilisée pour calculer les redevances d'acheminement au niveau régional.

Les tarifs de transport d'électricité ne sont pas uniformes d'un pays à l'autre et l'on constate que certains pays n'ont pas dissocié les différents coûts de service de leur système. Cela signifie que les gestionnaires de réseau de transport (GRT) ou les gestionnaires de réseau de distribution (GRD) qui tentent de concilier l'utilisation de leur réseau par le commerce d'importation et d'exportation pourraient surfacturer ou ne pas récupérer les coûts de leurs actifs de réseau. Il est proposé d'élaborer une méthode de tarification unique qui tienne compte de la valeur des actifs d'un système et de leur utilisation pour la fourniture de services d'acheminement. La mise en œuvre d'une telle méthodologie permettrait aux investisseurs d'avoir confiance en la nature concurrentielle du marché régional et en la stabilité à long terme des coûts du service de transport d'électricité. La méthodologie point à point MW-km est recommandée comme une première itération du marché régional avec la possibilité de développer la méthodologie à un stade ultérieur - nous en parlerons plus en détail dans la section 5.4.3.

4.3 Réglementation du marché

Les participants titulaires d'une licence et opérant conformément à la réglementation des réseaux devraient être autorisés à commercer sur les marchés régionaux sous réserve de remplir les conditions d'adhésion prévues par les règles du marché concerné. Certains participants négocient déjà sur les plateformes de marché établies du SAPP. Le marché de l'EAPP n'a pas encore été négocié, mais ses marchés sont différents de ceux du SAPP. S'ils doivent être interconnectés, l'accès au marché et la réglementation devraient être harmonisés afin que les deux marchés soient accessibles aux participants sur la même plateforme de négociation.

Tableau 9: Comparaison des marchés SAPP établis et des marchés EAPP proposés

Marchés SAPP	Marchés EAPP
• **Commerce bilatéral** • **Marché physique à terme (FPM)** • **Marché du jour d'avant (DAM)** • **Marché intra-journalier (IDM)** • **Marché d'équilibrage - en cours de développement**	• **Commerce bilatéral** • **Transactions commerciales à court terme (ADAM)**

Nous notons que l'étude d'impact[3] sur les interconnecteurs SAPP-EAPP a formulé une série de recommandations détaillées sur l'harmonisation des réglementations du marché - celles-ci comprennent l'identification de la nécessité d'un protocole d'accord intergouvernemental à conclure entre les pays concernés participant au SAPP et à l'EAPP, un accord entre les membres exploitants des deux marchés pour convenir des principes et des règles de fonctionnement des marchés interconnectés SAPP-EAPP, et un accord opérationnel spécifique qui détaillera la manière dont les pools fonctionnent ensemble dans la pratique.

Le SAPP dispose d'un ensemble établi de plateformes de marché fonctionnant sur des périodes différentes, et les participants à un marché combiné EAPP et SAPP pourront ainsi échanger différentes quantités d'énergie suivant différents calendriers d'échanges. Chaque marché continuera d'avoir son propre ensemble de réglementations afin de garantir son accessibilité et sa non-discrimination. Le SAPP en particulier dispose de réglementations de marché bien développées et qui pourraient servir de modèle pour les futures plateformes de marché dans la région au sens large. Les réglementations de marché régionales devront également être en mesure de s'interconnecter avec les règles de marché nationales, ce qui nécessitera un examen détaillé au niveau national.

[3] Etude d'impact sur les interconnecteurs SAPP-EAPP - Rapport final - Aurecon AMEI Limited, octobre 2018

La surveillance du marché devra être mise en œuvre de manière à assurer que tous les acteurs du marché respectent les règles du marché et les réglementations connexes. Une question clé sera de savoir dans quelle mesure le marché sera surveillé, que ce soit par le biais d'un organisme de réglementation externe ou au moyen d'autorégulation. Nous abordons ce point plus en détail dans la Section 5.3.

5 Recommandations relatives à la surveillance réglementaire du marché de l'électricité AfOA-OI

5.1 Rôles des institutions de réglementation régionales et nationales

5.1.1 Défis et réalités régionaux existants

Il est recommandé de fonder la surveillance réglementaire du marché de l'électricité de la région AfOA-OI sur la structure et l'approche institutionnelles décrites ci-dessous. La structure et l'approche institutionnelles recommandées sont considérées comme la manière la plus réaliste d'établir une structure institutionnelle efficace pour la surveillance réglementaire du marché de l'électricité AfOA-OI. Elles cherchent particulièrement à refléter et à équilibrer les besoins institutionnels réglementaires régionaux avec les conditions du cadre institutionnel réglementaire régional existant et d'autres caractéristiques et défis régionaux spécifiques qui avaient été identifiés au cours de la phase précédente de ce projet. À cet égard, la structure institutionnelle recommandée considère, entre autres, que l'électricité de la région AfOA-OI se caractérise par :

- une portée régionale difficile, car couvrant vingt et un pays africains s'étendant de l'Afrique du Sud à l'Égypte et comprenant quatre États insulaires ;
- des différences de besoins réglementaires entre les États continentaux africains et les États insulaires africains ;
- des niveaux variables d'intégration régionale des systèmes d'électricité :
    - un niveau significatif d'intégration régionale dans la région d'Afrique australe, le SAPP étant déjà opérationnel depuis de nombreuses années.
    - premiers stades de l'intégration régionale en Afrique de l'Est avec la mise en place de l'EAPP qui, cependant, n'est pas encore opérationnel.

5.1.2 Point de départ recommandé : différentes régions régulatrices et autorités de réglementation régionales soutenues par des organisations régionales de renforcement des capacités en matière de réglementation

Afin d'aligner au maximum le futur cadre institutionnel pour la surveillance réglementaire du marché de l'électricité AfOA-OI sur les conditions du cadre institutionnel réglementaire régional déjà existant et sur d'autres caractéristiques et défis régionaux spécifiques, il est recommandé, avant toutes choses, de :

- Répartir les pays couverts par la présente étude en trois régions régulatrices différentes, à savoir :
    - une région régulatrice pour l'Afrique australe comprenant l'Angola, le Botswana, la République démocratique du Congo (RDC), Eswatini, le Lesotho, le Malawi, le Mozambique, la Namibie, l'Afrique du Sud, la Tanzanie, la Zambie et le Zimbabwe. Cette région reflète dûment les conditions préalables régionales déjà existantes, en particulier la portée régionale du SAPP et l'intégration régionale avancée déjà existante au niveau du SAPP ;
    - une région régulatrice pour l'Afrique orientale comprenant le Burundi, la République démocratique du Congo (RDC), l'Égypte, l'Éthiopie, le Kenya, la Libye, le Rwanda, le Soudan du Sud, la Tanzanie, la Tunisie et l'Ouganda. Cette région reflète dûment les conditions préalables régionales déjà existantes, en particulier la portée régionale de l'EAPP et le statut actuel atteint au niveau de l'EAPP en termes d'intégration régionale ;
    - Veuillez noter que la RDC et la Tanzanie sont membres des deux régions de réglementation, reconnaissant leur participation actuelle aux deux marchés régionaux; et
    - une région régulatrice pour les pays de l'Océan Indien comprenant les Comores, Madagascar, Maurice, les Seychelles et reflétant dûment les différents besoins

réglementaires des États insulaires de la région de l'Océan Indien par rapport aux besoins réglementaires des pays d'Afrique continentale.

- Etablir une agence de réglementation unique pour chacune des trois régions régulatrices, comprenant
  o une autorité de réglementation régionale pour la région régulatrice de l'Afrique australe ;
  o une autorité de réglementation régionale pour la région régulatrice de l'Afrique de l'Est ;
  o une association régionale de réglementation pour la région régulatrice des pays de l'Océan Indien, sur le modèle du « Club des régulateurs » actuellement en vigueur.
- Etablir un groupe d'organisations régionales de renforcement des capacités en matière de réglementation afin d'apporter un soutien interrégional aux trois différentes autorités de réglementation régionales.

5.1.3 Recommandation relative à la répartition des tâches entre les institutions de réglementation régionales et nationales

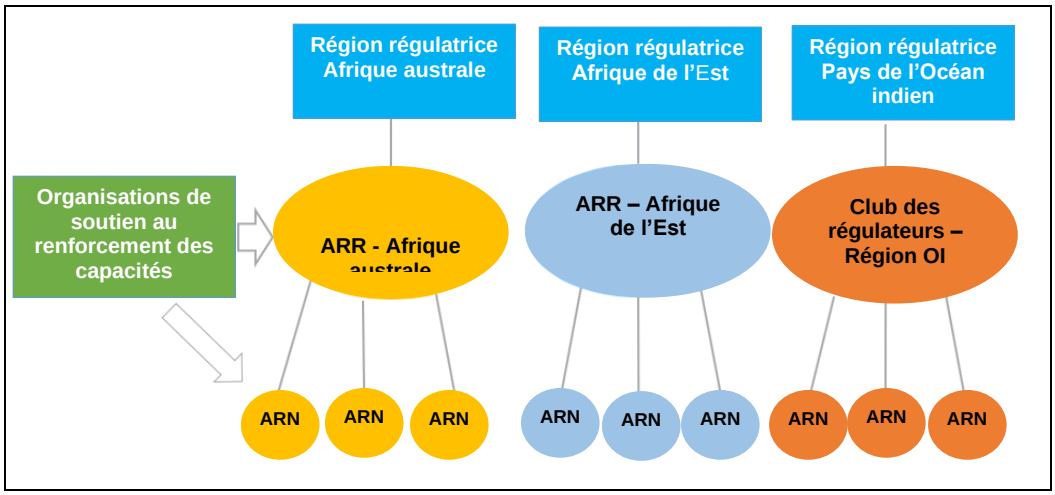
L'un des aspects clés qui doit être clairement déterminé afin d'établir une structure institutionnelle efficace pour la surveillance réglementaire du marché de l'électricité AfOA-OI est la répartition des responsabilités entre les trois autorités de réglementation régionales établies et les autorités de réglementation nationales dans les trois régions régulatrices. En règle générale, les autorités de réglementation régionales ne devraient exercer que les responsabilités qui leur ont été attribuées par les documents juridiques habilitants et pertinents. Conformément au principe de subsidiarité, toute autre responsabilité devrait rester du ressort exclusif des autorités de réglementation nationales. Conformément à cette règle générale, il est recommandé de répartir les responsabilités entre les institutions de réglementation régionales et nationales afin de garantir une structure institutionnelle efficace pour la surveillance réglementaire du marché de l'électricité AfOA-OI :

- Responsabilités des autorités de réglementation régionales et du Club des régulateurs :
  - Elaboration et adoption de règles réglementaires communes et obligatoires au niveau régional et de documents normatifs applicables à l'ensemble du développement et du fonctionnement du système régional, en particulier :
    - Code de réseau régional ;
    - Redevances de transport ;
    - Redevances d'acheminement ;
    - Normes communes pour les AAE ;
    - Règles d'autorisation et modèles de licence pour les activités régionales d'électricité, etc.; et
    - Élaboration de règles réglementaires communes recommandées au niveau régional et de documents standards pour l'ensemble de la région avec le soutien d'autres organisations régionales compétentes.
  - Décisions réglementaires sur la conformité aux règles et documents réglementaires obligatoires au niveau régional.
- Responsabilités des autorités de réglementation nationales :
  - application des décisions réglementaires régionales par les autorités de réglementation régionales ;
  - transposition des règles, lignes directrices et décisions réglementaires régionales en règles et lignes directrices réglementaires nationales.

5.1.4 Aperçu de la structure institutionnelle proposée pour la surveillance réglementaire du marché d'électricité AfOA-OI

La structure institutionnelle proposée pour la surveillance réglementaire du marché de l'électricité AfOA-OI est illustrée par la figure ci-dessous :

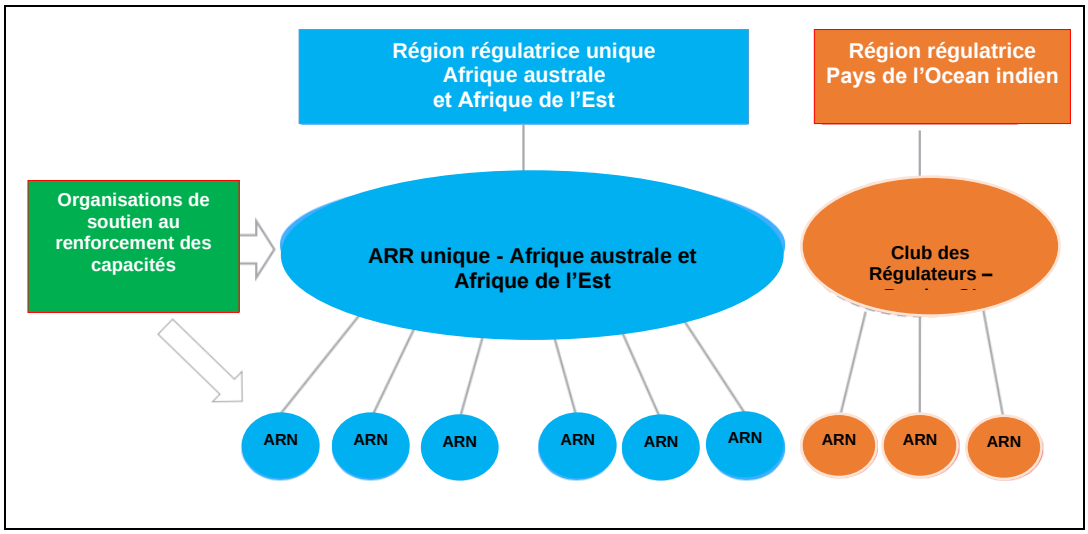
Figure 5: Structure institutionnelle proposée pour la surveillance réglementaire du marché de l'électricité AfOA-OI



5.1.5 Objectif de long terme : vers une Autorité de réglementation régionale unique soutenue par une organisation régionale unique de renforcement des capacités réglementaires

Bien que l'approche décrite ci-dessus constitue un point de départ réaliste visant à établir une structure institutionnelle efficace pour la surveillance réglementaire du marché de l'électricité AfOA-OI, la proposition a été conçue en tenant compte des limites factuelles qui sont imposées par les conditions préalables régionales existantes. Elle présente donc un compromis qui vise à établir le cadre institutionnel le plus efficace pour la surveillance réglementaire du marché de l'électricité AfOA-OI qui puisse être réalisé dans le cadre des conditions préalables existantes. Toutefois, il est recommandé d'avoir une vision plus ambitieuse sur le moyen et le long terme. À cet égard, il est recommandé de fusionner progressivement les régions et institutions de réglementation parallèles proposées pour l'Afrique australe et orientale à moyen terme, afin de maximiser la cohérence et l'efficacité du cadre institutionnel réglementaire pour ces régions. La structure institutionnelle à long terme pour la surveillance réglementaire du marché de l'électricité AfOA-OI qui émergerait de ce processus de fusion institutionnelle est illustrée par le graphique ci-dessous.

Figure 6: Structure institutionnelle à long terme proposée pour la surveillance réglementaire du marché de l'électricité AfOA-OI



5.1.6 La cohérence et la coopération interrégionales en matière de réglementation, facteur clé de succès pour la voie à suivre proposée

Le succès à long terme de la structure institutionnelle recommandée pour la surveillance réglementaire du marché de l'électricité AfOA-OI, entre autres facteurs, dépend en particulier du niveau de cohérence réglementaire interrégionale entre les régions régulatrices d'Afrique australe et d'Afrique orientale. En fin de compte, l'évolution vers une région régulatrice unique ne se fera sans heurts que si les deux zones sont aussi cohérentes que possible sur le plan réglementaire, tant en ce qui concerne la structure institutionnelle que les normes et pratiques réglementaires. L'absence de cohérence à cet égard entraînerait une fragmentation des pratiques réglementaires entre les deux zones réglementaires régionales et compromettrait une transition progressive et sans heurts vers une seule région régulatrice pour l'Afrique australe et l'Afrique orientale. À cet égard, il est recommandé de veiller en particulier, dès le départ, à ce que :

- les documents juridiques habilitants des deux autorités de réglementation régionales sont cohérents au maximum en termes de gouvernance, de structure organisationnelle, de fonctions de régulation, de responsabilités réglementaires et d'instruments de régulation ;
- les deux entités adoptent des règles, normes et documents réglementaires régionaux obligatoires de manière cohérente;
- les deux entités appliquent de manière cohérente les règles, normes et documents réglementaires communs obligatoires et recommandés au niveau régional.

Au-delà, pour le succès de l'approche proposée, il est d'une importance capitale que les autorités de réglementation nationales appliquent de manière cohérente et constante les règles, normes et décisions réglementaires régionales qui sont adoptées par les deux autorités de réglementation régionales.

Outre les facteurs de succès extérieurs à long terme, il est essentiel d'assurer à court terme un niveau élevé de coopération entre les deux autorités de réglementation pour la région d'Afrique australe et orientale en ce qui concerne les questions de régulation interrégionales, c'est-à-dire la planification des interconnexions interrégionales, les transferts d'électricité interrégionaux, etc.

5.2 Régimes d'octroi de licence

5.2.1 Vue d'ensemble

Un important domaine de surveillance du marché de l'électricité AfOA-OI concerne l'élaboration d'un régime harmonisé pour l'octroi de licences pour les activités du secteur de l'électricité.

Nous proposons que des dispositions harmonisées soient nécessaires pour traiter la gamme suivante d'activités réglementaires :

- Les lignes directrices harmonisées pour l'octroi de licences, qui définissent les principes de l'octroi de licences dans le secteur de l'électricité, dont les activités devraient faire l'objet de licences et toute restriction sur la nature des organisations ou des personnes autorisées à détenir des licences ;
- Des procédures communes pour le dépôt des demandes de licence et leur traitement par les autorités de réglementation nationales - nous proposons que les licences soient délivrées par les ARN mais que le processus de demande et d'approbation soit harmonisé autant que possible pour garantir des conditions de concurrence équitables pour les acteurs potentiels du marché de l'électricité dans les différentes juridictions nationales ;
- Conditions de licence standard dans les principaux domaines de la chaîne d'approvisionnement en électricité, notamment :
    - La production ;
    - le transport (notamment en garantissant l'accès des tiers aux réseaux nationaux de transport d'électricité à des fins d'importation et d'exportation d'électricité) ;
    - la distribution (en particulier les droits pour la production intégrée utilisée pour les exportations et les clients cherchant à importer à partir des marchés régionaux) ;
    - l'interconnexion (en mettant l'accent sur les exigences de licence pour les développeurs indépendants d'interconnexions internationales et leurs obligations en matière de planification, d'exploitation et de disponibilité des interconnexions) ;

- L'exploitation du système (dans la mesure où elle est autorisée séparément de la propriété du transport d'électricité) ; et
- L'importation et l'exportation (contenant les conditions minimales que les producteurs et les consommateurs doivent respecter afin d'accéder et de participer aux marchés régionaux).

Il ressort clairement des travaux réalisés dans les pays échantillons de la région que la plupart des juridictions ont mis en place un régime d'octroi de licence qui couvre les éléments clés de la chaîne d'aprovisionnement en électricité. Des licences sont généralement requises pour les activités suivantes:

- la production ;
- le transport ;
- la distribution ; et
- la fourniture/la vente au détail d'électricité.

Il faut noter que l'activité de fourniture/vente au détail est souvent combinée avec la fonction de distribution. La nécessité d'une licence de production varie généralement en fonction de la taille de la centrale et de l'utilisation de la centrale à des fins d'autoproduction ou d'achat d'électricité par des tiers.

La législation primaire sur l'électricité fait souvent référence à la nécessité d'obtenir des licences pour les activités susmentionnées comme étant des fonctions clairement séparées. Cependant, étant donné la prédominance des compagnies d'électricité verticalement intégrées dans la région, la même organisation peut détenir des licences pour un certain nombre d'activités différentes.

L'objectif d'harmonisation de l'approche en matière d'octroi de licences pour l'électricité devrait être d'harmoniser les comportements des organisations qui entreprennent différentes activités au niveau de la chaîne d'approvisionnement, quelle que soit la nature de la propriété de ces organisations.

Notre examen des pratiques actuelles nous a permis de constater l'absence générale de licences d'importation et d'exportation, même si celles-ci peuvent être autorisées par la législation de haut niveau dans certains pays. Si le droit d'importer et d'exporter est prévu dans certaines législations, il n'est souvent autorisé qu'avec la permission expresse du ministère de l'Energie ou d'un organisme équivalent, et l'on craint que cela n'entraîne des retards excessifs pour les promoteurs d'IPP dans l'obtention du droit légal d'exporter de l'énergie sur les marchés internationaux. Par conséquent, les licences d'importation et d'exportation devraient devenir un élément essentiel de la structure réglementaire dans chacun des pays qui sont en mesure de commercer sur les marchés de l'EAPP et du SAPP.

Nous constatons qu'actuellement, dans la région, l'exploitation du système n'est pas considérée comme une activité faisant l'objet d'une licence distincte. L'exigence d'une licence spécifique pour le gestionnaire de réseau devient pertinente lorsque la séparation du secteur de l'électricité a progressé au point de séparer fonctionnellement l'exploitation du réseau de la propriété du réseau de transport. Cela peut constituer une étape précieuse pour aider le processus d'accès ouvert au réseau de transport pour la production et les grands consommateurs, mais ce n'est pas une condition préalable au développement d'un marché régional de l'électricité. Néanmoins, dans la région du SAPP/EAPP, il existe un rôle émergent pour les développeurs privés de transport, qui est susceptible de s'étendre à mesure que les exigences en matière de nouveaux investissements dans les infrastructures augmentent. Par conséquent, nous recommandons des conditions de licence distinctes pour les sociétés de transport et les gestionnaires de réseau, afin de séparer clairement les rôles et les responsabilités.

Les principales exigences qui devraient être traitées dans les licences harmonisées dans la région AfOA-OI sont indiquées dans les sections suivantes.

5.2.2 Licences de production

La plupart des juridictions internationales en matière d'électricité adoptent une approche de l'octroi de licences de production basée sur :

- Tous les producteurs dépassant un certain seuil minimal et devant obtenir une licence ;
- Les exemptions de licence accordées en dessous de ce seuil ; et
- Des exceptions autorisées dans certaines situations pour l'autoproduction, c'est-à-dire la production située chez un consommateur ou qui est destinée à alimenter la charge sur le

même site industriel/commercial ou encore dans une zone géographique limitée où le producteur a sa propre demande industrielle.

La nature diversifiée des systèmes électriques en Afrique orientale et australe est telle qu'il ne serait pas approprié de proposer des seuils communs pour l'octroi de licences - l'impact potentiel d'un générateur d'une taille particulière sur l'un des plus petits réseaux ou sur une île serait sensiblement différent de celui sur un grand système électrique interconnecté.

Les licences de production devraient être structurées de manière à inclure les exigences fondamentales suivantes :

Sujets	Dispositions clés
Droit de produire de l'électricité	Le droit fondamental de produire de l'électricité à partir du site de la centrale désigné et spécifié dans l'accord devrait être accordé.
Droit de vendre de l'électricité	Le droit de vendre de l'électricité devrait être spécifié, en détaillant toutes les restrictions qui s'appliquent et en indiquant qu'une référence à une licence d'exportation séparée peut être nécessaire pour permettre la participation au commerce régional d'électricité.
Droits de licence	Il convient de préciser les droits à payer annuellement pour le maintien de la licence de production.
Conformité aux codes de réseau nationaux et régionaux	Les producteurs devraient être tenus de se conformer aux termes des codes de réseau qui s'appliquent dans chaque pays. Ceux-ci peuvent contenir des codes de planification, de connexion, d'exploitation, de marché, d'échange d'informations et d'autres codes qui sont pertinents pour le producteur. Le code de réseau régional, mentionné ailleurs dans ce rapport, cherchera à harmoniser les exigences techniques pour les producteurs afin que l'exploitation interconnectée des réseaux électriques puisse être réalisée de manière sûre et fiable.
Respect du code de distribution	Lorsque les producteurs sont raccordés à des réseaux de distribution (quelle que soit la définition qu'en donne chaque juridiction), ils doivent se conformer aux exigences du code national qui s'applique spécifiquement au réseau de distribution. L'on peut s'attendre à ce que cela couvre à peu près les mêmes rubriques que le code du réseau, mais adapté à des niveaux de connexion et d'exploitation de tension inférieurs.
Planification et expédition	Le producteur devrait être tenu de se conformer aux instructions émises par le gestionnaire de réseau de transport national - cette disposition pourrait inclure une référence croisée au code de réseau.
Services auxiliaires	Afin de garantir l'exploitation des réseaux de transport nationaux et régionaux, les producteurs devraient être tenus de fournir des services auxiliaires, soit à titre obligatoire, soit sur une base commerciale, selon des définitions de services communes à toute la région.
Interdiction des subventions croisées	Il est particulièrement important, dans le cas des entreprises de production d'électricité qui font partie de services publics intégrés verticalement ou d'organisations d'entreprises ayant de multiples intérêts dans le secteur de l'électricité, d'empêcher les subventions croisées entre un secteur d'activité et un autre. Cela contribuera à garantir une concurrence équitable entre les producteurs sur les marchés nationaux et régionaux de l'électricité.
Transfert et cession de licences	Toute restriction à la transférabilité des licences entre personnes morales ou à la cession de licences par une société à une autre (par exemple en cas de restructuration de la société, de rachat, etc.) devrait être clairement précisée.
Rapport de comptabilité réglementaire/Rapport	Tous les producteurs devraient être tenus de soumettre des comptes à

financier réglementaire	l'ARN compétente dans un format prescrit et à une fréquence convenue.
Suspension et révocation	Il convient de préciser les conditions dans lesquelles les licences peuvent être suspendues ou révoquées.

5.2.3 Licences de transport/d'interconnexion

Les licences de transport constituent des documents clés de la structure réglementaire qui sont essentiels pour assurer le développement des marchés régionaux de l'électricité et la promotion de nouveaux investissements. Ces licences remplissent un certain nombre de fonctions essentielles:

- Elles permettent la construction et la propriété d'actifs par les services publics nationaux en place et par les nouveaux entrants qui pourraient être des promoteurs privés du transport d'électricité. Dans une situation où de nouveaux investissements substantiels dans les infrastructures de réseau sont nécessaires pour accroître la pénétration de la nouvelle production (en particulier les IPP renouvelables) et pour augmenter la capacité des interconnexions internationales, il est important que les licences soient accordées de manière transparente et qu'elles comportent des conditions communes qui protégeront les utilisateurs du réseau et contribueront à la sécurité du réseau de maintenance. Cet aspect de la licence est également applicable aux grands réseaux interconnectés et aux réseaux insulaires ;
- Elles exigent des entreprises de transport qu'elles favorisent l'accès des tiers au réseau de transport. C'est le moyen par lequel les IPP obtiennent l'accès au réseau de transport pour utiliser le réseau soit pour approvisionner les consommateurs sur le marché national de l'électricité, soit pour transporter l'électricité jusqu'aux frontières du réseau national pour une livraison ultérieure sur le marché régional. La capacité des IPP à approvisionner les consommateurs nationaux pourrait s'appliquer également aux pays interconnectés et aux systèmes insulaires ; le transfert d'électricité pour l'exportation n'est applicable qu'aux pays du SAPP et de l'EAPP; et
- Le cas échéant, la licence pourrait également exiger des entreprises de transport qu'elles mettent leurs réseaux à disposition pour le transport d'électricité. Cela constitue un aspect essentiel du fonctionnement du marché interconnecté du SAPP et deviendra également une caractéristique de l'EAPP, puisque l'échange international d'électricité dans le cadre des AAE ou des plateformes de marché à court terme pourrait dépendre de la capacité à fournir de l'électricité via des systèmes de pays tiers.

Nous proposons que des lignes directrices communes pour l'octroi de licences de transport d'électricité soient élaborées dans toute la région AfOA-OI et qu'elles soient élaborées et promulguées par les autorités régionales de réglementation (ARR). Les licences elles-mêmes devraient être délivrées par les ARN au sein de leurs juridictions nationales. Si les licences existantes s'écartent des recommandations des lignes directrices, il est recommandé que des modifications de licence soient mises en œuvre par les ARN qui s'assureront que toutes les licences de transport sont conformes aux lignes directrices.

Les principaux termes à couvrir dans la licence de transport sont résumés ci-dessous. Une interface est nécessaire entre les propriétaires de transport (TO) et les GR lorsqu'il s'agit de proposer d'accepter des demandes de nouvelles connexions au réseau et/ou d'accorder l'accès à des tiers. Par exemple, le gestionnaire de réseau peut être la partie qui reçoit les demandes de connexion et d'utilisation du réseau de transport, et sera alors responsable de la coordination avec le TO. Dans de nombreux cas, ces fonctions seront assurées par un GRT combiné, mais les lignes directrices en matière d'octroi de licences devraient assumer le cas le plus général. Par conséquent, les obligations d'octroi de licences aux TO, proposées ci-dessous, devraient être lues conjointement avec celles qui s'appliquent aux gestionnaires de réseau.

Sujet	Dispositions clés
Obligation de fournir des services de transport	Le titulaire de la licence de transport a l'obligation fondamentale de mettre le réseau de transport à la disposition du GR, de permettre au GR de prendre le contrôle du réseau et de lui permettre d'accéder aux données du réseau.
Norme de sécurité du	Le titulaire de la licence de transport est tenu de respecter les normes de

système et qualité de la norme	sécurité et de qualité du système du code de réseau en ce qui concerne la planification et la conception du réseau de transport.
Obligation relative aux offres de connexion	Le titulaire de la licence de transport devrait être en contact avec le GR (si le GR est le destinataire des demandes de nouvelles connexions). Une procédure claire devrait être définie pour l'analyse des demandes de connexion, et les motifs pour lesquels les offres de connexion peuvent être refusées doivent être établis.
Non-discrimination	Pour garantir l'accès des tiers au réseau, il est également essentiel de garantir aux utilisateurs du réseau qu'il n'y aura pas de discrimination en faveur d'un utilisateur par rapport à un autre. Cela est particulièrement important pour s'assurer que la nouvelle génération développée par un service public intégré verticalement ne se voit pas accorder l'accès au réseau avant les IPP, que ce soit dans le cadre du processus de connexion et de planification, de la planification opérationnelle (y compris la programmation des interruptions) ou de l'exploitation du système en temps réel.
Interdiction de vendre de l'électricité	Les meilleures pratiques internationales suggèrent que les entreprises de transport d'électricité ne devraient pas pouvoir vendre de l'électricité en leur nom propre. Cela est lié à la condition de non-discrimination, afin d'éviter que les entreprises de transport d'électricité ne favorisent l'approvisionnement aux clients dont elles tireront elles-mêmes profit dans la planification et l'exploitation du réseau.
Interface entre le propriétaire et le gestionnaire du réseau de transport	Il est important que le titulaire de la licence de transport soit tenu d'assurer la liaison avec le GR sur les questions clés touchant aux performances du réseau de transport. À mesure que les TO indépendants évoluent, le besoin de coordination entre plusieurs parties au niveau de l'exploitation des actifs du réseau augmentera.
Comptes réglementaires	Des dispositions harmonisées sont nécessaires en matière de préparation, de vérification et de publication des comptes, afin de favoriser la transparence inhérente à l'activité du titulaire de la licence de transport.
Cession d'actifs	Il est de bonne pratique de mettre en place des dispositions qui limitent les circonstances dans lesquelles les TO sont autorisés à disposer de leurs actifs, étant donné les problèmes de fiabilité et de sécurité de l'approvisionnement liés à la propriété du réseau.
Fourniture d'informations aux autorités de réglementation nationales et régionales	Les titulaires de licences devraient être tenus de fournir des rapports aux ARN et aux ARR concernant les réseaux dont elles sont responsables.
Disponibilité des ressources	Il est important que le titulaire de la licence de transport maintienne des ressources suffisantes en termes de personnel et de capacité financière pour remplir ses obligations, et cette condition devrait être harmonisée dans toute la région.

5.2.4 Licences de gestionnaire de réseau

Comme indiqué dans la Section 5.2.3, il existe une interface importante entre le propriétaire du transport et le gestionnaire de réseau, qui doit être reconnue dans chaque juridiction nationale. En outre, les GR doivent travailler ensemble pour maintenir une approche harmonisée de l'exploitation des réseaux interconnectés et pour faciliter les échanges transfrontaliers d'électricité.

Les principales dispositions de la licence des GR qui devraient être prises en compte pour l'harmonisation dans la région sont les suivantes :

Sujet	Dispositions clés
Obligation de proposer des conditions de connexion et d'utilisation du réseau	Il devrait être obligatoire que les GR proposent des conditions de connexion et d'utilisation des accords de réseau aux producteurs et aux consommateurs cherchant à se connecter aux réseaux de transport nationaux. En outre, il devrait être de la responsabilité du GR de coopérer avec les GR voisins afin de développer les interconnexions dans la région AfOA-OI.
Utilisation des redevances du système	Le GR devrait être tenu d'élaborer une méthode transparente de tarification des producteurs et des consommateurs pour l'utilisation du réseau de transport. Les redevances devraient être calculées et publiées, et mises à jour chaque année pour refléter les changements de configuration du réseau. Les redevances devraient refléter les coûts et éviter de surrémunérer les opérateurs qui fournissent également des services d'acheminement. Il est recommandé une méthode commune de tarification du transport, qui serait proposée par les ARR, supervisée par les ARN et appliquée par les GR nationaux, les recettes étant transmises aux titulaires de licences de transport, le cas échéant.
Frais de connexion	Les redevances de connexion doivent être élaborées de manière transparente par le GR en collaboration avec les détenteurs de licences de transport. Une méthodologie commune devrait être adoptée pour la définition des actifs qui sont inclus dans les connexions et qui sont facturés séparément de l'utilisation de la méthodologie du système. Une politique de « tarification de connexion peu profonde » pourrait être adoptée au niveau régional, qui garantirait que les coûts des lignes de transport et des sous-stations partagées soient recouvrés par l'utilisation des redevances du système, tandis que les coûts des actifs utilisés uniquement par un producteur ou un consommateur sont recouvrés dans le cadre du coût de connexion.
Non-discrimination	Il s'avère indispensable, pour la fourniture de l'accès des tiers, que la non-discrimination entre les utilisateurs du réseau soit réalisée dans l'exploitation du réseau et dans la propriété du réseau. Le GR devrait être tenu de démontrer la non-discrimination dans tous les aspects de l'exploitation du réseau, en prenant la responsabilité de répartir la production conformément aux règles pertinentes du marché de l'électricité national et régional, ainsi qu'aux codes de réseau nationaux et régionaux.
Connexion et utilisation des accords de système	Le GR devrait conclure des accords de connexion et d'utilisation des systèmes avec toutes les parties qui utilisent les réseaux de transport nationaux. Les termes de ces accords devraient être harmonisés et pourraient être simplifiés par référence à un code de pratique standard à respecter pour toutes les connexions et l'utilisation des accords de système dans les systèmes interconnectés et les réseaux insulaires. Cela pourrait faciliter le processus de promotion des investissements dans la nouvelle génération et l'intégration de la nouvelle génération dans les réseaux existants.
Codes de réseau nationaux et régionaux	Le GR devrait rédiger et maintenir un code de réseau national, en consultation avec l'ARN, le titulaire de la licence de transport et les utilisateurs du réseau de transport national (producteurs et consommateurs). En outre, le GR devrait être tenue de participer à des forums soutenant la rédaction et le maintien d'un code de réseau régional, en travaillant conjointement avec d'autres GR nationaux, les licences de transport, les représentants des producteurs et des consommateurs et les ARR.
Fourniture d'informations	Le GR devrait être responsable de la publication d'informations qui aident les utilisateurs actuels et potentiels du transport et les développeurs de

	réseaux quant aux possibilités de nouvelles connexions, à la construction de moyens de transport supplémentaires et au développement d'interconnexions internationales. Celles-ci devraient être élaborées en collaboration avec les titulaires de licences de transport et les utilisateurs de systèmes existants. Des rapports annuels sur les performances du réseau devraient également être fournis aux ARN et, si nécessaire, aux ARR.
Coopération avec d'autres parties	De nombreux aspects de la planification et l'exploitation réussies des systèmes nationaux et régionaux dépendent des interactions entre les GRT nationaux. La licence GRT devrait exiger que le GRT interagisse avec les parties prenantes nationales et internationales, y compris sa propre ARN et l'ARR ou les ARR concerné(s), afin de garantir que les réseaux sont développés et exploités de manière économique et techniquement robuste.
Fonctionnement du système économique	Le GRT devrait être tenu d'exploiter les réseaux électriques de manière économique, en cherchant à minimiser les coûts de la fourniture de services tels que l'équilibrage du réseau et les services auxiliaires (y compris la régulation de la fréquence, la régulation de la tension et les services de redémarrage du réseau). Cette exigence devrait être liée à l'évolution des accords régionaux sur le marché de l'équilibrage.
Fonctionnement prudent du système	Le GRT est responsable de l'exploitation des actifs du réseau dans leurs limites techniques normales ou d'urgence et de l'exploitation des systèmes et des actifs conformément à des pratiques d'exploitation prudentes. Cela est important pour éviter le risque de compromettre la santé des actifs du réseau des titulaires de licences de transport.
Comptes réglementaires	Le GRT devrait préparer les comptes selon un format prescrit et les transmettre à l'ARN et à l'ARR compétentes, le cas échéant.
Fourniture d'informations aux autorités de réglementation nationales et régionales	Les GRT devraient être tenues de fournir des rapports aux ARN et aux ARR concernant la performance des systèmes dont elles sont responsables. Il s'agit de rapports sur la performance des réseaux de transport intégrés, pour les opérateurs responsables des importations et des exportations d'électricité.
Disponibilité des ressources	Il est important que le GRT maintienne suffisamment de ressources pour remplir ses obligations et s'acquitter de ses responsabilités en tant que gestionnaire de réseau prudent.

5.2.5 Licences d'importation et d'exportation

Des licences d'importation et d'exportation devraient être introduites pour donner aux producteurs et aux consommateurs connectés aux réseaux électriques interconnectés d'Afrique australe et orientale le droit d'acheter et de vendre de l'électricité sur les marchés régionaux. Ces licences devraient donner aux acheteurs et aux vendeurs d'électricité le droit d'accéder à un futur marché intégré, c'est-à-dire être non spécifiques quant au marché sur lequel l'électricité exportée et importée est échangée. La détention de la licence d'importation/exportation pertinente devrait être une condition d'adhésion à l'EAPP et au SAPP ou à un futur marché intégré. Il est important de noter que tant qu'une forme d'interconnexion entre les nations insulaires de l'Océan Indien n'est pas envisagée, la création de licences d'importation et d'exportation ne devrait pas être une exigence dans les pays OI.

Dans chaque pays, les licences d'exportation et d'importation devraient être délivrées par l'ARN. Les règles de marché du SAPP, de l'EAPP et de tout futur marché intégré devraient contenir une exigence selon laquelle pour être membres permanents, les parties commerciales doivent avoir la licence d'importation ou d'exportation pertinente pleinement en vigueur dans leur propre juridiction nationale.

Il est proposé d'inclure les éléments essentiels suivants dans les licences d'exportation d'électricité qui devraient être harmonisées dans toute la région :

Sujet	Dispositions clés
Droit d'exporter de l'électricité	La licence doit donner au titulaire le droit d'exporter l'électricité produite par les centrales électriques identifiées dont il est propriétaire vers des clients et/ou des marchés de l'électricité situés en dehors de son propre pays. Les détails des centrales électriques concernées devraient être fournis dans une annexe à la licence.
Accords commerciaux	Le titulaire de la licence devrait être tenu de conclure des AAE ou d'autres contrats de vente compatibles avec les règles du marché régional. Il devrait également conclure des accords lui donnant accès au réseau de transport national et aux droits d’acheminement nécessaires pour exporter l'énergie à partir de ses installations de production. Des copies de ces accords devraient être déposées auprès de l’ARN et de l’ARR.
Adhésion au marché	Le titulaire de la licence devrait être tenu d'obtenir l'adhésion au marché régional sur lequel il négociera son énergie. L'adhésion au marché devrait être obligatoire pour les parties qui négocient bilatéralement ainsi que pour celles qui utilisent les plateformes de marché à court terme.
Comptes réglementaires	Des comptes séparés devraient être tenus pour les activités de production et d'exportation selon les modalités prévues par l’ARR et l’ARN compétentes.
Interdiction des subventions croisées	Les subventions croisées entre les activités commerciales au sein de l'organisation du titulaire de la licence ne devraient pas être autorisées.
Fourniture d'informations aux autorités	Le titulaire de la licence devrait fournir des rapports à l’ARR responsable du marché dont il est membre et à l’ARN concernée confirmant qu'il respecte les conditions de la licence, en fournissant des informations sur les statistiques commerciales [annuelles] et toute autre information que l’ARR ou l’ARN peut raisonnablement exiger.
Transfert et cession de la licence	Le transfert ou la cession des droits et obligations de la licence à une autre organisation ne devrait être autorisé qu'avec l'approbation de l’ARN.
Durée de la licence	Il convient d'envisager de lier la durée de la licence à d'autres conditions, par exemple la durée des accords d'adhésion au marché, si ces derniers sont limités et soumis à un renouvellement périodique.
Suspension	L’ARN devrait avoir le pouvoir de suspendre la licence, et devrait l'exercer en consultation avec les autres ARN et la ou les ARR, de sorte qu'une violation des conditions de la licence (par exemple, par le non-respect des règles du marché régional) survenant dans un pays de la région puisse entraîner la suspension de la licence jusqu'à ce qu'il soit remédié à la violation. Il convient de définir les événements spécifiques qui pourraient entraîner une suspension.
Révocation	L’ARN devrait avoir le pouvoir de révoquer la licence après une suspension dans le cas où des violations persistantes des conditions de la licence ne sont pas corrigées. Les circonstances précises dans lesquelles la licence pourrait être révoquée devraient être définies.

5.3 Suivi et surveillance du marché

5.3.1 Surveillance du marché du SAPP

Deux approches principales peuvent être adoptées pour le suivi et la surveillance des marchés internationaux de l'électricité :

1. Les marchés peuvent être essentiellement « autorégulés », c'est-à-dire qu'il incombe à des comités créés et à des représentants des membres du marché eux-mêmes d'enquêter sur les litiges concernant des transactions ou des comportements de marché spécifiques ; et
2. Les organismes de réglementation externes peuvent participer à la surveillance du marché et être habilités à intervenir dans les enquêtes sur les allégations de manipulation ou d'abus du marché.

Le SAPP étudie actuellement la meilleure façon d'aborder cette question, et prévoit de créer une unité de surveillance du marché qui opérera au sein du marché et fera rapport au directeur du centre de coordination du SAPP. Un projet est en cours pour rendre cette unité opérationnelle d'ici la fin de 2020. Les principaux aspects du travail à accomplir sont les suivants :

- Mise en place de l'unité de surveillance du marché du SAPP et des systèmes appropriés pour lui permettre de fonctionner efficacement ;
- Elaboration des processus et systèmes de collecte et d'évaluation des données pour permettre l'évaluation du comportement des acteurs du marché conformément aux lignes directrices convenues ;
- Définition de modèles pour les rapports de surveillance du marché afin que les informations soient présentées au gestionnaire du centre de coordination du SAPP de manière cohérente ; et
- Elaboration de lignes directrices pour le processus d'enquête sur d'éventuelles violations des règles et réglementations régissant le fonctionnement du SAPP.

Il est proposé d'élaborer un manuel de surveillance et de contrôle du marché qui sera basé sur les meilleures pratiques internationales en matière de surveillance du marché.

5.3.2 Relation entre le SAPP et le RERA

Une question clé concerne la relation qui existera entre le RERA en tant qu'ARR du SAPP et l'Unité de surveillance du marché intérieur. Il est important de noter ici les recommandations contenues dans le rapport préparé par Economic Consulting Associates (ECA) sur le « Elaboration d'un cadre et d'une feuille de route pour l'établissement d'une Autorité régionale de réglementation de l'énergie pour la SADC ». Ce rapport note que, dans sa forme actuelle, le RERA « n'a pas pour mandat d'exercer le pouvoir de surveillance réglementaire sur le marché régional de l'énergie au sein de la SADC »[4]. La transformation proposée du RERA d'une association de réglementation en une autorité de réglementation renforcerait le mandat de l'organisation. Ainsi ses fonctions et ses pouvoirs découlent de cette définition fondamentale.

L'un des trois éléments clés du mandat proposé du RERA à l'avenir, en tant qu'autorité de réglementation, défini dans les travaux de l'ECA, est la « régulation du commerce transfrontalier de l'énergie ». En rapport avec ce mandat, il est proposé que l'Autorité régionale de réglementation de l'énergie de la SADC (SARERA - le nom de travail de la nouvelle autorité) ait une série de fonctions de régulation, qui peuvent être résumées comme suit:

- Publication des règlements régissant les redevances d'acheminement et l'attribution de la capacité de transport dans la région du SAPP, y compris les redevances applicables dans les pays « d'entrée" et de sortie » ;
- Publication des règlements régissant l'accès aux réseaux nationaux et leur utilisation – « accès des tiers » ;
- Réglementation de l'accès aux interconnexions transfrontalières ;
- Réglementation des normes techniques liées au commerce de l'électricité (y compris la délégation de responsabilités, le cas échéant, au SAPP) ;
- Participation à la gouvernance des règles du marché - ici, l'étude de l'ECA propose que le SARERA ait le droit d'approuver les règles du marché de l'énergie et les modifications futures des règles, et d'initier le processus de modification des règles (conformément aux procédures pertinentes de gouvernance du marché) « lorsque cela est nécessaire pour promouvoir la concurrence ou éviter un comportement anticoncurrentiel » ; et

[4] Elaboration d'un cadre et d'une feuille de route pour la création d'une Autorité régionale de réglementation de l'énergie pour la SADC, Projet de rapport final, Economic Consulting Associates, 24/02/2020

- Le SARERA aura également un rôle en matière de « surveillance du commerce transfrontalier afin d'identifier les comportements anticoncurrentiels sur les marchés de gros de l'énergie. Le SARERA aura le pouvoir d'appliquer des sanctions appropriées (sanctions financières, modification des règles du marché, obligation de céder certaines entreprises) à l'encontre des acteurs du marché convaincus de se livrer à un comportement anticoncurrentiel ».

Les deux dernières de ces fonctions en particulier - la gouvernance des règles du marché et l'identification des comportements anticoncurrentiels - constituent des domaines dans lesquels l'on peut s'attendre à ce que l'unité de surveillance du marché du SAPP soit particulièrement active. Par conséquent, il sera important d'établir une distinction claire entre les responsabilités du SAPP et celles du SARERA dans la réalisation des activités de surveillance du marché.

La recommandation de l'étude de l'ECA est que, parmi une série d'instruments réglementaires associés à l'accès au réseau, aux redevances d'acheminement, aux comportements anticoncurrentiels et à la gouvernance de l'élaboration des règles de marché du SAPP, le SARERA aura une responsabilité de surveillance et le pouvoir d'agir en cas de non-respect des règles. Il s'agit de domaines dans lesquels les interfaces entre l'ECA et le SARERA doivent être clairement définies. La recommandation de l'ECA est que le rôle de surveillance du marché soit rempli par le Centre de coordination du SAPP - à la lumière de l'initiative actuelle du SAPP sur la surveillance du marché. Cette fonction serait remplie par l'Unité de surveillance du marché du SAPP, qui rendrait compte au CC du SAPP. La recommandation de l'ECA est que les résultats des activités de surveillance du marché du SAPP soient communiqués au SARERA, et que le SARERA ait la responsabilité de prendre des mesures en réponse à tout problème qui a été détecté et signalé par le SAPP.

Cette répartition des responsabilités est appropriée dans la mesure où elle garantit le fait que la responsabilité d'agir sur la base d'informations relatives à d'éventuelles infractions aux règles du marché est décidée par une organisation indépendante du marché lui-même. Dans la structure organisationnelle du SAPP, le centre de coordination rend compte au comité de gestion du SAPP, qui comprend des représentants des membres du SAPP - il n'est donc pas en mesure de prendre des décisions totalement indépendantes des membres du marché eux-mêmes.

Nous recommandons donc que l'approche proposée dans l'étude de l'ECA, qui donne au SARERA la capacité d'appliquer des sanctions en cas de violation des règles du marché, soit adoptée pour le marché de l'Afrique australe, et qu'une approche similaire soit adoptée au niveau du Pool énergétique d'Afrique orientale - voire ci-dessous.

5.3.3 Rôle de l'IRB par rapport à l'EAPP

Nous avons pris note de l'intention de l'EAPP de faire de l'IRB, l'actuel organe de réglementation du marché, l'organisme de réglementation indépendant qui siège en dehors de la structure de l'EAPP. Cette démarche constituerait une évolution positive dans la mesure où cela ouvrirait la voie à l'attribution à l'IRB, en tant qu'ARR, d'un mandat similaire à celui du SARERA. Il serait alors possible pour l'EAPP de mettre en place une unité interne de surveillance du marché qui serait responsable de la collecte d'informations relatives au fonctionnement du marché et à d'éventuelles violations des règles du marché. Elle rendrait compte de ses conclusions à l'IRB et toute sanction qui en résulterait pourrait être imposée par l'IRB aux membres de l'EAPP.

Nous reconnaissons que cela nécessite un certain nombre de changements à l'organisation et au mandat de l'IRB, mais l'harmonisation des rôles et des responsabilités du SARERA et de l'IRB en ce qui concerne la surveillance du marché et la surveillance et la réglementation générales du marché serait vivement souhaitable comme une étape sur la trajectoire vers un organisme unique de réglementation panafricain.

5.3.4 Surveillance du marché dans la région OI

Le besoin de surveillance du marché de l'électricité dans la région OI est principalement axé sur les marchés nationaux de l'électricité et constitue donc une fonction qui devrait être remplie principalement par les ARN. Le rôle du club des régulateurs proposé pour la région OI serait consultatif; il devra aider chacune des ARN à formuler des politiques et des instruments réglementaires qui permettent un niveau d'intervention approprié sur leurs marchés nationaux afin de protéger les intérêts des clients. Le club des régulateurs aurait notamment pour rôle d'examiner les meilleures pratiques internationales et de publier des notes d'orientation sur les bonnes pratiques en matière de régulation du marché, sur lesquelles les différentes ARN pourraient s'appuyer.

5.4 Encourager les investissements dans les infrastructures de transport régionales

5.4.1 Vue d'ensemble

Afin d'accroître les investissements dans les infrastructures de transport régionales, il est nécessaire de mettre en place un environnement favorable qui fournira des garanties tant réglementaires que commerciales aux concepteurs d'infrastructures de transport, ce qui doit couvrir les points suivants:

- Une **structure d'autorisation** claire pour s'assurer que l'infrastructure de transport peut être développée par des entités autres que les compagnies d'électricité verticalement intégrées - voir Section 5.2 ;
- - Des **modèles d'entente** et des **conditions types** pour les accords de base dont les TO ont besoin :
    a. Un **accord de raccordement au réseau de transport** qui couvre les dispositions techniques et commerciales pour le raccordement des sites de nouvelle génération et des sites de consommateurs au réseau de transport ;
    b. Un **accord d'utilisation du réseau de transport** qui définit les droits des utilisateurs du réseau de transport à être et à rester connectés aux nouveaux actifs ;
    c. Un **accord d'interconnexion** qui traite des questions spécifiques de connexion et d'exploitation au point de connexion entre les nouveaux actifs d'interconnexion développés par des sociétés indépendantes et les réseaux de transport nationaux existants ; et
    d. Un **accord d'acheminement** qui définit les droits et les obligations des TO en ce qui concerne les transferts internationaux d'énergie entre pays sur les marchés du SAPP et de l'EAPP.

  Un accord de services de transport combiné pourrait couvrir les exigences des points a, b et c dans un seul document. Cela pourrait également faire référence à un code de services de transport autonome contenant les conditions standard à respecter par tous les TO.

  De plus amples détails sur la couverture recommandée de ces accords sont fournis dans la Section 5.5, car ces accords soutiennent également le concept d'accès ouvert (« accès des tiers » aux réseaux de transport - pour que cela réussisse, il faut des interfaces techniques et commerciales clairement définies entre les propriétaires de transport, les opérateurs de réseau et les parties connectées (producteurs et consommateurs) ;
- Une approche convenue pour le calcul des redevances de transport nationales qui inclut à la fois les redevances de connexion et les redevances d'utilisation du réseau, et qui s'assure que les investisseurs dans les actifs de transport peuvent recevoir un rendement approprié sur les coûts de leurs actifs, y compris des provisions pour les coûts d'investissement et les coûts d'exploitation et de maintenance ;
- Une méthodologie publiée pour le calcul des **redevances d'acheminement** qui inclura la récupération des recettes d'interconnexions internationales Il est possible qu'à l'avenir, des promoteurs privés construisent et possèdent des lignes de transport qui interconnecteront des pays au sein des marchés du SAPP et de l'EAPP, ce qui aurait pour effet combiné d'augmenter la capacité des interconnexions et le potentiel du commerce régional, tout en réduisant la nécessité d'un financement public des interconnexions. Pour que les promoteurs du secteur privé puissent obtenir un financement pour les projets de transport, il faudra toutefois que le flux de recettes associé à ces projets soit clairement défini. Le fait de disposer d'une méthodologie solide pour le calcul des redevances d'acheminement constituera un élément important à cet égard ; et
- La possibilité de conclure des accords commerciaux à l'échelle régionale pour la rémunération des prestataires de services auxiliaires pourrait être envisagée comme une nouvelle extension des redevances de transport nationales et des redevances d'acheminement internationales. La question du paiement de la puissance réactive provenant des équipements de compensation et la possibilité de payer les dispositifs de stockage connectés au réseau pour la fourniture de réserves revêtent une importance particulière pour les investisseurs dans le secteur du transport d'électricité.

5.4.2 Frais de transport d'électricité au niveau national

Afin d'encourager les investissements dans les infrastructures de transport d'électricité au niveau régional, une approche cohérente de la tarification du transport d'électricité est nécessaire pour s'assurer que les investisseurs bénéficient d'un retour sur investissement adéquat dans les infrastructures de transport. De nouvelles lignes de transport seront nécessaires à travers la région AfOA-OI pour renforcer les réseaux afin de répondre à la nouvelle production et à la demande. Toutefois, au sein des systèmes électriques intégrés de la région AfOA-OI, de nouvelles interconnexions seront construites, soit par les compagnies d'électricité existantes, soit par des investisseurs privés. Les tarifs de transport constituent le principal mécanisme par lequel les propriétaires de réseaux de transport reçoivent les revenus nécessaires à leurs activités. L'objectif premier devrait être de s'assurer que les tarifs de transport :

- Sont stables;
- Sont prévisibles;
- Reflètent les coûts; et
- Sont transparents,

afin que les investisseurs et les utilisateurs du système aient confiance dans le régime de tarification et que leurs plans de financement puissent être basés sur une bonne connaissance des futures sources de revenus.

La capacité d'identifier les coûts de transport séparément des autres composantes des coûts de l'énergie est étroitement liée à la nécessité de dissocier les tarifs. Une fois que cela a été fait, il devrait incomber aux ARN et aux entreprises de transport de convenir de l'approche à adopter pour la conception des tarifs de transport. La méthodologie à utiliser pour les tarifs de transport nationaux pourrait être commune à tous les pays interconnectés et aux réseaux de l'Océan indien, ce qui garantirait que les ARN et les ARR s'accordent sur les principes à appliquer. Il n'est toutefois pas essentiel que chaque pays adopte la même approche vis-à-vis de la tarification nationale : des pays à différents stades de développement du marché de l'électricité peuvent souhaiter utiliser des approches différentes, ce qui peut influencer le choix des modèles de tarification entre les trois grands types de méthodologie :

- les frais de « timbres-poste », par lesquels un tarif forfaitaire par MW ou capacité ou MWh de consommation d'énergie est appliqué aux consommateurs au niveau de la fourniture en gros et répercuté sur les petits clients domestiques/commerciaux par le biais du tarif de détail de l'énergie ;
- les redevances variables par zone, qui visent à envoyer aux utilisateurs du réseau de larges signaux de localisation indiquant l'impact de leur demande et de leur production sur les coûts de renforcement des infrastructures de réseau - ces redevances peuvent être basées sur les coûts marginaux à long terme ou sur les coûts différentiels moyens des actifs du réseau, et dérivées de données historiques ou prospectives sur les coûts, et être calculées en moyenne sur des régions où les redevances sont globalement similaires; et
- les redevances nodales, qui peuvent varier en temps réel et qui indiquent les coûts marginaux à court terme de l'exploitation du réseau, y compris l'impact des pertes.

Il est recommandé que les ARN s'efforcent de définir les principes sur la base desquels les redevances de réseau sont calculées au niveau national, et qu'elles surveillent les niveaux de revenus atteints par les services publics grâce aux redevances de réseau pour s'assurer que celles-ci sont suffisantes pour financer les sociétés de transport d'électricité sans entraîner de profits excessifs.

5.4.3 Frais d'acheminement au niveau régional

Des considérations similaires s'appliquent aux redevances d'acheminement et aux redevances de transport nationales en termes d'objectifs sous-jacents et de caractéristiques requises des redevances elles-mêmes. Il est notamment important que les redevances d'acheminement reflètent les coûts et tiennent compte de l'impact des flux d'acheminement à travers les pays tiers sur les réseaux de transport au sein de ces pays. La méthode utilisée pour définir le calcul des redevances d'acheminement doit être transparente et aboutir à des redevances stables et prévisibles, afin de profiter à la fois aux compagnies de transport qui fournissent des services d'acheminement et aux pays qui cherchent à importer et à exporter de l'électricité.

Nous notons que des travaux considérables ont été entrepris ces dernières années pour définir des méthodologies de redevances d'acheminement qui peuvent être appropriées pour une application dans les marchés régionaux interconnectés. Les redevances d'acheminement au sein du SAPP ont évolué depuis les premières expériences sous une forme de tarification par timbres-poste qui appliquait un pourcentage fixe d'augmentation des prix dans les contrats énergétiques bilatéraux pour tenir compte des coûts d'acheminement jusqu'à l'élaboration de redevances basées sur des calculs de MW-km point à point. Cette dernière méthode tient compte de l'utilisation de chaque actif du réseau de transport sur le trajet d'acheminement et attribue chaque année une partie du coût annualisé de chaque actif au commerce d'acheminement.

Un rapport produit par des consultants pour la Commission de l'Union africaine dans le cadre de la Facilité d'assistance technique de l'UE pour l'initiative «Énergie durable pour tous» (SE4ALL)[5] a recommandé l'élaboration d'une méthodologie continentale de tarification du transport d'électricité pour l'Afrique. Celle-ci facilitera le développement d'un marché concurrentiel harmonisé et intégré de l'électricité en assurant la coordination des méthodologies et des structures de tarification du transport. Le rapport du projet indique que « [Cela] éliminera le problème de l' « étagement » des tarifs de transport, qui consiste à soumettre les échanges transfrontaliers d'électricité à un certain nombre de tarifs ou de charges qui ne reflètent pas le coût réel des actifs utilisés pour les transactions de transport ou les charges d'acheminement ». La méthodologie est basée sur une méthode de point à point en MW-km similaire à celle utilisée par le SAPP, qui est également à la base de la méthodologie de tarification du transport adoptée par le Pool énergétique d'Afrique de l'Ouest (WAPP)[6].

Par conséquent, nous recommandons que les ARR travaillent avec les ARN et les entreprises nationales de transport d'électricité pour mettre en œuvre une méthode point à point en MW-km pour les redevances d'acheminement sur le marché intégré du SAPP/EAPP. Cela permettrait de récupérer le capital et les coûts d'exploitation et de maintenance liés à l'utilisation d'actifs de réseau interconnectés et d'interconnexions internationales pour l'acheminement.

Les pertes marginales de transport d'électricité liées à l'acheminement peuvent être facilement calculées à partir de l'analyse des flux de charge du réseau « avec et sans » chaque transaction d'acheminement. Elles peuvent ensuite être soit rémunérées à un coût énergétique approprié (par exemple, un coût moyen pondéré de production, selon la méthodologie proposée pour le tarif de transport au niveau continental), soit réglées « en nature » par des transferts d'énergie entre les acheteurs, les vendeurs et le service public d'acheminement.

5.5 Promouvoir le libre accès au réseau de transport régional de l'électricité

5.5.1 Aperçu

Le libre accès aux réseaux de transport régionaux dans la région AfOA-OI est une exigence clé pour permettre un degré maximal de participation aux marchés régionaux de l'électricité. Au niveau national, il faut s'assurer que les tiers puissent accéder au réseau de transport, soit pour fournir de l'énergie électrique aux clients à l'intérieur du pays, soit pour transporter de l'énergie électrique à la frontière en vue de transactions commerciales ultérieures sur le marché régional. Cela est nécessaire pour accroître l'accès national et régional. Les tiers pourraient être des producteurs indépendants d'électricité, utilisant des technologies de production renouvelables ou conventionnelles, et des gros consommateurs. En tant qu'entreprises, indépendantes du propriétaire / opérateur du réseau, qui, dans le contexte de la région AfOA-OI, sont généralement des services publics verticalement intégrés, il est indispensable de conclure des accords commerciaux et d'instaurer une réglementation solide afin de s'assurer qu'ils ne sont pas discriminés dans la planification et l'exploitation des réseaux électriques.

La couverture de base des accords de transport nécessaires concerne:

- la connexion des actifs des IPP et des consommateurs au réseau de transport national;

[5] « Phase pilote de mise en œuvre de la méthodologie des tarifs de transport au niveau continental pour les transactions bilatérales internationales : Modèle tarifaire informatique - Rapport final », Atkins, mars 2019

[6] Résolution n° 006/ERERA/15 de l'Autorité régionale de réglementation de l'électricité de la CEDEAO, Adoption de la méthodologie tarifaire pour le coût et le tarif du transport régional d'électricité, disponible surhttps://erera.arrec.org/wp-content/uploads/2016/08/Transmission-Tariff-Methodology-August-2015-V4_signed.pdf

- les droits «d'utilisation du système» par les IPP et les consommateurs afin d'utiliser le réseau de transport national pour commercialiser de l'électricité sur les marchés nationaux et régionaux; et
- les droits d'acheminement de l'électricité pour accéder aux réseaux des pays tiers aux fins de vendre de l'électricité, soit en vertu des contrats bilatéraux à long terme, soit grâce à des plateformes de marché à plus court terme dans le SAPP et l'EAPP.

En outre, nous avons recommandé que des accords bilatéraux soient conclus entre les propriétaires d'interconnexions internationales, lorsque ceux-ci sont élaborés par des parties indépendamment des services publics de transport nationaux. Les accords internationaux d'interconnexion couvriraient la connexion et la prise en compte des problèmes du système similaires à ceux qui affectent les IPP, mais qui reconnaissent la nature particulière de la connexion et de l'exploitation des actifs d'interconnexion.

D'autre part, nous proposons que, dans la mesure du possible, les termes des accords de connexion de transport et des accords d'utilisation du réseau de transport soient harmonisés dans la région AfOA-OI, car les principes de ceux-ci peuvent être définis indépendamment du fait que les réseaux nationaux fassent partie ou non des réseaux interconnectés aux réseaux d'Afrique australe et d'Afrique orientale, ou s'il s'agit de systèmes insulaires. Les dispositions relatives aux accords d'acheminement, qui seraient applicables au sein de l'EAPP et du SAPP et, à l'avenir, entre les deux marchés, devraient également être alignées.

Nous résumons ci-dessous les principes clés qui devraient être harmonisés dans des accords types qui pourraient être élaborés et maintenus par les Autorités de réglementation régionales (ARR) et le Club des régulateurs et mis en œuvre par les Autorités de réglementation nationales (ARN).

5.5.2 Accord de connexion de transport d'électricité

Tous les utilisateurs potentiels du réseau de transport cherchant à se connecter au réseau de transport national dans l'un des pays AfOA-OI devraient être tenus de conclure un accord de connexion de transport (ACT) avec le propriétaire des actifs de transport vers lesquels l'utilisateur à l'intention de se connecter. Cet accord devrait établir la limite de propriété entre les actifs des deux organisations et nécessitera, en outre:

(a) la compatibilité technique de la connexion de l'utilisateur (qu'il s'agisse d'un site de production ou d'un site de consommation) avec les principaux actifs du système. Cela nécessitera des références croisées aux codes de réseau nationaux pertinents et au code de réseau régional;

(b) le paiement des frais de connexion de tous les actifs qui ont été fournis et installés par l'opérateur de réseau(OR). Veuillez noter qu'aux termes des licences mentionnées à la section : **Erreur! Source du renvoi introuvable ;** ces redevances peuvent être perçues par l'OR dans n'importe quel réseau national, mais elles doivent être calculées selon une méthodologie standard. Les réglementations nationales peuvent également autoriser un producteur indépendant d'électricité (IPP) ou un consommateur à construire lui-même une partie de la connexion ou à recourir à ses propres prestataires. Dans ce cas, des dispositions claires pour le test et l'adoption potentielle de ces actifs par l'OR seraient nécessaires ;

(c) le transfert des actifs de connexion à l'OR ayant fait l'objet de partage avec un ou plusieurs utilisateurs supplémentaires. Lorsque des actifs qui étaient auparavant associés à un IPP spécifique sont transférés à un opérateur de réseau de cette manière, ils doivent être reclassés en tant qu'actifs principaux du système. Un processus transparent visant à convenir de l'évaluation des actifs et du montant payable par l'OR au propriétaire d'origine de l'actif devrait être défini; et

(d) les références à inclure dans la responsabilité du Gestionnaire de réseau (GR) en ce qui concerne l'exploitation de la connexion.

Il convient de faire référence à un accord de construction de connexions distinct si nécessaire, définissant les modalités détaillées de la construction d'actifs spécifiques par l'OR au nom de l'IPP, ainsi que les paiements y afférents.

Les questions spécifiques qui devraient être couvertes par l'ACT comprennent:

- une spécification claire de la capacité d'exportation maximale de l'IPP qui sera livrée au réseau (ou de la capacité d'importation maximale requise pour une connexion à la demande ou pour prendre en charge des alimentations électriques auxiliaires dans le cas d'un IPP);

- l'entretien des actifs de connexion;
- les périodes de planification et de préavis des pannes d'équipement;
- les règles de sécurité à respecter par le GR, l'OR et l'IPP / le personnel du consommateur;
- les frais de connexion à payer par l'IPP / le consommateur; et
- les exigences d'échange de données entre l'IPP / le consommateur et l'OR / le GR.

5.5.3 Accord d'utilisation du système de transport

Un accord-type d'utilisation du système de transport de l'électricité (TUOSA) est nécessaire pour définir la base sur laquelle les parties sont autorisées à utiliser le réseau de transport. Le TUOSA sera conclu entre l'organisme de connexion (un IPP ou un consommateur) et le GR, et couvrira trois droits et obligations clés:

1. **Assurer la disponibilité du réseau de transport**. Cela créera l'obligation pour le GR et l'OR de planifier, construire, exploiter et entretenir leurs réseaux conformément aux procédures et normes spécifiées dans le Code de réseau;
2. **Accorder à l'IPP / au client connecté le droit d'être et de rester connecté et opérationnel**, tout en respectant les dispositions stipulées dans le Code de réseau et en effectuant les paiements appropriés selon les termes de l'accord-type d'utilisation du système de transport d'électricité(TUOSA); et
3. **Utilisation des paiements du système**. Cette section doit indiquer le paiement à effectuer pour l'utilisation du système par l'IPP / le consommateur. Ces paiements doivent être structurés selon la méthodologie de facturation définie dans la licence du GR.

Les points spécifiques qui devraient être couverts dans le cadre de l'accord-type d'utilisation du système de transport d'énergie électrique(TUOSA) comprennent:

- les données à soumettre au GR pour permettre le calcul des frais d'utilisation du système;
- les références croisées concernant la méthodologie de tarification d'utilisation du système;
- les détails sur les modalités de facturation et de règlement relatives à l'utilisation des charges du réseau;
- les prévisions de la demande et de la production pour aider à la planification opérationnelle du système;
- les références relatives au Code de réseau visant à définir les processus de répartition du système;
- les conditions dans lesquelles le GR peut restreindre le droit d'un IPP / consommateur d'utiliser le réseau; et
- les procédures qui s'appliqueront en cas de défaillance, ce qui pourrait entraîner la déconnexion permanente de l'IPP ou du consommateur du réseau.

L'accord-type d'utilisation du système de transport d'énergie électrique(TUOSA) doit également faire référence à la manière dont la congestion sur le réseau de transport sera gérée. Cela est étroitement lié aux accords relatifs au commerce d'électricité applicables dans chaque pays, étant donné que ledit accord-type (TUOSA) ne couvre que les droits d'accès au réseau à un niveau générique. La question de savoir si la production peut être acceptée sur le réseau de transport national dans toutes les conditions de chargement et indépendamment de l'expédition d'autres productions sur le réseau dépend fortement de la conception du réseau.

5.5.4 Accords d'acheminement d'énergie électrique

Une exigence spécifique en ce qui concerne la promotion du commerce transfrontalier sur le marché interconnecté dans la région AfOA concerne les accords d'acheminement d'électricité de telle sorte que l'électricité produite dans un pays puisse être transmise à la demande dans un deuxième pays à travers le réseau de transport d'un pays tiers.

Un précédent clair a été établi dans le Pool énergétique de l'Afrique australe en matière d'acheminement d'électricité, lié aux contrats bilatéraux et au fonctionnement du Marché du jour d'avant (DAM). Il serait souhaitable de s'appuyer sur ces dispositions contractuelles et d'harmoniser les méthodes de tarification relatives à l'acheminement d'électricité et aux dispositions contractuelles dans la région. Cela aurait également l'avantage de prendre en considération la recommandation contenue dans le rapport final sur l'étude intitulée : « Stratégie d'élaboration d'un cadre réglementaire harmonisé

pour le marché de l'électricité en Afrique » réalisée dans le cadre du mécanisme d'assistance technique de l'UE pour l'initiative Énergie durable pour tous[7], qui a recommandé l'élaboration de lignes directrices régionales sur les prix de transport, y compris des principes de fixation des prix d'acheminement de l'énergie électrique et de répartition des coûts des pertes de réseau.

Un certain nombre de dispositions contractuelles clés sont nécessaires pour soutenir ces accords, lesquelles seront généralement définies dans un accord d'acheminement. Cela existera parallèlement aux contrats mentionnés ci-dessus, qui garantissent que les producteurs et les consommateurs peuvent accéder à leurs réseaux nationaux d'électricité.

Les exigences typiques de l'accord d'acheminement comprennent les éléments suivants:

1. **La période de l'accord d'acheminement** – il peut s'agir d'un contrat à long terme s'étalant sur plusieurs années ou d'un contrat à court terme susceptible d'être renouvelé. La période doit être alignée sur l'accord bilatéral conclu entre le producteur ou le service public exportateur, et le chargement ou le service public importateur;
2. **La capacité d'acheminement requise**. Cela définira la charge maximale que la négociation d'acheminement va imposer au réseau du pays tiers non directement impliqué dans la transaction;
3. **Les frais d'acheminement** qui seront prélevés sur la transaction par le ou les services publics des pays de transit fournissant des services d'acheminement. Cela devrait être calculé sur la base d'une méthodologie publiée. Nous recommandons que cette méthodologie soit définie au niveau régional, afin qu'il y ait transparence et équité dans la méthode de facturation et que les transactions qui ont lieu dans toute la région AfOA attirent des frais d'acheminement calculés sur la même base;
4. **Les points d'entrée et de sortie définis** sur le (s) réseau (x) fournissant le service d'acheminement;
5. La clarté quant à savoir si l'accord d'acheminement est **ferme ou non ferme**. Un accord d'acheminement ferme obligerait le GR à prioriser la programmation de la transaction d'acheminement et à ne pas y mettre fin sans encourir de pénalités en vertu du contrat;
6. Renvois aux normes pertinentes de **qualité de l'approvisionnement / exigences du Code de réseau** à respecter par toutes les parties;
7. **Dispositions relatives au comptage** aux frontières entre les réseaux électriques concernés; et
8. Conditions de **résiliation** du contrat, par exemple : en cas de non-paiement des frais d'acheminement ou d'infractions techniques par les parties opérant l'acheminement.

5.5.5 Accords internationaux d'interconnexion

Nous recommandons l'élaboration des accords internationaux d'interconnexion standard qui aborderont spécifiquement les questions pertinentes relatives à la connexion et à l'exploitation des interconnecteurs développés par des tiers. Ceux-ci devraient inclure les dispositions de base suivantes:

1. **Le droit de rester connecté.** Cela devrait préciser que le propriétaire de l'interconnexion a le droit de rester connecté au réseau de transport national concerné, sous réserve du respect de l'accord et des réglementations pertinentes;
2. **Le droit de rester « sous-tension » et d'être opérationnel**, à partir du moment où l'interconnexion est mise en service pour une période définie, sous réserve des réglementations applicables;
3. Les dispositions relatives à **l'exportation et à l'importation** permettant le transfert d'énergie électrique à travers l'interconnexion jusqu'à une capacité d'entrée et une capacité d'exportation convenues sur le réseau national;
4. Les exigences imposées au propriétaire de l'interconnexion pour assurer la **maintenance** et aux parties de convenir des **interruptions** nécessaires pour permettre la maintenance;
5. Une section détaillant **les frais de connexion** qui seront à la charge du propriétaire de l'interconnexion pour que son interconnexion soit connectée au système national concerné;

[7] « Stratégie d'élaboration d'un cadre réglementaire harmonisé pour le marché de l'électricité en Afrique », rapport de la Commission de l'Union africaine, Atkins

6. Autres conditions techniques **spécifiques au site** qui peuvent être pertinentes; et
7. Les exigences visant à résoudre **les problèmes de sécurité et les interfaces de site** concernant l'équipement appartenant au propriétaire de l'interconnexion et au service public national concerné.

5.5.6 Autres dispositions

Quelque part dans la structure des accords commerciaux nécessaires pour favoriser le libre accès au transport régional, il devrait y avoir des dispositions standard pour traiter les aspects importants suivants des accords relatifs au commerce d'électricité. Celles-ci pourraient être couvertes soit dans l'accord d'acheminement, soit dans les accords d'achat d'électricité (AAE) conclus entre l'acheteur et le vendeur de l'énergie électrique. Les règles de marché régissant le fonctionnement des plates-formes de marché à court terme peuvent également spécifier comment ces questions seront traitées.

- Les dispositions relatives aux **pertes de transmission** découlant de la transaction liée à l'acheminement d'électricité. Des calculs ou des estimations des pertes subies à la suite de l'acheminement d'électricité par le biais des réseaux de transport en commun devraient être entrepris, et le coût des pertes devrait pouvoir être récupéré auprès des parties opérant l'acheminement. Le recouvrement des coûts devrait être basé sur les coûts réellement encourus par les GR fournissant les services d'acheminement ; alternativement, le remboursement en nature de la perte d'énergie électrique pourrait être envisagé;
- Les **accords d'équilibrage** qui seront applicables dans le cas où une transaction d'acheminement programmée n'est pas réalisée dans la pratique. Un mécanisme visant à régler ces écarts est nécessaire ; à l'heure actuelle, le SAPP développe un marché d'équilibrage à cet effet, et cela devrait constituer, à l'avenir, un élément central des accords commerciaux régionaux; et
- Les dispositions relatives **aux services auxiliaires**, tels que les services d'énergie réactive et de réponse en fréquence, qui pourraient être fournis par des producteurs, des services publics de transport d'énergie électrique ou des prestataires de services spécialisés. Ces accords pourraient à l'avenir être obtenus sur la base du marché, mais des dispositions doivent être prises pour couvrir les coûts supportés par les prestataires de services d'acheminement afin de maintenir ces aspects de l'exploitation du réseau.

5.6 Promouvoir l'accès au marché des IPP

5.6.1 Dispositions relatives à la réglementation

Un grand nombre des exigences pour la promotion de l'accès des IPP aux marchés nationaux et régionaux de la région AfOA-OI sont traitées comme suit:

- s'assurer que la législation primaire autorise la participation des producteurs indépendants d'électricité au marché national de l'électricité; et
- par la structure des licences et accords mentionnés aux sections 5.2 et 5.5.

Afin d'encourager les IPP à participer aux marchés, les régimes de licences et les structures commerciales mises en place devraient être aussi transparents que possible. Les ARN et les ARR devraient assumer la responsabilité de la publication des lignes directrices à l'intention des IPP pour leur permettre de parcourir facilement les étapes nécessaires pour devenir agréés, et d'être opérationnels dans le secteur national et / ou régional de l'électricité.

5.6.2 Entrée sur le marché

Il existe plusieurs niveaux d'entrée sur le marché de l'électricité pour les producteurs indépendants d'électricité, et ceux-ci doivent être clairement définis aux niveaux national et régional afin de s'assurer que les opportunités de participation au marché soient visibles pour les promoteurs potentiels. Les options à définir peuvent être envisagées en trois étapes:

1. Étape 1: l'encouragement des systèmes d'autoproduction, par lesquels la même entreprise est engagée dans la production et la consommation sur un site industriel ou commercial, ou sur deux autres sites où des accords d'acheminement d'électricité sont conclus sur le réseau national de distribution ou de transport;

2. Étape 2: des systèmes de facturation nette, des projets à petite ou à grande échelle «derrière le compteur», c'est-à-dire du côté client du compteur, facilitant l'autoproduction et permettant d'accumuler l'énergie excédentaire dans le système;
3. Étape 3: des programmes structurés tels que des appels d'offres pour la nouvelle production à partir de sources conventionnelles ou renouvelables ; il s'agit d'un moyen établi pour promouvoir l'investissement privé dans la production, et permet aux ministères de l'Energie du gouvernement de définir une politique d'orientation future du secteur de l'énergie et d'inviter des offres pour des centrales électriques qui répondent à de larges critères technologiques et d'implantation qui peuvent être définis au niveau politique. Dans ces programmes d'approvisionnement, le service public agissant en qualité d'acheteur unique serait généralement l'acheteur en vertu de l'Accord d'achat d'électricité;
4. Étape 4: la participation du producteur à un marché national concurrentiel, impliquant la connexion et l'utilisation des réseaux électriques nationaux et l'appartenance à un organisme de marché national - cela pourrait inclure des transactions bilatérales entre les IPP et les gros consommateurs au moyen de l'acheminement d'énergie électrique à travers le réseau national; et
5. Étape 5: la participation du producteur en tant que membre des marchés régionaux SAPP ou EAPP.

Des réformes tarifaires sont proposées afin de dissocier les services et les frais afin que les frais de transport et de distribution soient visibles pour les IPP et leurs clients. Les frais doivent comprendre les éléments suivants:

- Les frais de connexion;
- Les frais d'accès au réseau;
- Les frais d'utilisation du réseau;
- Les frais d'énergie *TOU*;
- Les frais liés aux pertes;
- Les frais d'acheminement d'électricité;
- Les frais d'équilibrage;
- Les frais de services auxiliaires;
- Les taxes et subventions croisées; et
- Les frais de service client.

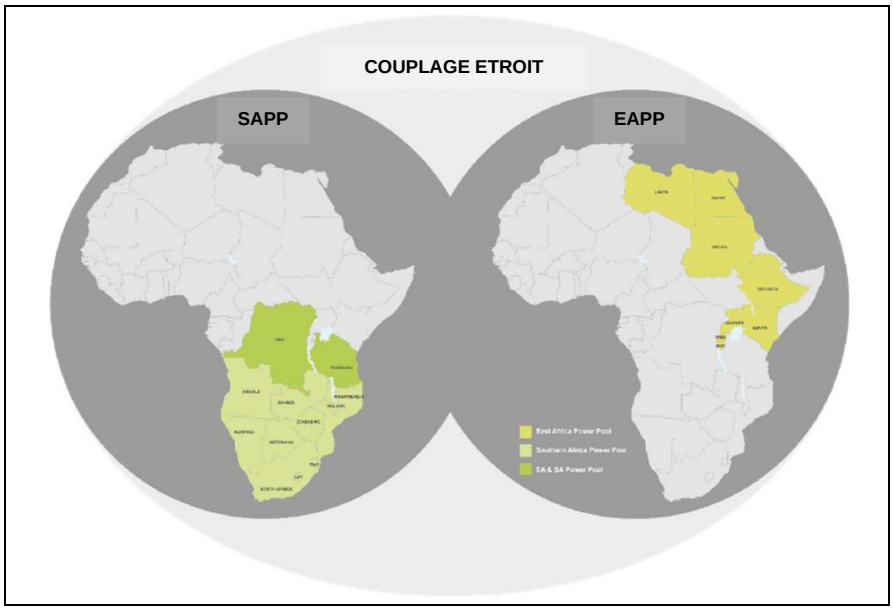
Une différenciation claire est nécessaire entre les frais qui peuvent être évités par les producteurs et les consommateurs (par exemple, lors de l'autoproduction, en utilisant des services de facturation nette et en faisant acheminer l'énergie électrique en dehors du réseau national) et celles qui sont pleinement applicables. Les Autorités de réglementation nationales (ARN) auront un rôle à jouer dans l'examen et l'approbation des tarifs calculés dans les catégories ci-dessus.

5.7 Promouvoir le commerce régional et intra-régional

L'étude d'impact sur l'interconnexion SAPP-EAPP[8] a identifié une série de mesures nécessaires pour permettre l'intégration des marchés régionaux de l'électricité du SAPP et de l'EAPP. Les recommandations de l'étude comprennent la définition d'un modèle cible d'interaction avec le marché qui consistera en un «couplage étroit du marché ». Cela est illustré schématiquement dans la Figure 7: Couplage étroit du marché SAPP-EAPP - Représentation schématique. Source: Aurecon AMEI Limited.

[8] Étude d'impact sur l'interconnexion SAPP-EAPP - Rapport final - Aurecon AMEI Limited, octobre 2018

Figure 7: ***Couplage étroit du marché SAPP-EAPP - Représentation schématique. Source: Aurecon AMEI Limited.***



Les principales caractéristiques du modèle de couplage étroit du marché proposé sont les suivantes:

- Le SAPP et l'EAPP fonderont leurs opérations de marché sur la plate-forme de négociation SAPP actuelle;
- Une méthodologie sera nécessaire pour calculer la capacité d'interconnexion entre les deux marchés et pour allouer cette capacité au fonctionnement du marché;
- Une harmonisation sera nécessaire entre les procédures opérationnelles utilisées sur les deux marchés - nous notons que l'étude souligne que cela n'oblige pas les deux marchés à adopter des procédures identiques mais qu'il faudra un livre de règlements harmonisés régissant les principaux aspects d'interaction du marché;
- Le point d'interface entre le marché intégré et les acteurs du marché dans chaque région (SAPP et EAPP) sera les marchés régionaux eux-mêmes - donc l'adhésion au SAPP et à l'EAPP sera la porte d'entrée vers un marché régional combiné, plutôt qu'un nouveau marché-entité-combiné en cours de création que les IPP et les grands consommateurs doivent rejoindre; et
- Le SAPP et l'EAPP continueront d'être responsables de l'exploitation de leurs propres marchés et de la gestion de leurs acteurs. Chaque marché conservera sa propre «apparence», de sorte que les acteurs du marché s'identifieront d'abord à leur marché régional local. Les processus de règlement seront alignés à l'aide de la plateforme du marché commun, mais la confidentialité des données sera conservée et des interfaces distinctes seront utilisées.

Le rapport Aurecon souligne que le SAPP et l'EAPP doivent travailler en étroite collaboration avec effet immédiat pour s'assurer que l'exploitation du marché combiné est possible une fois que les deux pools sont physiquement interconnectés en 2021.

Afin de promouvoir le commerce interrégional, un certain nombre de stratégies sont nécessaires parallèlement au développement du couplage des marchés dans la région AfOA.

1. Il sera important que l'EAPP poursuive sa trajectoire de développement sur une trajectoire similaire à celle du SAPP, et que l'EAPP soit en mesure de «se mettre en service» avant le couplage du marché avec le SAPP. En effet, cette démarche assurera que le nouveau marché combiné soit considéré comme une plate-forme de négociation offrant des avantages aux acteurs inscrits sur les deux marchés intra-régionaux existants, et que les membres de l'EAPP acquièrent une expérience du commerce international qui peut être étendue au commerce régional plus large;
2. Une condition essentielle à la réussite de la négociation sur le marché est d'avoir une liquidité de marché suffisante en termes de nombre d'acteurs du marché et de volumes d'échanges

impliqués. Le SAPP a récemment élargi ses catégories de membres pour élargir la définition des acteurs du marché comme suit:

Les acteurs du marché (AM) exploitent ou concluent une capacité de production ou une charge d'au moins 5 MW connectée à 110 kV ou plus. Ils doivent se conformer à leur législation nationale sur le commerce transfrontalier ; et ils ne doivent pas être liés à un contrat d'acheteur unique, sauf s'ils ont le consentement de la contrepartie au commerce. Ils doivent être en mesure d'équilibrer les horaires convenus ou ils doivent avoir un contrat d'équilibrage des horaires convenus avec un membre opérationnel SAPP.

Cela permettra donc aux producteurs et aux gros consommateurs de participer au marché SAPP, sous réserve que l’acteur du marché doit être en mesure de négocier de manière indépendante, c'est-à-dire sans passer par une seule organisation d'acheteurs. Il serait hautement souhaitable que l'EAPP dispose d'un critère d'adhésion plus large et similaire afin d’élargir la participation au marché régional consolidé. La capacité d’atteindre cet objectif au sein du SAPP et de l’EAPP dépendra des services publics nationaux et des changements de mise en œuvre de la ARN qui permettront aux IPP et aux gros consommateurs de commercer indépendamment avec l’acheteur unique dans leur propre pays;

3. En plus des changements d'adhésion au point 2 ci-dessus, la rationalisation des demandes d'adhésion et le processus par lequel de nouveaux membres peuvent rejoindre les marchés existants seraient une étape précieuse pour accroître la participation régionale;
4. L'EAPP et le SAPP devraient tous deux rendre un plus large éventail de documents de gouvernance disponibles dans le domaine public (par exemple, les règles du marché, les accords, les comptes rendus de réunions, etc.) afin qu'il devienne plus facile aux nouveaux entrants potentiels sur le marché d'évaluer les implications de l'adhésion aux marchés;
5. Afin de maximiser le niveau de confiance que les acteurs actuels et futurs du marché ont dans l'intégrité des marchés régionaux et intra régionaux, il est souhaitable que la surveillance du marché soit autant que possible séparée de l’exploitation du marché. Nous notons dans la section 5.3 nos recommandations dans ce domaine, et l'importance des Autorités de réglementation régionales (ARR) en tant qu'organes ayant des responsabilités décisionnelles et des pouvoirs d'exécution pour déterminer les sanctions à l'encontre des acteurs du marché en cas de violation des règles, même si le SAPP et l'EAPP en tant qu'exploitants de marché assument la responsabilité de surveiller les activités des membres du marché et de transmettre les rapports pertinents aux ARR;
6. S’assurer qu’un processus d'animer des ateliers dans les régions d'Afrique australe et orientale pour donner aux participants potentiels du marché un aperçu des opportunités qui existent pour les échanges intra régionaux et régionaux sur les plateformes de marché SAPP et EAPP et sur le marché couplé SAPP-EAPP, est envisagé. Cela pourrait prendre la forme de «tournées» à l’intention des promoteurs potentiels d'IPP et des clients industriels qui pourraient être intéressés à participer au marché régional de l'électricité. En guise de poursuite de ce processus, il est possible que l'industrie des services financiers dans les pays d'OI soit également intéressée par une future participation aux marchés de l'électricité du continent en tant que négociants en électricité. L'expérience de l’exploitation du marché de l'énergie électrique à l'échelle internationale suggère qu'il existe un potentiel important pour les commerçants de produits de base d'entrer sur le marché de l'énergie, et à mesure que le marché régional se développe et mûrit, on peut s'attendre à ce que les nouveaux entrants se rendent compte des opportunités; et
7. L'une des principales raisons du commerce régional de l'énergie électrique est de donner aux fournisseurs d'électricité accès à des sources d'énergie moins chères. En outre, en Afrique subsaharienne, les marchés régionaux jouent un rôle important dans le partage des ressources. Ces deux résultats peuvent entraîner des avantages économiques pour les pays de la région AfOA, et ils pourraient être utiles pour le SAPP et le WAPP, ou pour les organisations de la communauté économique régionale de plus haut niveau (SADC, EAC, COMESA) de commander des études démontrant aux gouvernements et aux services publics les avantages économiques et financiers potentiels d'un commerce régional accru.

5.8 Renforcement de la sécurité énergétique et de la compétitivité des industries

5.8.1 Introduction

La nécessité d'un code de réseau régional s'impose, qui peut être utilisé pour l'Afrique australe et orientale dans la perspective de renforcer la sécurité et la compétitivité des industries. La sécurité est renforcée en tant qu'interconnexion lorsque la charge de la sécurité d'approvisionnement est partagée entre toutes les entités de l'interconnexion. Les entités comprennent les producteurs, les clients, les sociétés de transport d'électricité et les gestionnaires de réseau. Le code de réseau régional qui fournit un ensemble commun de règles techniques internationalement acceptables, crée des conditions équitables pour le commerce de l'électricité et la sécurité des services d'approvisionnement. D'autre part, cela garantit aux investisseurs que leurs actifs seront protégés, ce qui facilitera leur décision d'investissement, et par conséquent, ils bénéficieront d'emprunts à taux réduits auprès des agences de prêt. L'amélioration des échanges fait baisser les prix régionaux de l'énergie et les avantages sont partagés par tous les acteurs. Une sécurité renforcée améliore la fiabilité de l'approvisionnement avec moins de pannes et d'interruptions de l'approvisionnement, ainsi que des avantages majeurs pour tous les consommateurs.

Il est entendu que la RERA a l'intention d'élaborer un code de réseau régional dans un avenir proche, l'EAPP a un code de réseau régional qui nécessite une mise à jour et l'Afrique de l'Ouest vient de publier des termes de référence en vue d'élaborer un code de réseau régional. Ces efforts devraient être coordonnés pour assurer la cohérence des codes de réseau africains, en particulier là où une connexion synchrone est prévue entre les régions. Les nations de l'océan Indien devraient également avoir un code de réseau «de référence» pour chacune des îles à adopter avec une adaptation minimale aux conditions locales.

5.8.2 Code de réseau régional pour l'Afrique orientale et australe

5.8.2.1 Définition

Le terme code de réseau régional est largement utilisé pour désigner un document (ou un ensemble de documents) qui établit légalement les exigences techniques et autres pour la connexion et l'utilisation d'un système électrique par des parties autres que le service public d'électricité propriétaire d'une manière qui garantira l'exploitation fiable, efficace et sûre.

5.8.2.2 Nécessité d'un Code de réseau

Le code de réseau régional est l'un des nombreux instruments réglementaires nécessaires pour soutenir la poursuite des objectifs de la politique du secteur de l'énergie en Afrique orientale et australe.

Le protocole relatif à l'énergie de la Communauté de développement de l'Afrique australe (SADC) du 23 juin 2006[9], l'appendice 1 : Lignes directrices relatives à la coopération en matière d'électricité, paragraphe 1d), a pour objectif de « promouvoir l'évolution des normes, des règles et des procédures régionales communes en ce qui concerne la production, le transport et la distribution d'électricité, y compris la normalisation des installations de production d'électricité, en particulier dans les domaines dans lequel la Région détient un avantage comparatif ». Le Code de réseau régional constitue clairement l'un des documents destinés à être élaboré dans ce contexte. Cela a été ratifié en août 2012 lorsque la SADC a approuvé le Plan directeur de développement des infrastructures régionales (RIDMP)[10]. Le RIDMP définit les exigences et les conditions des infrastructures régionales devant faciliter la réalisation des infrastructures clés dans les secteurs de l'énergie, de l'eau, des transports, du tourisme, de la météorologie et des télécommunications d'ici 2027. Le plan directeur tire son origine de la Vision 2027 de la SADC, qui comprend notamment des interventions «douces» impliquant les politiques / stratégies et les cadres réglementaires requis, les cadres institutionnels et le renforcement des capacités, le financement et les accords de coopération / collaboration qui permettent le développement du transport et de la production d'électricité.

[9] Protocole sur l'énergie de la Communauté de développement de l'Afrique australe (SADC), 23 juin 2006, 20060623_protocol_energy.pdf, www.sadc.int

[10] Surveillance de l'énergie de la SADC, 2016: Étude de référence du secteur de l'énergie de la SADC, 2016, SADC_Energy_Monitor_2016.pdf, www.sadc.int

L'EAPP a déjà élaboré un code de réseau régional, rédigé en 2011 par SNC Lavalin, mais celui-ci doit encore être ratifié. L'IRB a pour mandat, entre autres, d'octroyer des licences, de recommander des changements, d'approuver des modifications, d'imposer des pénalités et des sanctions par rapport au code de réseau régional d'Afrique orientale[11]. Le code de réseau de l'EAPP nécessite une mise à jour, spécifiquement, les sections sur les exploitations du marché, l'inclusion de centrales électriques renouvelables et l'alignement sur les codes internationaux.

Avec l'introduction de transactions bilatérales et celles sur le marché de l'électricité qui nécessitent l'accès et l'utilisation des réseaux de transport par des tiers, les règles doivent être formalisées.

Les parties au commerce bilatéral et au marché de l'électricité ont besoin de mécanismes formels et transparents pour décrire comment la fourniture d'une planification et d'un fonctionnement sûrs, fiables et économiques du système sera réalisée. Il existe au moins deux façons de structurer les accords formels entre les parties:

- formuler toutes les règles et opérations nécessaires dans des accords bilatéraux et des règles de marché entre les parties, y compris des tiers; et
- élaborer un code de réseau régional pour définir tous les codes et normes communs nécessaires pour exploiter un réseau de transport sûr, fiable et économique.

Il existe un certain nombre d'avantages importants qu'un code de réseau régional bien conçu et transparent contribue à mettre en évidence:

- Le Code de réseau est applicable à tous les acteurs sans faveur ni discrimination, favorisant ainsi des conditions de concurrence équitables entre les acteurs;
- Les modifications du Code de réseau sont facilitées grâce à un processus transparent, qui permet la contribution de tous les acteurs; et
- Les caractéristiques ci-dessus contribuent à réduire les risques des investisseurs, ce qui réduit les barrières à l'entrée et, enfin, à de meilleurs prix.

Un code de réseau régional fournit donc les règles et procédures permettant de planifier et d'exploiter le système électrique de manière fiable. Chaque zone synchrone doit avoir un code de réseau régional unique. C'est également un instrument plus efficace que les accords bilatéraux, en particulier lorsque davantage d'acteurs indépendants sont introduits et lorsque de nouvelles réformes sont entreprises.

Chaque code de réseau régional doit être cohérent avec le code de réseau d'une autre région couvrant une autre zone synchrone. Le plus simple est d'avoir un code de réseau unique qui couvre toutes les régions. Le code de réseau de l'UE en est un exemple car il couvre l'Europe centrale, l'Europe du nord, la Grande-Bretagne et l'Irlande. Par conséquent, un seul code de réseau régional pour l'Afrique orientale et australe est proposé.

5.8.2.3 Objectifs

La fonction fondamentale d'un code de réseau régional est d'établir les règles et procédures qui permettent aux parties de l'Afrique orientale et australe d'utiliser le système électrique et de permettre la planification et l'exploitation dudit système:

1. en toute sécurité;
2. de manière fiable;
3. efficacement; et
4. économiquement.

Pour atteindre cet objectif, le code de réseau régional doit:

- être objectif;
- être transparent;
- être non discriminatoire;
- être cohérent avec les politiques de l'Afrique orientale et australe;
- définir les obligations et les responsabilités de toutes les parties de l'Afrique orientale et australe;
- préciser les exigences techniques minimales pour le réseau de transport régional; et
- s'assurer que les informations pertinentes soient disponibles.

[11] Source: http://eappool.org/independent-regulatory-board/

Le code de réseau régional fournira les assurances suivantes:

- Aux régulateurs régionaux et aux pools énergétiques, l'assurance que les parties de l'Afrique orientale et australe fonctionnent conformément aux conditions réglementaires respectives;
- Aux parties, l'assurance que les prestataires de services fonctionnent de manière transparente et fournissent un accès non discriminatoire à leurs services définis; et
- Aux prestataires de services, l'assurance que les parties respecteront leurs obligations mutuelles par rapport au Code de réseau et qu'il existe un accord régional à cet effet.

5.8.2.4 Présentation du code de réseau

(1) **Préambule**: Ce document fournit le contexte du code de réseau régional et de ses différentes sous-sections. Il contient également des définitions et abréviations détaillées des termes utilisés dans le code de réseau régional.

(2) **Le code de gouvernance (CG):**Ce document explique comment le code de réseau régional sera maintenu. Il décrit le processus qui sera suivi pour mettre à jour le code de réseau régional afin d'améliorer la sécurité, la fiabilité et les normes opérationnelles. Il définit comment les parties peuvent influencer le processus de modification et définit qui a le pouvoir de recommander et finalement d'approuver et d'appliquer les changements. De plus, le document expliquera également les exigences de surveillance et de conformité qui doivent être respectées par toutes les parties. Le Code de gouvernance définit également les procédures de gestion des litiges.

(3) **Le code réseau** (CR) - **Exigences des producteurs, des connexions à courant continu haute tension (HVDC) et la connexion à la demande**: ce document fournit les exigences de réseau pour la connexion au réseau des producteurs (de toutes tailles), les connexions HVDC, y compris les producteurs connectés en courant continu et les connexions à la demande. Il est divisé en sections définissant les exigences en termes de:

a. tolérance de fréquence, énergie électrique active et exigences de contrôle de fréquence;
b. tolérance de tension, contrôle de tension et fourniture d'énergie électrique réactive;
c. capacité de gestion des défauts;
d. exigences de protection;
e. capacité de restauration du système, d'îlotage et de redémarrage;
f. besoins en information; et
g. exigences de connexion et de test.

(4) **Le code de planification (CP):** ce code spécifie les critères, les principes et les procédures techniques et de conception minimaux:

- dans la planification et le développement à moyen et long terme du réseau de transport interconnecté de l'Afrique orientale et australe; et
- précise les données de planification devant être échangées par les parties et le Sous-comité de planification sur la planification afin de permettre la planification du réseau de transport interconnecté conformément aux normes de planification.

(5) **Le code opérationnel (CO):** le CO a défini l'échange de données et les responsabilités des pools énergétiques et des GRT dans l'exploitation du réseau de transport interconnecté. Les CO traitent des critères et des procédures qui seront nécessaires pour faciliter l'exploitation efficace, sûre, fiable et coordonnée du réseau de transport interconnecté. Les codes opérationnels sont divisés en un certain nombre de sous-codes couvrant différents aspects opérationnels, à savoir:

a. La sécurité opérationnelle;
b. La planification et la programmation opérationnelles; et
c. Le contrôle de la fréquence de charge et la réserves d'exploitation.

(6) **Le code de comptage (CC):** le code de comptage spécifie les critères techniques, de conception et d'exploitation minimaux à respecter pour le comptage de chaque point d'échange d'énergie entre les parties, les zones de contrôle et les GRT. Le CC spécifie également l'équipement de collecte de données associées et les procédures de comptage connexes requises pour l'exploitation du système de transport interconnecté. Le code contient des dispositions relatives:

a. Aux installations de comptage principales et à la vérification des installations de comptage utilisées pour le comptage de l'énergie active et réactive;
b. à la collecte de données de comptage;
c. à la fourniture, l'installation et l'entretien de l'équipement;
d. à la précision de tous les équipements utilisés dans le processus de comptage de l'électricité;
e. aux procédures d'essai à respecter;
f. aux exigences de stockage des données de comptage;
g. aux compétences et aux normes de performance; et
h. à la relation des entités impliquées dans l'industrie du comptage d'électricité.

(7) **Le code d'échange d'informations (CEI):** La CEI définit les obligations des parties en ce qui concerne la fourniture d'informations pour la mise en œuvre du code de réseau régional. La CEI définit également les données à échanger entre les GRT et les Sous-comités de planification et d'exploitation à des fins de modélisation et d'analyse des conditions de régime permanent et dynamiques du réseau de transport interconnecté. Les informations requises sont divisées en:

a. Information sur la planification;
b. Informations opérationnelles; et
c. Informations post-expédition.

(8) **Le Code de formation des opérateurs de système (CFOS):** Le CFOS définit les responsabilités et les exigences minimales acceptables pour l'élaboration et la mise en œuvre des programmes de formation et d'autorisation des opérateurs de système. Ce code garantit que les gestionnaires de réseau dans toute la région de l'Afrique orientale et australe reçoivent une formation opérationnelle continue et coordonnée afin de promouvoir la fiabilité et la sécurité du réseau de transport interconnecté.

5.8.3 Code de réseau «de référence» des îles de l'océan Indien

5.8.3.1 Définition

Le terme Code de réseau de « référence » est largement utilisé pour faire référence à un document (ou un ensemble de documents) qui est disponible pour les pays de l'océan Indien et fournit des exigences techniques et autres typiques pour la connexion et l'utilisation d'un système électrique par des parties autres que le service public d'électricité propriétaire de manière à assurer une exploitation fiable, efficace et sûre d'une île typique de l'océan Indien.

5.8.3.2 Nécessité d'un Code de réseau

Le Code de réseau de référence est l'un des nombreux instruments réglementaires nécessaires pour soutenir la poursuite des objectifs de la politique du secteur de l'énergie pour chaque île de l'océan Indien.

Le code de réseau de référence est spécifiquement requis pour l'inclusion des IPP, y compris les centrales électriques renouvelables variables et l'alignement sur les codes internationaux.

Le code de réseau de référence empêche la duplication des efforts par chaque île de l'océan Indien et garantit la cohérence des exigences techniques.

Il existe un certain nombre d'avantages importants qu'un code de réseau de référence bien conçu et transparent aide à mettre en évidence:

- Le code de réseau est applicable à tous les acteurs, quelle que soit l'île sur laquelle ils se trouvent, sans faveur ni discrimination, favorisant ainsi des conditions de concurrence équitables entre les acteurs;
- Les modifications du Code de réseau sont facilitées grâce à un processus transparent, qui permet la contribution de tous les acteurs; et
- Les caractéristiques ci-dessus contribuent à réduire les risques des investisseurs, ce qui réduit les barrières à l'entrée et, enfin, à de meilleurs prix.

Un Code de réseau de référence fournit donc les règles et procédures proposées qui permettent de planifier et d'exploiter le système électrique de manière fiable.

5.8.3.3 Objectifs

La fonction fondamentale d'un Code de réseau est d'établir les règles et les procédures qui permettent aux parties d'utiliser le système électrique et de permettre la planification et l'exploitation du système électrique:

a. sûre;
b. fiable;
c. efficace; et
d. économique.

Pour atteindre cet objectif, le Code de réseau doit:

- être objectif;
- être transparent;
- être non discriminatoire;
- être cohérent avec les politiques de l'océan Indien;
- définir les obligations et les responsabilités de toutes les parties;
- spécifier les exigences techniques minimales pour le réseau; et
- s'assurer que les informations pertinentes soient disponibles.

Le Code de réseau fournira les assurances suivantes:

- Aux parties, l'assurance que les prestataires de services fonctionnent de manière transparente et fournissent un accès non discriminatoire à leurs services définis; et
- Aux prestataires de services, l'assurance que les parties respecteront leurs obligations mutuelles par rapport au Code de réseau.

5.8.3.4 Présentation du Code de réseau

(1) **Préambule:** Ce document fournit le contexte du Code de réseau de référence et de ses différentes sous-sections. Il contient également des définitions détaillées et des abréviations des termes utilisés dans le Code de réseau.

(2) **Le code de gouvernance:** Ce document décrit comment le code réseau de référence sera maintenu. Il décrit le processus qui sera suivi pour mettre à jour le Code de réseau de référence afin d'améliorer la sécurité, la fiabilité et les normes opérationnelles. Il définit comment les parties peuvent influencer le processus de modification et définit qui a le pouvoir de recommander et finalement d'approuver et d'appliquer les changements. De plus, le document expliquera également les exigences de surveillance et de conformité qui doivent être respectées par toutes les parties. Le Code de gouvernance définit également les procédures de gestion des litiges.

(3) **Le code de réseau - Exigences des producteurs, des connexions à courant continu haute tension et de la connexion à la demande:** Ce document fournit les exigences de réseau pour la connexion au réseau des producteurs (de toutes tailles), les connexions CC, y compris les producteurs connectés en courant continu et les connexions à la demande. Il est divisé en sections définissant les exigences en termes de:

a. Tolérance de fréquence, énergie active et exigences de contrôle de fréquence;
b. Tolérance de tension, contrôle de tension et fourniture de puissance réactive;
c. Capacité de gestion des défaillances;
d. Capacité de restauration du système, d'îlotage et de redémarrage;
e. Besoins en information;
f. Exigences d'information; et
g. Exigences de connexion et de test.

(4) **Le code opérationnel:** Le CO a défini l'échange de données et les responsabilités de l'opérateur du système dans l'exploitation du réseau. Les CO traitent des critères et des procédures qui seront nécessaires pour faciliter une exploitation efficace, sûre, fiable et coordonnée du système du réseau. Les CO sont divisés en un certain nombre de sous-codes couvrant différents aspects opérationnels:

a. La sécurité opérationnelle;
b. La planification et la programmation opérationnelles; et

c. Le contrôle de la fréquence de charge et les réserves d'exploitation;

(5) **Le code de comptage:** Le CC spécifie les critères techniques, de conception et d'exploitation minimaux à respecter pour le comptage de chaque point d'échange d'énergie entre les parties. Le CC spécifie également l'équipement de collecte de données associées et les procédures de comptage connexes nécessaires à l'exploitation du réseau. Cela pourrait être une norme de comptage plutôt qu'un code.

(6) **Le code d'échange d'informations**: Le CEI définit les données à échanger entre les parties à des fins de modélisation et d'analyse des conditions de régime permanent et dynamiques du réseau. Les informations requises sont divisées en:

a. Information sur la planification;
b. Informations opérationnelles; et
c. Informations post-expédition.

5.9 Aborder la question de durabilité environnementale

5.9.1 Aperçu

La prise en compte de la durabilité environnementale à travers la réglementation du marché régional de l'énergie dans la région AfOA-OI est pour la plupart directement réalisée grâce aux mesures mises en place pour encourager trois éléments clés:

1. la pénétration accrue de la production d'énergie renouvelable dans la région;
2. la facilitation de l'interconnexion au sein de la région afin que les formes de production d'énergie les plus durables puissent être échangées au niveau régional; et
3. un accent accru sur l'efficacité énergétique tant du côté de l'offre que du côté de la demande.

Les mesures qui ont été élaborées tout au long de l'Axe de travail A visent à faciliter l'accès aux marchés régionaux intégrés de l'Afrique australe et de l'Afrique orientale pour, en particulier, les IPP, et également à créer des conditions de concurrence équitables dans la région AfOA pour les nouveaux entrants potentiels sur le marché en termes de règlements qui s'appliqueront.

Les dispositions qui visent à encourager les investissements dans le transport, par l'harmonisation des accords pertinents et la création d'une méthodologie d'acheminement normalisée, contribueront au deuxième des objectifs ci-dessus en cherchant à garantir que:

- les services publics de transport d'électricité soient incités à fournir des services d'acheminement qui permettront à l'énergie produite à partir de sources renouvelables de participer aux marchés régionaux; et
- les nouveaux promoteurs d'infrastructures de transport d'électricité puissent trouver un moyen pour récupérer les coûts des investissements y afférents et réaliser un rendement réglementé sur leurs investissements.

Afin de relier les différents éléments de l'approche visant à atteindre la durabilité environnementale dans la région, les ARR et les ARN pourraient jouer un rôle plus actif dans la supervision des processus de planification, en particulier l'approche adoptée pour la planification intégrée des ressources (IRP) dans la région.

5.9.2 Planification intégrée des ressources (IRP)

L'efficacité énergétique (EE), les énergies renouvelables, l'intégration des énergies renouvelables dans l'exploitation et le développement du réseau et la prise en compte des externalités dans l'évaluation des plans d'expansion du secteur de l'énergie sont des éléments clés d'une approche IRP. Des réglementations pourraient donc être élaborées à l'échelle régionale et nationale qui obligent les services publics à tenir compte de ces aspects dans leurs IRP ; les autorités de réglementation jouant un rôle prépondérant dans l'approbation des plans avant leur adoption.

La promotion de l'EE est largement considérée à l'échelle internationale comme une option rentable pour gérer la demande d'énergie, ce qui nécessite une approche conjointe de la législation, de la réglementation et de l'élaboration et de l'application de normes pour les équipements électriques. Le rôle des ARR et des ARN devrait être d'encourager les services publics à intégrer les compétences nécessaires dans leurs organisations et à élaborer des procédures de planification pour étudier le

potentiel d'EE parallèlement à une pénétration accrue des ER et à des niveaux plus élevés d'interconnexion en tant que partie intégrante du processus IRP.

Le fait de s'assurer que la contribution potentielle de la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables soit pleinement reconnue dans le processus de planification est l'un des principaux défis auxquels le secteur de l'électricité est confronté dans la plupart des pays. Les recommandations relatives à la réglementation couvrent les questions clés liées aux codes de connexion, y compris la nécessité d'un code de réseau régional et les accords de transport pertinents, qui aideront à connecter la production d'ER dans toute la région. Les ARR et les ARN ont également un rôle à jouer, cependant, dans l'examen des plans nationaux d'expansion pour s'assurer que la modélisation des énergies renouvelables a utilisé des méthodes de prévision de production appropriées et a analysé le potentiel de partage des réserves et d'autres moyens d'équilibrer l'intermittence de la production d'ER. Les études en cours dans le SAPP dans le cadre du projet financé par la Banque mondiale «Évaluation de l'impact des technologies des énergies renouvelables sur les opérations dans le pool énergétique de l'Afrique australe» constituent un exemple de meilleures pratiques appliquées à l'évaluation technique de l'effet de l'augmentation de la pénétration des ER dans les réseaux interconnectés. Il existe également une vaste expérience internationale croissante dans l'étude de l'impact des fortes pénétrations d'énergies renouvelables dans les systèmes insulaires et dans l'élaboration de stratégies techniques appropriées pour les gérer. Cela pourrait à nouveau se refléter dans des processus de planification optimisés, et le Club des régulateurs des pays de l'OI pourrait jouer un rôle important dans la promotion des meilleures pratiques dans ce domaine.

5.9.3 Planification de l'expansion du transport

Une contrainte clé dans l'intégration de la production d'énergie renouvelable est liée au délai de mise en œuvre nécessaire pour développer de nouvelles lignes de transport et sous-stations afin de renforcer de façon adéquate les réseaux existants pour accueillir la production supplémentaire. La planification et la construction de nouvelles infrastructures de transport peuvent souvent nécessiter des délais supérieurs à cinq ans, ce qui est considérablement plus long que les deux à trois ans généralement requis pour construire une nouvelle unité de production d'énergie renouvelable. Il est donc important dans le processus de planification de veiller à ce que les besoins en infrastructure de transport soient reconnus et intégrés dans les programmes d'investissement des services publics avant qu'ils ne soient nécessaires pour permettre aux nouvelles ER de se connecter. Compte tenu de la variabilité de la production d'ER et des variations saisonnières des ressources solaires et éoliennes, il est également important d'inclure une modélisation probabiliste de la production lors de l'évaluation de l'optimisation globale du système électrique.

Tout au long de nos travaux, nous partons du principe que la capacité d'interconnexion transfrontalière devra augmenter afin de fournir le niveau maximal d'accès au marché de l'électricité en Afrique australe et orientale, et de libérer tous les avantages du commerce transfrontalier. Du point de vue de la durabilité environnementale, les interconnexions sont essentielles pour s'assurer que les ressources renouvelables dans différentes parties des réseaux internationaux interconnectés puissent être pleinement utilisées.

5.9.4 Coûts des externalités

Il est recommandé que les ARR et les ARN, soutenues par les organismes consultatifs régionaux de réglementation, élaborent des lignes directrices pour l'établissement des coûts des externalités dans les plans de ressources. Il s'agit d'un domaine complexe, mais il existe des exemples de bonnes pratiques, telles que celles prises par l'Arizona Public Service (APS). L'APS prend en compte les coûts environnementaux lors de l'évaluation de ses plans de ressources en utilisant un «additionneur de CO2», en prévision de l'introduction d'une réglementation fédérale du CO2 sur l'horizon de planification de 15 ans de l'IRP. L'APS utilise également des additifs pour le SO2, les NOX, les particules (PM) et l'eau, ce dernier étant particulièrement pertinent dans un état aride comme l'Arizona.[12]

[12] R Wilson et B Biewald, juin 2013, Meilleures pratiques en matière de planification intégrée des ressources des services publics d'électricité: Exemples de réglementations nationales et de plans de services publics récents. Synapse Energy Economics, INC.

5.9.5 Évaluation environnementale stratégique

Il existe une vaste expérience internationale dans l'application de l'évaluation des impacts sur l'environnement (EIE) par rapport aux projets, y compris l'expérience acquise dans la région AfOA-OI. Bien que les EIE soient efficaces pour fournir des garanties de base contre les impacts sociaux et environnementaux des grands projets, elles sont généralement élaborées à un stade relativement tardif du cycle d'élaboration du projet, et les principales conclusions ne peuvent émerger qu'à un stade tardif, soit en raison de l'évolution des paysages politiques ou de l'émergence de données importantes sur les impacts environnementaux lors de l'élaboration du projet.

Il existe une discipline importante dans la planification internationale de l'évaluation environnementale stratégique (EES), qui vise à effectuer une analyse factuelle des facteurs sociaux et environnementaux dans le contexte du plan stratégique global du secteur de l'électricité. Les principales caractéristiques d'une EES constituent un processus d'analyse factuelle des problèmes sociaux et environnementaux dans le contexte de la planification stratégique. Les concepts de base de l'EES comprennent:

- Chercher à entreprendre une analyse équilibrée qui crée un consensus parmi les parties prenantes et garantit que les objectifs du secteur de l'énergie sont pleinement alignés sur les priorités nationales de développement;
- S'assurer que l'analyse entreprise est à la fois objective et impartiale, et qu'il n'y a pas d'idées préconçues sur ce à quoi un résultat souhaitable ressemble; et
- L'importance d'intégrer pleinement l'EES dans le processus de planification, de sorte que les options soient révisées à la lumière des résultats de l'EES, plutôt que de réaliser l'EES en tant qu'exercice distinct.

Le statut juridique de l'EES revêt une importance particulière - les ARR et les ARN devraient chercher à jouer leur rôle dans l'application de la législation lorsque celle-ci existe dans le secteur de l'énergie, exigeant que l'EES soit effectuée dans le cadre des IRP. Dans les pays où l'EES n'est pas encore une obligation légale, les ARR et les ARN devraient néanmoins chercher à influencer les services publics d'électricité pour en faire une bonne pratique dans l'élaboration des plans sectoriels.

5.10 Promotion des questions de genre

Il existe un déséquilibre sensible entre les sexes lors de la visite des régulateurs en Afrique. Les postes supérieurs et professionnels sont généralement dominés par des employés de sexe masculin. La section 7.5 de ce rapport présente une base de référence pour les femmes dans le secteur de l'énergie et soutient l'observation selon laquelle les femmes sont sous-représentées aux niveaux d'emplois supérieur et professionnel. Ce déséquilibre entre les sexes n'est pas seulement limité aux régulateurs en Afrique, mais peut être trouvé dans de nombreuses organisations à travers le monde.

Cet écart entre les sexes existe malgré un nombre croissant de preuves montrant que les organisations équilibrées entre les sexes atteignent des niveaux plus élevés de performance et de productivité[13,14].Il existe de nombreuses raisons pour lesquelles cela est le cas et certaines des raisons sont résumées dans le tableau ci-dessous.

Tableau 100: Raisons pour lesquelles les organisations équilibrées entre les sexes fonctionnent mieux

Raison	Description
Un bassin de talents plus large	Les entreprises qui n'encouragent pas les femmes à les rejoindre manquent les talents et les capacités de la moitié de la population. Les exploiter peut faire une énorme différence pour votre productivité et vos résultats.
Un meilleur reflet de vos clients	Les clients viennent de tous les horizons. Plus la composition de votre organisation reflète vos clients, plus vous avez de chances de communiquer efficacement avec eux.

[13]Voir l'article suivant de la Harvard Business Review avec d'autres références: https://hbr.org/2019/02/research-when-gender-diversity-makes-firms-more-productive
[14] Voir l'article McKinsey suivant: https://www.mckinsey.com/featured-insights/leadership/gender-balance-and-the-link-to-performance

Perspectives différentes	Le fait d'avoir des femmes et des hommes dans vos équipes signifie que vous bénéficiez des différents points de vue et approches qui découlent de différentes expériences de vie.
Amélioration de la rétention du personnel	Avoir une culture inclusive dans votre lieu de travail renforce le moral et les opportunités. Les lieux de travail inclusifs ont tendance à avoir des taux de résiliation des employés plus faibles - ce qui représente de grandes économies en termes de temps et d'argent consacrés au recrutement.
Amélioration du recrutement et de la réputation	Avoir un milieu de travail inclusif est un puissant outil de recrutement. Selon une étude de PwC, les femmes de la génération Y recherchent des employeurs ayant un solide bilan en matière de diversité, 85% d'entre elles estiment que c'est important pour elles.
Une plus grande rentabilité	Les preuves soutiennent la théorie selon laquelle la diversité des sexes a un impact positif sur le résultat net. Selon McKinsey, les entreprises les plus diversifiées sur le plan genre sont 21% plus susceptibles de connaître une rentabilité supérieure à la moyenne.

Outre les avantages d'une organisation diversifiée et équilibrée entre les sexes, de nombreux gouvernements ont la responsabilité constitutionnelle de veiller à ce que leurs sociétés soient exemptes de discrimination fondée sur le sexe. Cette responsabilité est souvent assumée par le biais de diverses politiques et législations. Le Kenya en constitue un exemple. En 2019, le gouvernement du Kenya a publié sa révision de la «Politique nationale sur le genre et le développement». La révision est devenue nécessaire parce que le rythme auquel l'égalité entre les sexes a été réalisée n'était pas conforme aux attentes. Il ressort clairement de cette politique révisée que le Kenya intensifie ses efforts «Vers la création d'une société juste, équitable et transformée, exempte de discrimination fondée sur le sexe dans toutes les sphères des pratiques de la vie», comme indiqué en première page de la politique.

De nombreuses études ont été entreprises pour identifier les raisons liées à l'absence des femmes sur le lieu de travail, en particulier aux niveaux des cadres supérieurs et professionnels. Un bon document de référence intitulé : «Guide pratique des femmes en matière de réglementation dans le secteur de l'énergie», commandé par l'Association nationale des commissaires aux services publics chargés de la réglementation (NARUC) et parrainée par l'Agence des États-Unis pour le développement international (USAID)[15]. Ce qui est intéressant dans tout cet ensemble de travail, c'est qu'il existe un ensemble commun de solutions et d'actions qui aideront les organisations à augmenter le nombre de femmes aux niveaux des cadres supérieurs et professionnels. Le tableau ci-dessous résume les recommandations d'un rapport intitulé «Femmes dans le secteur de l'énergie - Diversité des genres dans le secteur de l'énergie du CEE-SEE» par Boston Consulting Group en collaboration avec l'Association de Femmes dans le secteur de l'énergie[16].

[15] Adresse du site Web: https://www.usaid.gov/sites/default/files/documents/1865/2018-Cadmus-NARUC_Practical-Guide-Women-Energy-Regulation.pdf

[16] Adresse du site Web: https://www.womeninenergy.eu/wp-content/uploads/2018/12/Women_in_Energy_in_the_CEE-SEE_Region_Dec2018_final.pdf

Tableau 11: Recommandations visant à améliorer l'équilibre hommes-femmes d'une organisation

Objectif	Recommandations
Augmenter le nombre de candidatures féminines aux offres d'emploi dans le secteur de l'énergie	• Sensibiliser à ce que c'est que de travailler dans le secteur de l'énergie • Organiser des événements afin de promouvoir le secteur de l'énergie • Promouvoir les programmes d'ingénierie auprès des filles et des femmes • Fixer des objectifs de recrutement hommes-femmes
Créer un environnement de travail familial et offrir des opportunités de progression de carrière plus claires aux femmes	• Congé de maternité et de paternité • Congés payés et / ou non payés • Garde d'enfants au travail • Créer des cheminements de carrière plus flexibles et aider à la planification de carrière • Décourager les stéréotypes sexistes et encourager une culture d'entreprise positive • Offrir des cours de formation et des opportunités d'apprentissage • Elaborer des programmes d'encadrement et de parrainage féminins • Adopter des politiques anti-discriminations robustes
Accroître la participation des femmes à la haute direction	• Offrir de l'aide et du soutien aux femmes qui cherchent des conseils de carrière • Offrir une visibilité sur les opportunités disponibles • Créer un système juste et objectif pour les évaluations et les promotions • Se concentrer sur les compétences liées aux hommes et aux femmes dans les descriptions de travail • Élargir le bassin de candidats aux promotions • Mesurer et suivre les progrès

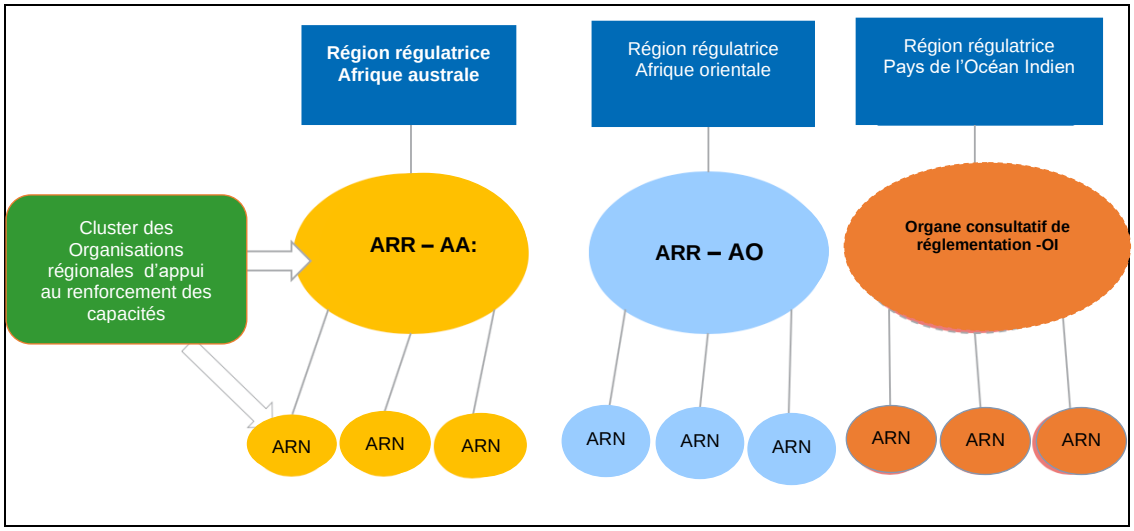
L'ensemble de recommandations ci-dessus a constitué la base des questions sur les femmes dans le secteur de l'énergie dans le cadre de l'enquête menée pour évaluer les compétences et identifier les opportunités de formation. Les questions et réponses sont examinées plus en détail à la section 3.5.

6 Implications des principales recommandations et exigences budgétaires

6.1 Questions institutionnelles

Dans la section **Erreur! Source du renvoi introuvable,** l'approche recommandée pour établir une structure institutionnelle efficace en vue de la surveillance réglementaire du marché de l'électricité dans la région AfOA-OI a été décrite. À cet égard, il a été recommandé, comme le résume à nouveau le tableau ci-dessous, de regrouper les pays en trois régions régulatrices différentes et d'établir une Autorité de réglementation pour l'Afrique australe, une Autorité de réglementation pour l'Afrique orientale et un Organisme consultatif de réglementation pour les États insulaires de la région de l'océan Indien.

Figure 8 – Régions régulatrices recommandées



Il existe deux options de base pour mettre en œuvre le cadre institutionnel recommandé.

1. Le cadre institutionnel recommandé peut être établi avec de nouvelles organisations; ou
2. Il peut être établi sur la base du cadre déjà existant des organismes de réglementation qui a été identifié et analysé dans le rapport d'étude documentaire.

Bien qu'en principe les deux options soient réalisables, nous recommandons d'établir une structure institutionnelle efficace pour la surveillance réglementaire du marché de l'électricité dans la région AfOA-OI basée sur la deuxième option. La deuxième option aurait l'avantage évident dans la mesure où elle:

- veille à ce que la structure institutionnelle / organisationnelle de réglementation régionale déjà existante soit, dans toute la mesure du possible, utile, reflétée et absorbée par la future structure institutionnelle de réglementation régionale chargée de la surveillance réglementaire du marché de l'électricité dans la région AfOA-OI; et
- s'assure que les futures institutions de réglementation régionales bénéficient directement des connaissances et des capacités importantes qui ont déjà été renforcées par les organismes de réglementation régionaux existants au cours des dix dernières années.

Les principales organisations régionales de réglementation en place qui existent déjà et qui doivent donc être rationalisées dans le cadre institutionnel réglementaire régional recommandé, sont composées de la Association régionale des régulateurs de l'électricité de l'Afrique australe (RERA), le Conseil de réglementation indépendant de l'EAPP (EAPP IRB), l'Association régionale des régulateurs

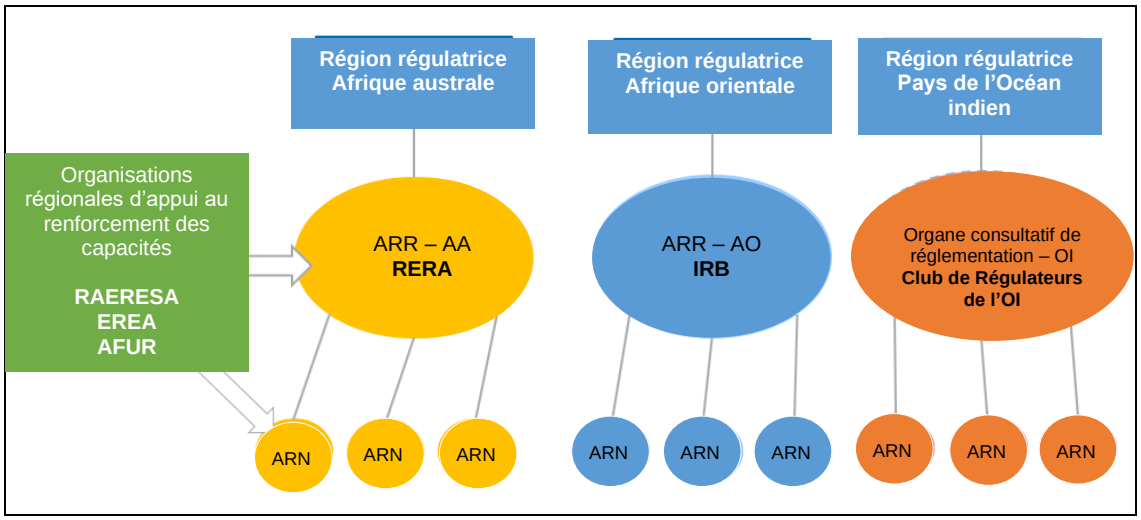
de l'énergie pour l'Afrique orientale et australe (RAERESA) et l'Association des régulateurs de l'énergie pour l'Afrique orientale (EREA) et le Club des régulateurs de l'océan Indien.

Compte tenu des mandats attribués aux organisations désignées en vertu de leurs textes juridiques habilitants respectifs et compte dûment tenu des connaissances et capacités de réglementation déjà existantes au sein de ces organisations, il est recommandé de:

- mandater la RERA comme autorité de réglementation régionale pour la région régulatrice de l'Afrique australe;
- donner mandat à l'IRB en tant qu'autorité régionale de réglementation pour la région régulatrice de l'Afrique orientale;
- mandater le Club des régulateurs de l'océan Indien en tant qu'organe consultatif de réglementation pour les États insulaires de la région de l'océan Indien; et
- mandater la RAERESA, l'EREA et l'AFUR en tant qu'organismes d'appui au renforcement des capacités, notamment:
    - la RERA et l'IRB dans leur nouvelle fonction d'autorités de réglementation régionales pour l'Afrique australe et orientale;
    - le Club des régulateurs de l'océan Indien en sa nouvelle qualité d'organe consultatif de réglementation pour les États insulaires de la région de l'océan Indien; et
    - les Autorités de réglementation nationales dans les trois régions régulatrices.

La structure institutionnelle de réglementation régionale recommandée est illustrée par le tableau ci-dessous.

Figure 9 - Structure institutionnelle de réglementation régionale recommandée



Comme indiqué dans la **section Erreur! Source du renvoi introuvable**, de ce rapport, le succès à long terme de la structure institutionnelle recommandée pour la surveillance réglementaire du marché de l'électricité dans la région AfOA-OI, entre autres facteurs, dépend du niveau de cohérence réglementaire interrégionale entre les régions régulatrices d'Afrique australe et d'Afrique orientale. Afin de garantir la cohérence réglementaire transrégionale maximale, il faut s'assurer dès le départ que:

- les textes juridiques habilitants pour les deux autorités de réglementation régionales mandatées pour l'Afrique australe et orientale sont cohérents dans toute la mesure du possible en termes de gouvernance, structure organisationnelle, fonctions de réglementation, responsabilités réglementaires, instruments réglementaires;
- les deux entités sont mandatées et obligées d'adopter des règles, normes et textes réglementaires régionaux cohérents et obligatoires;
- les deux entités sont mandatées pour appliquer de manière cohérente les règles, normes et textes réglementaires régionaux obligatoires et recommandés communs; et

- les autorités de réglementation nationales sont mandatées de manière cohérente et obligées d'appliquer les règles, normes et décisions de réglementation régionales adoptées par les deux autorités de réglementation régionales.

6.2 Harmonisation réglementaire

L'harmonisation des réglementations dans la région AfOA-OI a été proposée dans trois domaines d'activité principaux, notamment:

- Octroi de licences aux acteurs du secteur de l'électricité;
- Réglementation du réseau (y compris l'élaboration d'un code de réseau régional pour la région combinée de l'Afrique australe et de l'Afrique orientale et un code de réseau «de référence» pour les pays d'OI); et
- Réglementation du marché, axée sur la surveillance du marché et le règlement des différends.

En outre, des propositions ont été présentées pour que les ARR et les ARN travaillent ensemble pour promouvoir les bonnes pratiques dans la mise en œuvre de l'évaluation environnementale stratégique dans le cadre du processus de planification du secteur de l'énergie au niveau régional.

Un problème clé qui découle de l'harmonisation des réglementations est la priorité qui s'appliquera aux réglementations régionales par rapport aux réglementations nationales. Les propositions visant à aborder ces points sont les suivantes.

- Les codes de réseau nationaux devraient au fil du temps être adaptés en vue de s'aligner sur le code de réseau régional et le code de réseau de «référence» des pays de l'OI. Nous reconnaissons toutefois qu'à court ou moyen terme, des dérogations peuvent être nécessaires en ce qui concerne des conditions techniques particulières auxquelles certains réseaux nationaux peuvent ne pas être en mesure de se conformer. Une fois que les ARR sont en place, tel que défini à la section 2.1, ils devraient prendre la responsabilité d'évaluer la conformité aux codes de réseau nationaux dans les pays sous leur juridiction, et convenir avec les ARN et les services publics d'électricité du processus par lequel la conformité avec le code de réseau régional sera atteint. Dans les pays de l'OI, le Club des régulateurs devrait travailler avec les différents pays de la région afin de les aider à aligner leurs codes de réseau sur le code de «référence». Il ne serait pas nécessaire de mettre en place un processus d'accord formel avec les pays de l'OI sur les dérogations;
- Nous proposons que les modèles de licences et les accords-type que nous avons recommandés soient élaborés et adoptés par les ARR et mis en œuvre par les ARN en vertu du principe de subsidiarité. Dans les pays de l'OI, le Club des régulateurs devrait à nouveau travailler avec les ARN pour aligner leurs régimes d'octroi de licences et accords sur les meilleures pratiques, sans que cela ne soit obligatoire;
- En ce qui concerne la surveillance du marché, nous notons que le SAPP est en train de créer une unité de surveillance du marché chargée de traiter les questions d'intégrité du marché. Cela crée potentiellement un conflit avec le rôle proposé de l'ARR pour l'Afrique australe (l'organisme RERA dans son rôle révisé en tant qu'autorité de réglementation) qui aurait le pouvoir de définir et d'appliquer des sanctions en cas de violation des règles du marché régional. D'autre part, nous avons noté lors des discussions au cours de l'atelier de validation que pour appliquer les sanctions réglementaires liées au commerce régional, il faut des actions de verrouillage des ARN ainsi que des ARR pour un plein effet. Nous proposons donc que:
  a) jusqu'à ce que les ARR soient pleinement établies, ce sont les ARN qui doivent prendre la responsabilité de l'application des sanctions convenues entre le SAPP et la RERA, en Afrique australe, et entre l'EAPP et l'IRB, en Afrique orientale; et
  b) à l'avenir, cependant, le rôle des pools énergétiques devrait être de surveiller le comportement des acteurs du marché et de rendre compte à l'ARR compétente. L'ARR aurait alors la responsabilité de décider et d'appliquer les sanctions.

6.3 Modifications des protocoles d'accord et des accords régionaux

Afin de mettre en œuvre la structure institutionnelle recommandée pour la surveillance réglementaire du marché de l'électricité dans la région AfOA-OI, les organisations régionales concernées, la SADC en Afrique australe, le COMESA en Afrique orientale et la Commission de l'océan Indien (COI) dans la

région de l'océan Indien, devraient apporter certaines modifications afin de créer un cadre juridique adéquat permettant à chacune des institutions de réglementation régionales proposées d'exercer efficacement son mandat.

6.3.1 Décisions et modifications requises visant à établir la RERA et l'IRB en tant qu'Autorités de réglementation régionales

Pour les régions de l'Afrique australe et de l'Afrique orientale, les organisations régionales qui ont déjà créé la RERA et l'IRB, les Conseils des ministres de l'énergie de la SADC et du COMESA, devraient également créer le cadre juridique habilitant pour la RERA et l'IRB en tant qu'autorités de réglementation régionales pour l'Afrique australe et l'Afrique orientale. À cet égard, la SADC et le COMESA, s'appuyant sur l'instrument juridique adéquat conformément aux pratiques régionales pertinentes, doivent prendre des décisions formelles:

1) transposer les deux organisations en un organisme de réglementation régional totalement indépendant pour l'Afrique australe et orientale;
2) modifier les textes juridiques habilitants de la RERA et de l'IRB selon les besoins afin de permettre aux deux autorités d'exercer efficacement sa surveillance réglementaire dans les régions régulatrices de l'Afrique australe et orientale; et
3) créer un cadre adéquat pour la coopération entre les autorités de réglementation régionales et nationales, en déterminant clairement les règles et obligations des autorités de réglementation nationales en ce qui concerne la transposition des décisions des autorités de réglementation régionales au niveau national.

En particulier, les décisions pertinentes de la SADC et du COMESA doivent déterminer :

- l'emplacement/ le siège de l'autorité de réglementation;
- le statut juridique de l'autorité de réglementation;
- la structure de gouvernance de l'autorité de réglementation;
- les dispositions financières, y compris les sources de financement, les règles d'élaboration du budget et les règles de contrôle budgétaire de l'autorité de réglementation;
- les tâches, les responsabilités et les instruments réglementaires de l'autorité de réglementation, y compris notamment:
    - l'élaboration et l'adoption de règles et de textes réglementaires normatifs régionaux communs applicables à l'ensemble du développement et du fonctionnement du système régional, tels que:
        - le code de réseau régional;
        - les frais de transport;
        - les frais d'acheminement;
        - les normes communes consacrées aux AAE; et
        - les règles d'octroi de licences et les modèles de licence se rapportant aux activités régionales d'électricité, etc.
    - Les décisions relatives à la réglementation sur le respect des règles et textes réglementaires régionaux obligatoires;
    - la surveillance et le contrôle du marché régional;
    - Le renforcement des capacités régionales et la formation des responsables des autorités de réglementation nationales; et
    - L'élaboration de règles communes de régions régulatrices recommandées et de textes réglementaires standards pour l'ensemble de la région avec le soutien d'autres organisations régionales compétentes.
- Les règles-cadres de coopération entre les autorités de réglementation régionales et nationales, en particulier les obligations des autorités de réglementation nationales, y compris:
    - l'obligation générale de coopérer avec les autorités de réglementation régionales, si elles en ont besoin pour s'acquitter de leurs responsabilités;
    - l'obligation de coopérer avec les autorités de réglementation régionales aux fins de l'élaboration de règles, normes et textes réglementaires régionaux obligatoires et recommandés; et

- l'obligation de transposer (dans la mesure requise) et d'appliquer les règles, les normes et les textes réglementaires régionaux obligatoires adoptés par les autorités de réglementation régionales en vertu des règles juridiques et de réglementation nationales.

- les règles-cadres de coopération entre les autorités de réglementation régionales et les organisations régionales de soutien au renforcement des capacités qui sont désignées pour fournir un soutien institutionnel aux institutions de réglementation régionales dans les trois régions régulatrices; et
- l'obligation d'appliquer les décisions réglementaires prises par les autorités de réglementation régionales au niveau national.

6.3.2 Décisions nécessaires à la création du club régional des régulateurs de la COI

Dans la région de l'océan Indien, la Commission de l'océan Indien devrait prendre une décision officielle de créer le Club des régulateurs de l'océan Indien en tant qu'organe consultatif régional pour les questions relatives à la réglementation régionale. Compte tenu de la nature consultative du Club des régulateurs de l'océan Indien, il semblerait recommandable de créer le Club des régulateurs sur la base d'un simple protocole d'accord. Ce protocole accord devrait determiner:

- L'emplacement / le siège;
- Le statut juridique;
- La structure de gouvernance;
- Les dispositions financières, y compris les sources de financement, les règles d'élaboration du budget et les règles de contrôle budgétaire;
- Les tâches, les responsabilités et les instruments réglementaires consultatifs, y compris:
    - L'élaboration et l'adoption de règles et de textes réglementaires normatifs régionaux applicables à l'ensemble du développement et du fonctionnement du système régional, tels que:
        - Les règles de connexion communes;
        - Les normes communes pour les AAE; et
        - Les règles d'octroi de licences et les modèles de licence communs.
    - Le renforcement des capacités régionales et la formation des responsables des autorités de réglementation nationales.

6.3.2.1 Décisions et modifications nécessaires visant à établir un cadre d'appui au renforcement des capacités

Enfin, il serait nécessaire de modifier les cadres juridiques habilitants de la RAERESA, l'EREA, l'AFUR et d'autres organisations régionales potentielles qui pourraient faire partie du groupe d'organisations régionales de soutien au renforcement des capacités réglementaires afin de les obliger à fournir un soutien aux institutions de réglementation régionales proposées.

6.4 Exigences budgétaires

6.4.1 Estimation budgétaire

En examinant les budgets des différents régulateurs, il est devenu clair qu'ils utilisent des normes d'établissement de rapports différentes. Il faut s'y attendre, mais il est très difficile de faire une comparaison équitable entre les différentes institutions et de recommander des normes et standards appropriés. Le défi est rendu plus complexe dans la mesure où les responsabilités relatives à la réglementation varient, certains régulateurs étant uniquement responsables de l'électricité tandis que d'autres ont des responsabilités supplémentaires telles que le gaz, les combustibles liquides, l'eau et l'assainissement. La différence de devise entre les régions ajoute une autre couche de complexité.

Afin d'établir une approche pouvant être utilisée par tous les régulateurs et régions, nous avons élaboré un cadre de coûts simplifié. Le cadre de haut niveau sert à contrer les différences dans les formats d'établissement de rapports et les approches commerciales (par exemple, location contre propriété d'immeubles). Ce cadre regroupe les différentes dépenses en quatre grandes catégories à savoir:

1. Total des coûts de personnel pour l'entreprise;

2. Amortissement (Ex. véhicules, équipements, TI, etc.);
3. Honoraires professionnels (par exemple, frais de commissaires aux comptes, frais de conseils et frais juridiques); et
4. Autres dépenses générales (bâtiments, loyer, abonnements, transport, formation, ateliers, etc.).

En exprimant les catégories de dépenses en pourcentage du budget total, il est possible d'établir un budget de référence qui pourrait être utilisé dans toutes les zones monétaires. Le tableau ci-dessous montre les plages de référence types pour les quatre catégories de dépenses:

Tableau 12: Repérer les fourchettes de catégories de dépenses

Catégorie de dépenses	Minimum	Attendue	Maximum
Frais de personnel	45%	55%	65%
Amortissement	3%	5%	7%
Honoraires professionnels	10%	15%	25%
Autres dépenses	15%	25%	35%

Il est intéressant, mais pas surprenant, de noter que les dépenses de personnel représentent généralement le poste de dépenses le plus important du budget. Il représente également un point de départ très utile pour définir le budget d'un régulateur type. L'analyse montre que le coût total moyen pour l'entreprise d'un employé de réglementation varie entre 40 000 USD et 80 000 USD avec une valeur attendue de 60 000 USD.

En utilisant l'approche et les résultats ci-dessus, il est possible d'élaborer un budget indicatif pour un régulateur typique. Par exemple, supposons qu'un organisme de réglementation emploie 53 personnes et que le coût moyen pour l'entreprise soit de 60 000 USD par an. Le coût total du personnel de l'entreprise sera donc de 3 180 000 USD par an. Sur la base de ce résultat et en utilisant les valeurs de référence attendues pour les catégories de dépenses de haut niveau, le budget estimé sera le suivant.

Tableau 13: Budget indicatif d'un régulateur typique

Catégorie de dépenses	Repère	Dépenses (USD)
Frais de personnel	55%	3.180.000
Amortissement	5%	289.091
Honoraires professionels	15%	867.272
Autres dépenses	25%	1.445.454
Total	100%	5.781.817

6.4.2 Modalités relatives aux financements

Le mécanisme et la source de financement des autorités de réglementation ont un impact direct sur la durabilité, l'indépendance et l'efficacité de la réglementation. Les régulateurs de l'énergie utilisent souvent une combinaison de mécanismes de financement, certaines des options les plus courantes étant décrites dans le tableau 5.

Tableau 14 : Mécanismes de financement des régulateurs communs

Catégorie de financement	Mécanisme de financement	Brève description
Appui	Financement	En règle générale, un montant fixe mis de côté dans une allocation budgétaire pour financer les activités

	gouvernemental	de réglementation
	Subvention / don (parties tierces)	Financement par un tiers pour une activité ou une tâche spécifique à réaliser par le régulateur (par exemple subvention de l'Institut de financement du développement)
Commerce	Impôt	Taxe sur les transactions de clients pertinentes par le biais de la quantité consommée ou du coût fixe (par exemple, centimes d'électricité / kWh, cents / litre de pétrole, cents / giga joules de gaz)
Tansactions	Frais de licence	Recouvrement des coûts pour l'administration continue liée à la licence d'exploitation des entités réglementées (par exemple, frais de renouvellement annuel)
	Frais de demande	Recouvrement des coûts de traitement des dossiers de demande des entités réglementées (par exemple, frais de demande de licence)
Activités ad hoc	Frais liés au règlement des différends	Recouvrement des coûts liés au traitement des plaintes officielles ou des litiges potentiels
	Sanctions et amendes	Source de revenus supplémentaire et incitation des entités réglementées à se conformer aux règles
Autres	Intérêts accumulés	Taux de rendement gagné sur les comptes d'épargne des organismes de réglementation (Ex. Intérêts des fonds en fiducie)
	Revenus locatifs	Paiement des locataires potentiels utilisant les locaux appartenant au régulateur (par exemple, sous-location d'espace de bureau supplémentaire)

Chaque mécanisme de financement présente des avantages et des défis potentiels. En général, le financement de la réglementation provenant directement de l'industrie, c'est-à-dire par le recouvrement des coûts liés aux redevances de l'utilisateur (tels que les prélèvements ou les frais de demande et de renouvellement), a tendance à être plus efficace sur le plan économique que les revenus provenant de sources générales de soutien telles que le Trésor public ou les subventions de tiers. Le tableau 6 fournit plus de détails sur les autres avantages et défis liés à chaque mécanisme de financement.

Tableau 15: Avantages et inconvénients des mécanismes de financement des régulateurs

Mécanisme de financement	Avantages	Défis
Financement gouvernemental	• Prélèvements simples en faveur du régulateur • Prévisions budgétaires transparentes	• Moins d'indépendance • Ne reflète pas les coûts • Influence politique potentielle
Subvention / don (tierce partie)	• Aucun frais pour le client ou le gouvernement	• Moins d'indépendance • Source de financement peu fiable
Prélèvements	• Economiquement efficace • Répartition équitable des coûts • Encourage la conservation • Échelles par rapport à la croissance de l'industrie	• La demande en baisse réduit le financement • Défi lié à la prévision des revenus • Coût élevé pour les clients
Droits de licence	• Economiquement efficace • Répartition équitable des coûts	• Coût accru pour les entreprises

Mécanisme de financement	Avantages	Défis
	• Échelles par rapport à la croissance de l'industrie	
Frais de demande	• Economiquement efficace • Répartition équitable des coûts	• Peut décourager les demandeurs s'ils sont trop élevés
Frais de règlement des différends	• Maintient l'indépendance du régulateur	• Difficile à estimer à l'avance • Indépendance compromise si l'approbation du gouvernement est nécessaire
Sanctions et amendes	• Incitation à suivre les règles	• Nécessite l'application
Intérêts accumulés	• Récupère le coût des actifs inutilisés	• L'excédent suggère l'inefficacité
Revenus locatifs	• Récupère le coût des actifs inutilisés	• Suggère des actifs de taille inefficace • Hors mandat réglementaire

En tant que meilleure pratique générale, le financement d’un organisme de réglementation devrait provenir de fonctions qu’il est tenu d’exécuter de manière efficace. Par exemple, le montant des droits de licence doit récupérer avec précision le temps et les ressources nécessaires à l'organisme de réglementation pour traiter les dossiers de licence. La figure 4 présente un certain nombre de principes utiles supplémentaires pour les régulateurs.

En examinant les modalités de revenus des divers régulateurs, il est devenu clair que la forme la plus dominante de collecte des revenus est basée sur les ventes d'unités d'énergie (par exemple $ / kWh). Une autre observation est que de nombreux régulateurs facturent des droits de licence peu élevés qui sont probablement inférieurs au coût de gestion et de maintien des licences. Cela peut ne pas être un problème lorsqu’on ne dispose que quelques acteurs sur le marché, mais cela pourrait devenir un problème important lorsque davantage d'acteurs privés entreront sur le marché. Les demandes de licence et les processus de maintenance peuvent prendre énormément de temps et de ressources, ce qui augmentera les coûts. Il est donc important que les régulateurs fassent payer correctement la demande, l'approbation et le renouvellement des licences.

Figure 10: Principes de financement des régulateurs[17]

Soutient efficacement les résultats
1. Les niveaux de financement devraient être suffisants pour permettre au régulateur, fonctionnant efficacement, d'atteindre effectivement les objectifs fixés par le gouvernement, y compris les obligations imposées par d'autres lois.
2. Les processus de financement doivent être transparents, efficaces et aussi simples que possible.
Recouvrement des coûts en matière de réglementation
3. Les régulateurs ne devraient pas fixer le niveau de leurs frais de recouvrement des coûts, ni l'étendue des activités qui entraînent des frais, sans surveillance indépendante. Ces frais et l'étendue des activités assujetties aux frais devraient être conformes aux objectifs de la politique et aux directives sur les frais établis par le gouvernement ou, lorsqu'ils ne sont pas en place ; confère aux « *Lignes directrices de l'OCDE sur les meilleures pratiques en matière de tarification des services publics* ».
4. Lorsque le recouvrement des coûts est requis, le régulateur ne devrait pas courir le risque d'imposer des charges administratives ou des coûts de conformité inutiles ou inefficaces aux entités réglementées.
Frais de contentieux et d'exécution
5. En raison des coûts importants et imprévisibles que cela implique, les autorités de réglementation devraient suivre un processus défini afin d'obtenir un financement pour les principales actions judiciaires imprévues dans l'intérêt public qui soit compatible avec le degré d'indépendance de l'autorité de réglementation.
Financement d'entités externes par un régulateur
6. Un organisme de réglementation ne devrait financer d'autres entités que pour mener des activités qui sont directement liées aux objectifs de l'organisme de réglementation, telles que l'information et l'éducation sur la façon de se conformer à la réglementation, ou des recherches visant à éclairer les priorités de l'organisme de réglementation. Tout financement d'organisations représentatives ou de défense des politiques devrait relever de la responsabilité du ministère compétent, et non du régulateur.

[17] Source: (OECD, 2013)

7 Axe de travail B: Évaluation des compétences

7.1 Matrice de compétences

Dans le cadre de l'axe de travail B, le consultant a élaboré une matrice de compétences pour évaluer les compétences des participants dans un large éventail de fonctions, rôles et responsabilités de réglementation typiques. La matrice a été convertie en une série de questions qui ont constitué le fondement d'une méthodologie d'évaluation des compétences ayant guidé l'élaboration d'une enquête par questionnaire.

L'enquête a été élargie pour évaluer également les niveaux de dotation en personnel et les profils des participantes en vue d'établir une base de référence à différents niveaux d'ancienneté pour le nombre de femmes impliquées dans l'industrie de réglementation. Le questionnaire demandait également aux participants d'indiquer leur point de vue sur:

1. Le besoin de formation ainsi que les domaines dans lesquels une formation est nécessaire;
2. Les organismes et instituts de formation utilisés pour dispenser les cours de formation; et
3. Les méthodes de formation préférées.

7.2 Structure du questionnaire

Le programme de formation réactif a été conçu autour des questions et réponses du questionnaire d'évaluation des compétences. Le questionnaire a été envoyé à 29 régulateurs (ou ministères s'il n'y a pas de régulateurs), ainsi qu'au SAPP et à l'EAPP, à qui il a été demandé de remplir et de renvoyer les formulaires.[18]

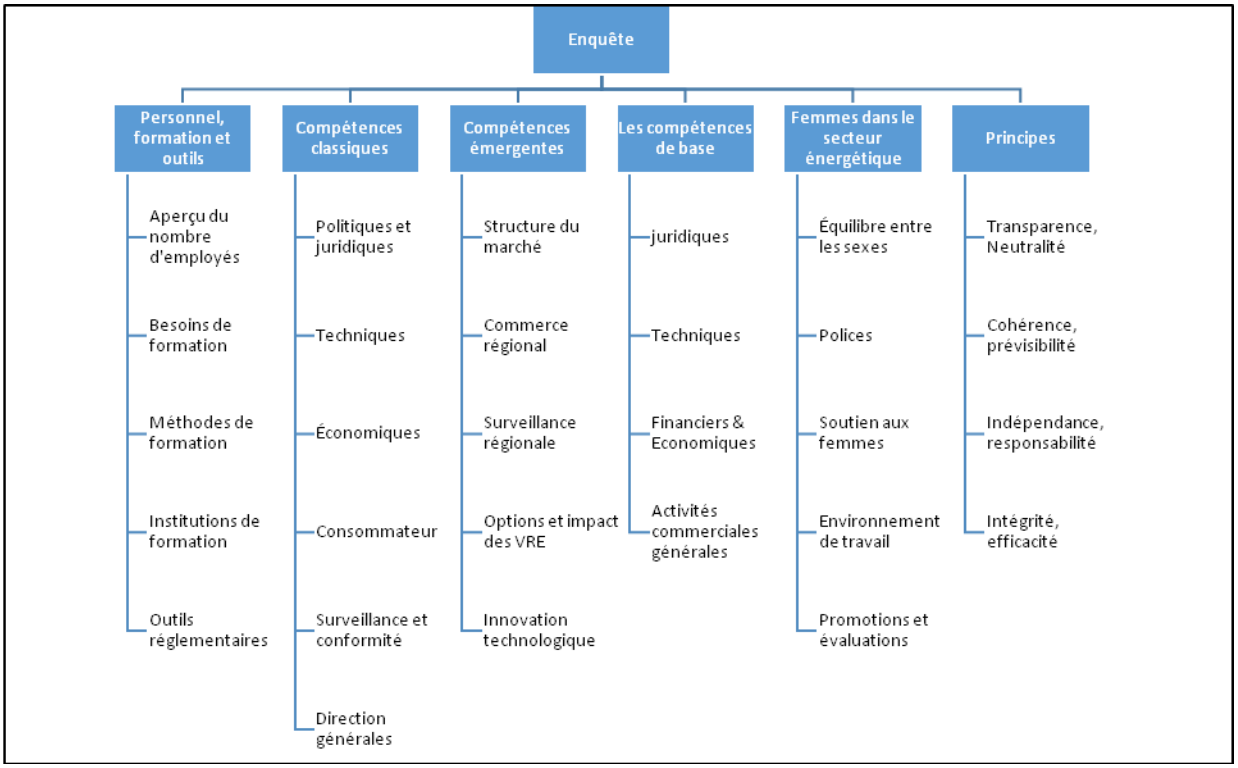
Les principaux objectifs de l'enquête étaient de:

1. Effectuer une évaluation des compétences en répondant aux diverses questions;
2. Identifier les besoins de formation parmi les régulateurs en utilisant les réponses aux questions ainsi que les propres besoins de formation identifiés par les régulateurs; et
3. Saisir les niveaux de dotation en personnel de réglementation en vue d'établir une «référence» (telle quelle) pour les femmes dans le secteur de la réglementation.

La structure de l'enquête est illustrée dans la figure ci-dessous:

[18] Un total de 31 répondants potentiels

Figure 11: Structure de l'enquête



Les réponses initiales, résumées ci-dessous, donnent un aperçu de(s):

1. Personnel, formation et outils,
2. Compétences classiques,
3. Compétences émergentes, et
4. Femmes dans le secteur de l'énergie.

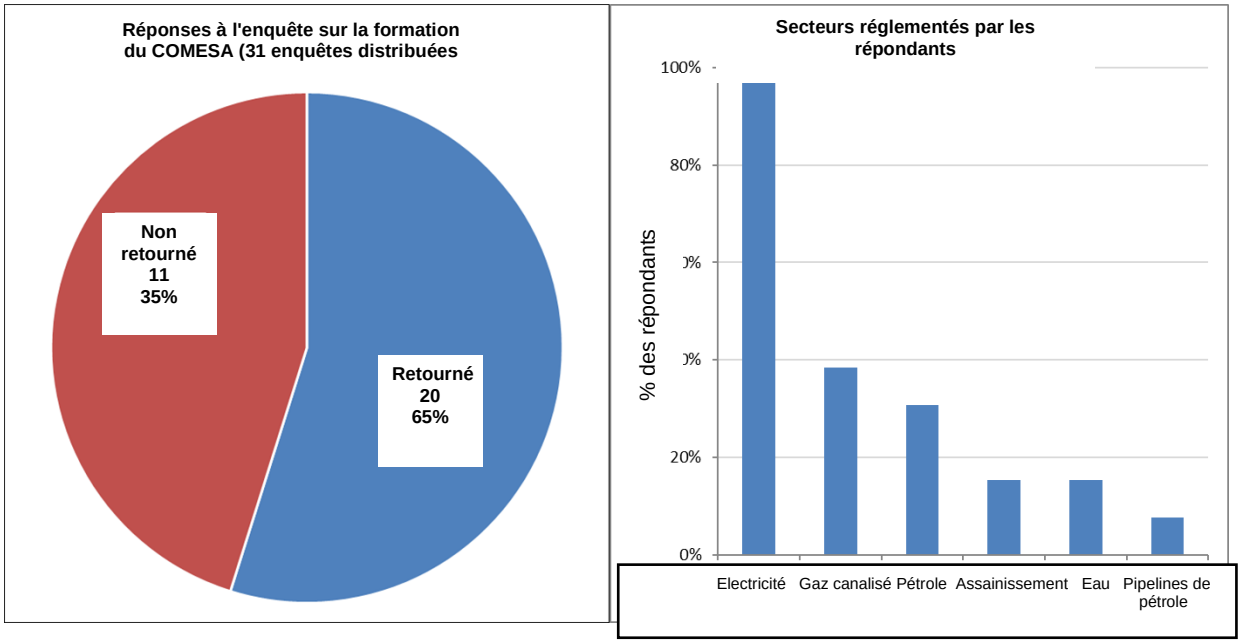
Les répondants à l'enquête sont indiqués dans le tableau ci-dessous:

Figure 12: Répondants à l'enquête régionale

Répondants (20)		
Afrique australe (9)	Afrique orientale (8)	Océan indien (3)
Botswana RDC Eswatini Lesotho Malawi Mozambique Namibie Afrique du Sud Zimbabwe	EAPP Égypte Éthiopie Kenya Soudan du Sud Tanzanie Tunisie Ouganda	Madagascar Maurice Seychelles

La figure ci-dessous montre le taux de réponse à l'enquête à ce jour, et donne un aperçu des taux de réponse par secteur réglementé (par exemple, électricité, eau, gaz etc.):

Figure 13: Comparaison des taux de réponse aux enquêtes régionales



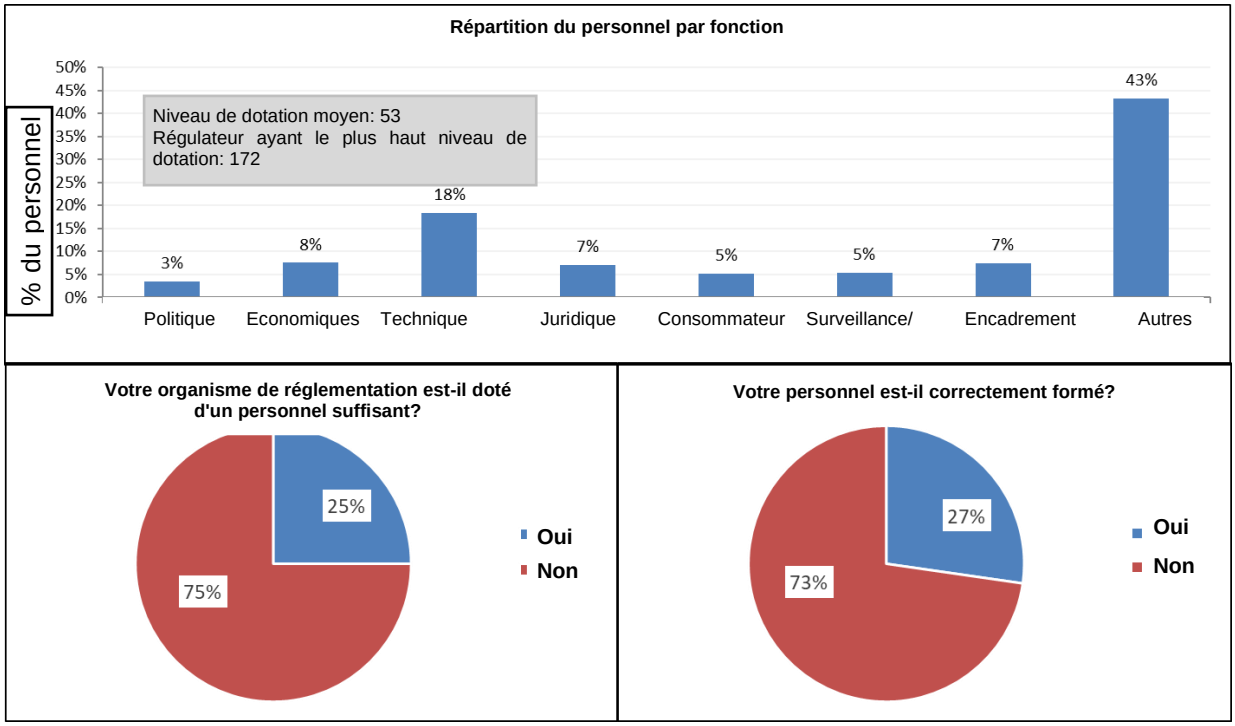
La figure montre que, l'enquête a un taux de réponse total de 65% soit 20 sur 31.

Il est intéressant de noter que 100% des personnes interrogées réglementent leur secteur de l'électricité, certains étant également responsables du gaz, du pétrole, de l'eau et de l'assainissement. Alors que certaines des questions de l'enquête concernent les compétences réglementaires génériques, plusieurs portent spécifiquement sur des questions qui ne concernent que l'industrie de l'électricité.

7.3 Réponses: aperçu de la dotation en personnel

La première partie de l'enquête est consacrée à déterminer le type de niveaux de dotation en personnel que l'on peut trouver dans les organisations des répondants. Les principaux résultats sont résumés ci-dessous.

Figure 14: Niveaux du personnel et analyse des compétences

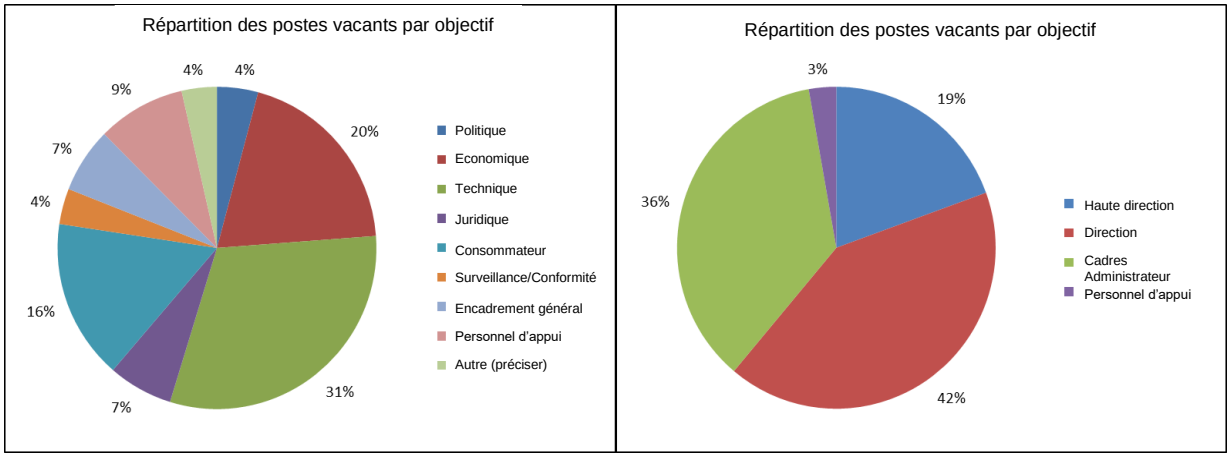


Les figures ci-dessus montrent:

1. L'effectif le plus élevé parmi les 13 répondants pour cette section de l'enquête était de 172 et l'effectif moyen était de 53. Ces valeurs excluent les postes vacants. Lorsque les postes vacants sont compris, l'effectif moyen était de 65 personnes.
2. Le personnel jouant un rôle technique, constituent la plus grande composante (à 18%) de l'effectif total, suivi par l'économie, le juridique et la direction générale (tous 7%) - il y avait un grand nombre d'employés (43%) qui avaient des fonctions qui tombent en dehors des catégories énumérées ci-dessus. Ces «autres fonctions» comprennent les finances, l'approvisionnement, l'audit, la planification des risques et de l'organisation et les ressources humaines qui pourraient être considérées comme faisant partie des fonctions d'appui.
3. Une conclusion essentielle de cette section de l'enquête est que la majorité des répondants estiment que leur organisation n'est ni dotée du personnel adéquat ni formée de manière appropriée.

Les répondants ont également fourni des informations sur les postes vacants comme indiqué dans les figures ci-dessous:

Figure 15: Analyse des postes vacants du personnel



Les réponses montrent que:

1. La majorité des postes vacants concernent des postes de direction et cadres supérieurs - 78% du total des postes vacants.
2. Une évaluation de la répartition des postes vacants par objectif montre que le personnel d'appui technique a le plus de postes vacants à 31%, suivi de près par les postes vacants aux niveaux de l'économie et de la consommation ; ces trois domaines représentent 67% du total des postes vacants par objectif.
3. Les 33% de postes vacants restants sont répartis de manière assez égale entre les autres fonctions du personnel.
4. Les postes vacants ont un impact sérieux sur les organisations et les empêchent de s'acquitter de toutes leurs fonctions et responsabilités dans des délais acceptables et selon la norme de qualité appropriée. Cela impose également un volume de travail supplémentaire au personnel restant, ce qui se traduit par une main-d'œuvre surchargée et stressée et un environnement de travail malheureux et malsain.

7.4 Réponses: évaluation des compétences

7.4.1 Approche d'évaluation des compétences

L'évaluation globale du niveau de compétences[19] a été effectuée en vérifiant les capacités du répondant dans quatre domaines clés, comme le montre le tableau ci-dessous:

Compréhension	La compréhension théorique du régulateur des sujets et des problèmes; la capacité du régulateur à évaluer et suggérer les options les plus efficaces compte tenu des exigences locales
Développement	La capacité du régulateur à développer et à appliquer ses connaissances et son expérience dans ce domaine par rapport aux questions de réglementation spécifiques pertinentes; fournir une contribution aux cadres, processus, méthodologies, règles, politiques et planification; évaluer et rendre compte de l'impact des décisions réglementaires et politiques
Maintien	Capacité du régulateur à maintenir et à ajuster les cadres, les processus, les méthodologies, les règles, les politiques, la planification et les décisions réglementaires en fonction de l'évolution des normes et exigences mondiales et locales
Suivi & Mesure	Capacité du régulateur à contrôler et à rendre compte de manière cohérente des cadres, processus, méthodologies, règles, politiques, planification et décisions afin d'éclairer et de soutenir les processus de compréhension, de développement et de maintien.

L'échelle et le système de notation comportaient quatre niveaux, comme indiqué ci-dessous:

Compétence minimale	0	Le répondant est un novice et a besoin d'une formation importante avant de pouvoir fonctionner et opérer à un niveau acceptable.

[19] Comme le score moyen dans les quatre domaines

Une certaine compétence	1	Le répondant possède des compétences limitées mais insuffisantes pour accomplir les tâches attendues liées à l'emploi.
Compétence adéquate	2	Le répondant possède des compétences suffisantes pour entreprendre les tâches courantes et spécifiques requises par la fonction et le poste.
Compétences spécialisées	3	Le répondant possède et est capable d'appliquer des compétences hautement spécialisées par rapport à des tâches qui sont variées, complexes et / ou non routinières

Enfin, les besoins de développement des compétences sont ensuite fondés sur les scores indiqués ci-dessous. Aux fins de cet exercice d'évaluation des compétences, le score absolu n'est pas important, ce qui compte, c'est le score relatif. Autrement dit, un score inférieur indique un besoin accru de formation. Des scores plus faibles sont donc une indication d'un domaine de formation potentielle:

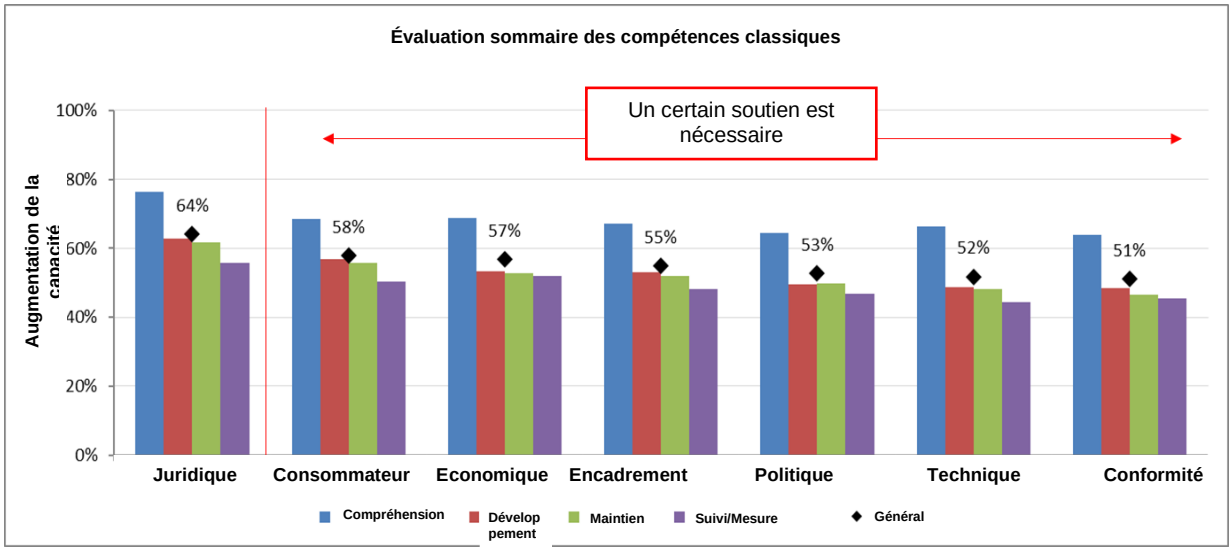
- > 60% de score de capacité: Formation limitée requise
- 50% - 60% de score de capacité: Une formation est requise
- < 50% de score de capacité: Une formation importante est requise

7.4.2 Compétences classiques

Les résultats de l'évaluation des compétences de réglementation classiques montrent que les répondants, en moyenne, estiment avoir les compétences adéquates pour répondre aux exigences de la plupart des exigences de réglementation «classiques». Les compétences classiques incluent les domaines dans lesquels les régulateurs sont traditionnellement tenus de démontrer leur compétence: les rôles des différentes parties prenantes, l'impact des politiques, la concurrence en matière de réglementation, etc.

En moyenne, on s'attendrait à ce que les régulateurs démontrent des compétences relativement plus élevées dans ces domaines, par rapport à celles requises dans les domaines de réglementation «émergents» ou nouveaux. Dans cette partie, lorsque leurs niveaux de compétences sont davantage ventilés (c'est-à-dire au-delà de la moyenne), il devient clair que la plupart des membres du personnel ont une bonne compréhension des concepts évalués. Cependant, ils estimaient que leur capacité à développer, maintenir et surveiller chaque domaine nécessitait une formation et un soutien supplémentaires.

Figure 16: Évaluation sommaire des compétences classiques

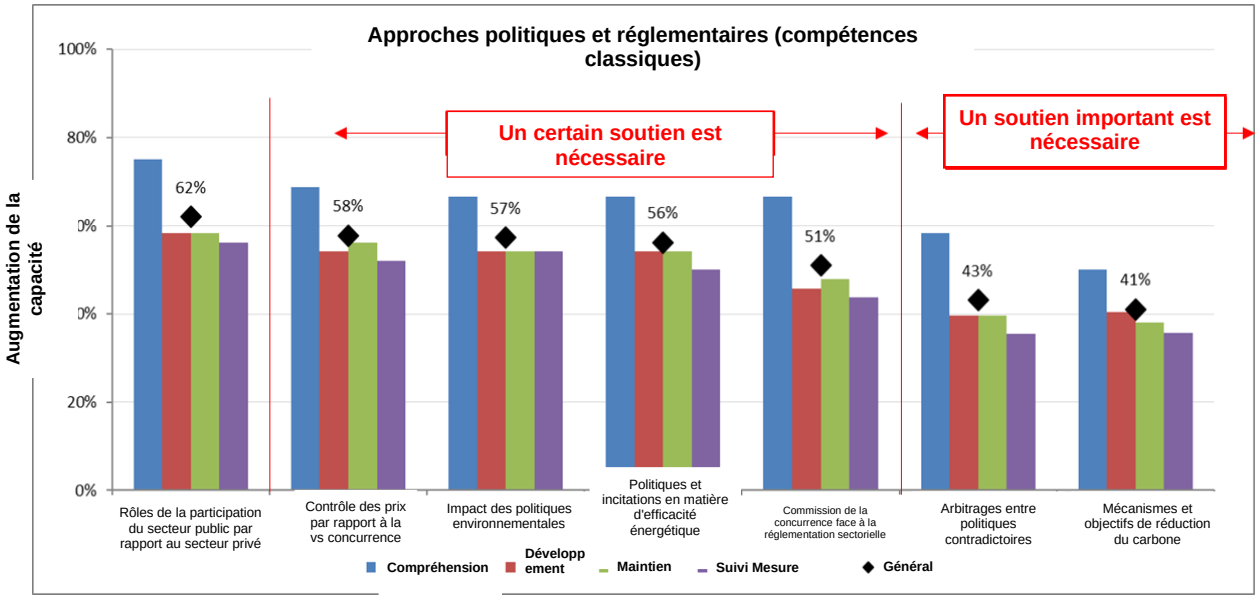


Une évaluation sommaire de toutes les compétences classiques enquêtées montre que:

1. En moyenne, les régulateurs estiment que leurs compétences juridiques sont les plus solides et qu'une formation limitée est nécessaire pour cette compétence;
2. Toutes les autres compétences classiques nécessitent un soutien pour une formation supplémentaire (score de capacité de 50% à 60%); et
3. Les compétences classiques de «conformité» et «techniques» ont reçu les scores les plus bas et nécessitent le plus de soutien à la formation - cela correspond également à l'évaluation initiale des régulateurs des domaines qui nécessitent le plus de soutien, comme indiqué ci-dessus à la section 3.3.

Vous trouverez ci-dessous un examen et une évaluation des réponses détaillées qui sous-tendent l'évaluation sommaire des compétences classiques.

Figure 17: Réponses à l'enquête: compétences politiques et réglementaires classiques



Concernant les compétences d'approche politique et réglementaire:

1. En moyenne, les répondants se sont sentis plus à l'aise avec les rôles différents des secteurs public et privé dans leur secteur des services d'électricité (côté gauche de la figure ci-dessus);
2. Cependant, ils étaient beaucoup moins à l'aise avec la gestion des compromis entre les politiques conflictuelles et les mécanismes de réduction du carbone (côté droit de la figure ci-dessus) - ces compétences nécessitent un soutien important en matière de formation; et
3. Comme indiqué ci-dessus, un score compris entre 50% et 60% indique qu'une formation complémentaire est nécessaire - la figure ci-dessus indique que la plupart des domaines évalués nécessitent une formation, notamment: les politiques environnementales; le contrôle des prix en ce qui concerne la concurrence; l'efficacité énergétique et les avantages de la concurrence en matière de réglementation.

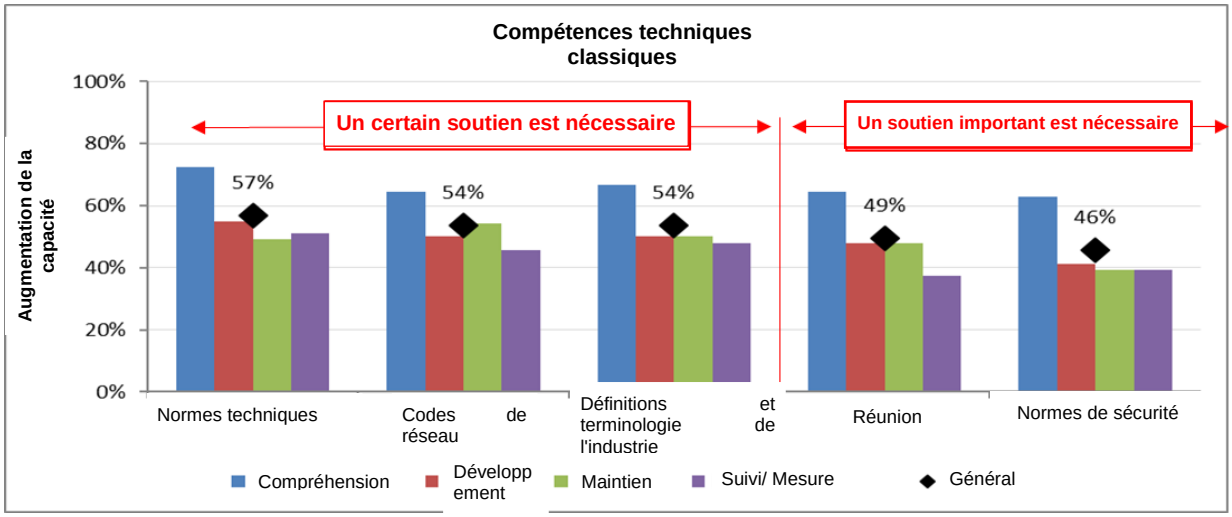
L'analyse de la répartition des compétences montre également le décalage entre les compétences de compréhension et d'application (c'est-à-dire développer, maintenir et surveiller). Le losange noir dans chaque graphique à barres représente le niveau de compétence moyen. La compétence moyenne la plus élevée à gauche du graphique a un niveau de compétence moyen de 62%. Il est clair que la «compréhension» des régulateurs en ce qui concerne les problèmes dépasse largement les 62%; cependant, leur «développement» et «maintien» est à 58% et leur capacité à «surveiller» est à 51%, bien en dessous de la moyenne.

Cette tendance se reflète dans tous les domaines de compétences «classiques» évalués, la «compréhension» étant constamment supérieure à la moyenne et les trois autres domaines inférieurs à la moyenne. Il est important de noter que les résultats présentés dans cette section reflètent l'évaluation des compétences et donc les besoins de formation pour un régulateur «moyen». L'évaluation des compétences et les besoins de formation d'un régulateur individuel peuvent différer sensiblement de la

«moyenne». Cependant, il est surprenant qu'en moyenne, l'auto-évaluation des régulateurs indique qu'ils bénéficieraient d'une formation dans tous les domaines de compétences étudiés.

Les réponses des régulateurs à l'enquête sur les compétences «techniques classiques» sont présentées dans la figure ci-dessous:

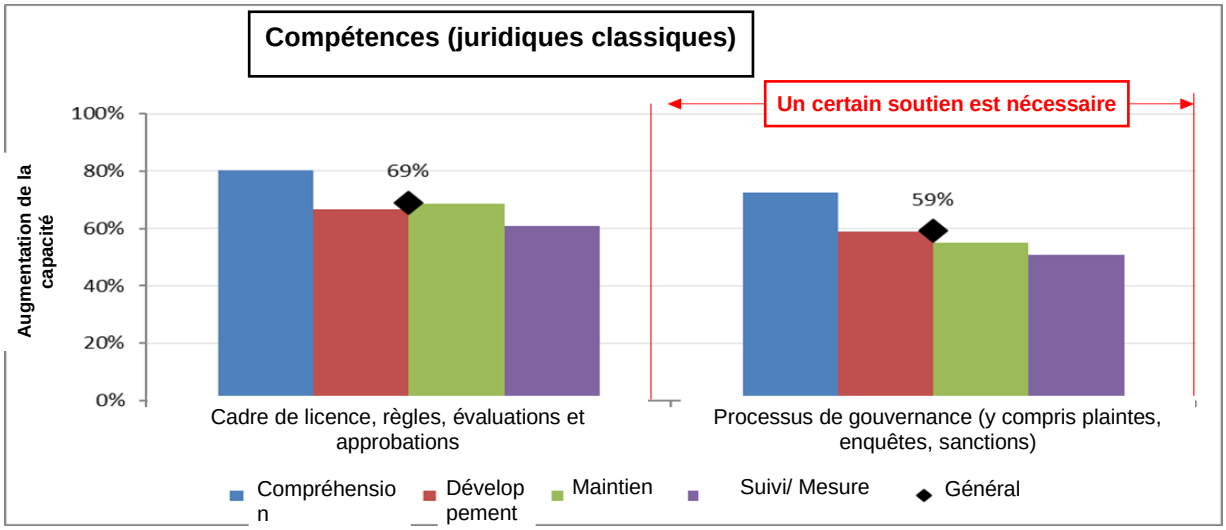
Figure 18: Réponses à l'enquête: compétences techniques classiques



Comme nous l'avons vu plus haut, les compétences techniques sont considérées comme l'une des plus faibles de toutes les compétences classiques étudiées.

1. Un résultat surprenant de l'enquête est la nécessité d'un soutien important aux normes de comptage et de sécurité - cela pourrait être lié à l'introduction de la nouvelle technologie à énergie renouvelable variable (ERV), des compteurs à prépaiement et intelligents, ainsi que des problèmes liés au réseau, à savoir, le comptage et la facturation nette des systèmes photovoltaïques sur les toits;
2. Un autre domaine technique nécessitant une formation importante est celui des «normes de sécurité». L'établissement de normes de sécurité appropriées est bien entendu fondamental pour les principales responsabilités des régulateurs. Cela, combiné au déploiement de nouvelles technologies de production et de distribution, en général, et à la production «derrière le compteur» en particulier, alors, la nécessité d'une formation aux normes de sécurité est compréhensible;
3. En ce qui concerne les compétences d'approche politique et réglementaire ci-dessus, la compréhension technique est toujours plus élevée que le développement, le maintien et la surveillance; et
4. La seule exception est qu'en moyenne, les régulateurs estiment qu'ils sont mieux à même de maintenir les codes de réseau que de les développer ou de contrôler la conformité des codes de réseau. Les codes de réseau sont des règles de réglementation relativement bien élaborées sur la plupart des marchés étudiés, ce qui pourrait expliquer la réponse.

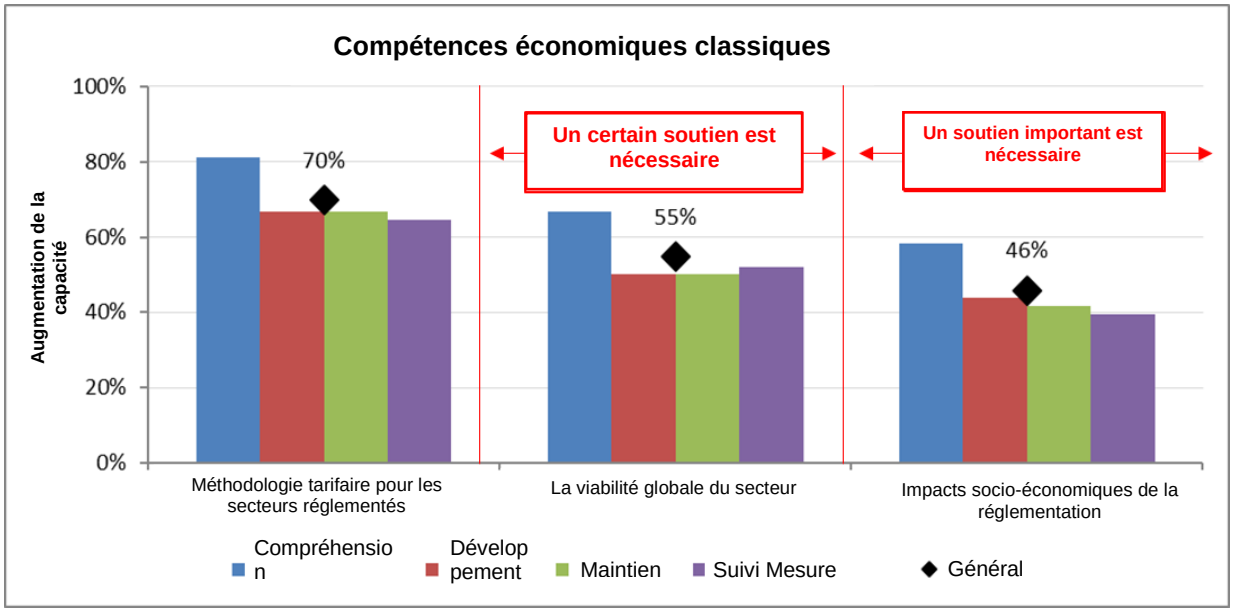
Figure 19: Réponses à l'enquête: compétences juridiques classiques



Les résultats montrent que les compétences générales «juridiques classiques» semblent adéquates et qu'une formation limitée est nécessaire sur les processus de gouvernance.

Les réponses à l'enquête sur les compétences économiques classiques sont présentées dans la figure ci-dessous.

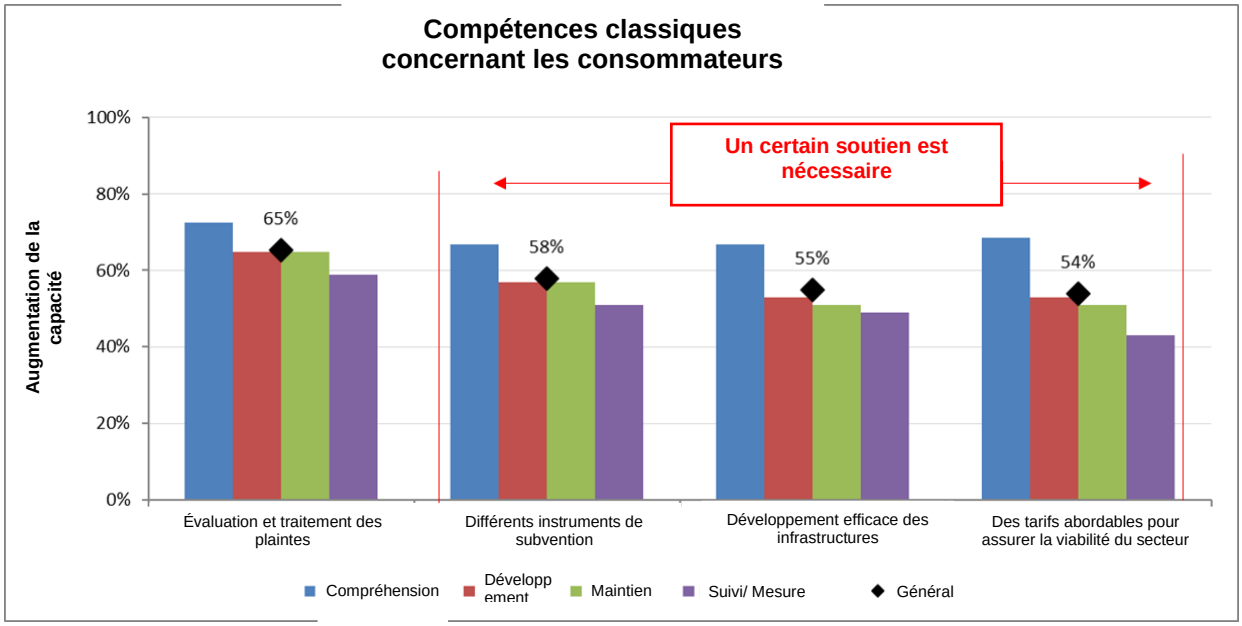
Figure 20: Réponses à l'enquête: compétences économiques classiques



De toutes les compétences réglementaires classiques évaluées, les régulateurs sont les plus à l'aise avec les méthodologies tarifaires.

1. Historiquement, cela a été l'une des fonctions clés des régulateurs dans l'industrie de la fourniture d'électricité et il n'est donc pas surprenant que les niveaux de compétences tarifaires soient les plus élevés de tous les domaines de compétences classiques; et
2. Un certain soutien à la formation est nécessaire pour assurer la viabilité globale du secteur et un soutien important est nécessaire pour améliorer les compétences sur la quantification des impacts socio-économiques en matière de réglementation. Ce dernier est sans doute l'un des domaines de réglementation les plus difficiles car il nécessite une solide compréhension de l'économie et de la modélisation économétrique.

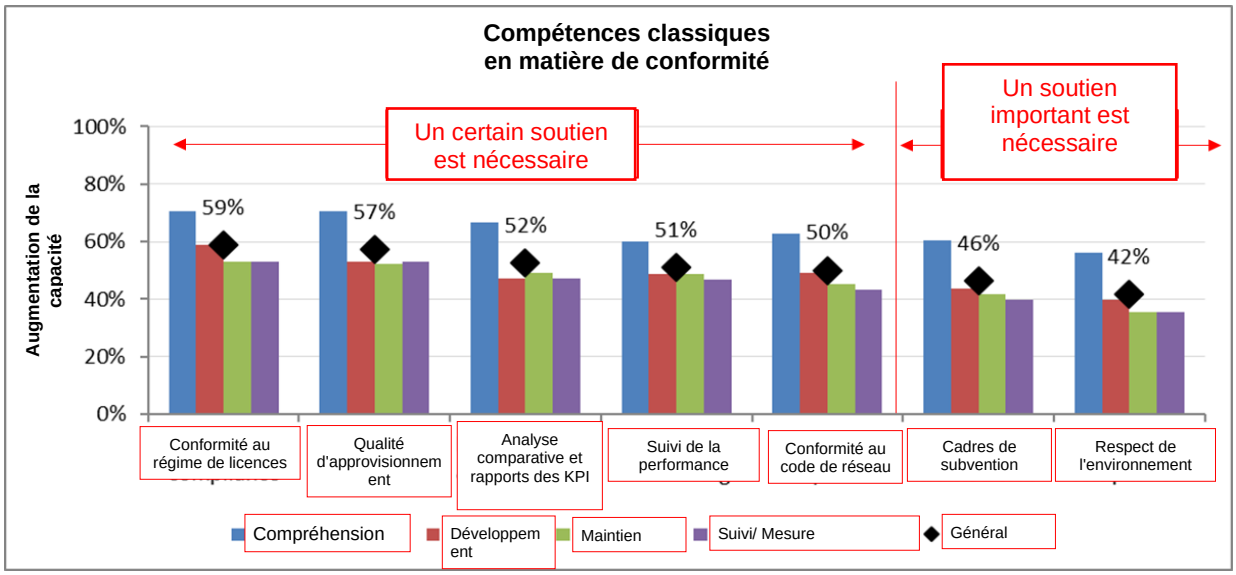
Figure 21: Réponses à l'enquête: compétences classiques concernant les consommateurs



L'évaluation des compétences concernant les consommateurs montre que:

1. Une certaine formation est requise sur les instruments de subvention, le développement efficace des infrastructures et les tarifs abordables; et
2. En moyenne, les régulateurs ont indiqué qu'ils étaient plus à l'aise avec l'évaluation et le traitement des plaintes.

Figure 22: Réponses à l'enquête: compétences classiques en matière de surveillance et de conformité

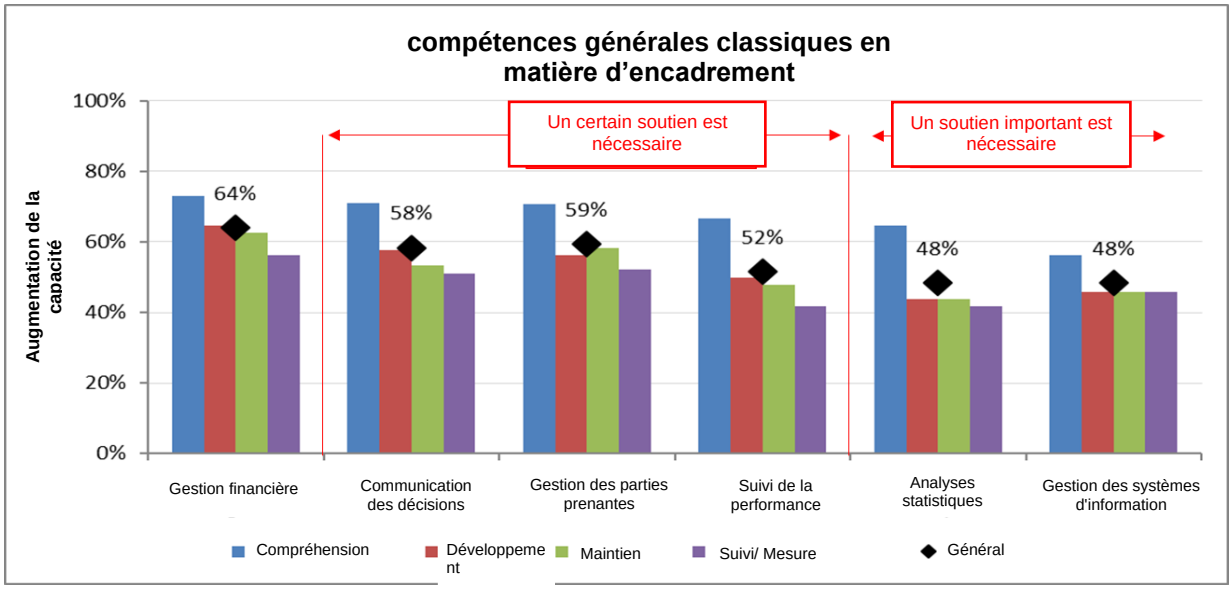


L'évaluation de la surveillance et de la conformité montre que:

1. En moyenne, les régulateurs estiment qu'ils bénéficieraient d'une formation dans tous les domaines de compétence;
2. Les compétences qui nécessitent le plus de soutien en matière de formation comprennent les cadres de subvention, la conformité aux codes de réseau et la conformité environnementale; et
3. Bien que les régulateurs aient estimé qu'ils comprenaient l'impact sur les politiques environnementales, les deux domaines de compétences qui ont obtenu le score le plus bas de toutes les compétences évaluées sont les mécanismes de conformité environnementale et de réduction des émissions. Les questions environnementales deviennent de plus en plus

importantes pour toutes les parties prenantes de l'industrie de l'électricité et cela se reflète également dans l'enquête sur les compétences émergentes dans le domaine des ERV.

Figure 23: Réponses à l'enquête: compétences générales classiques en matière d'encadrement



Les compétences générales en matière d'encadrement étaient le dernier domaine étudié dans l'évaluation classique des compétences. L'enquête montre que:

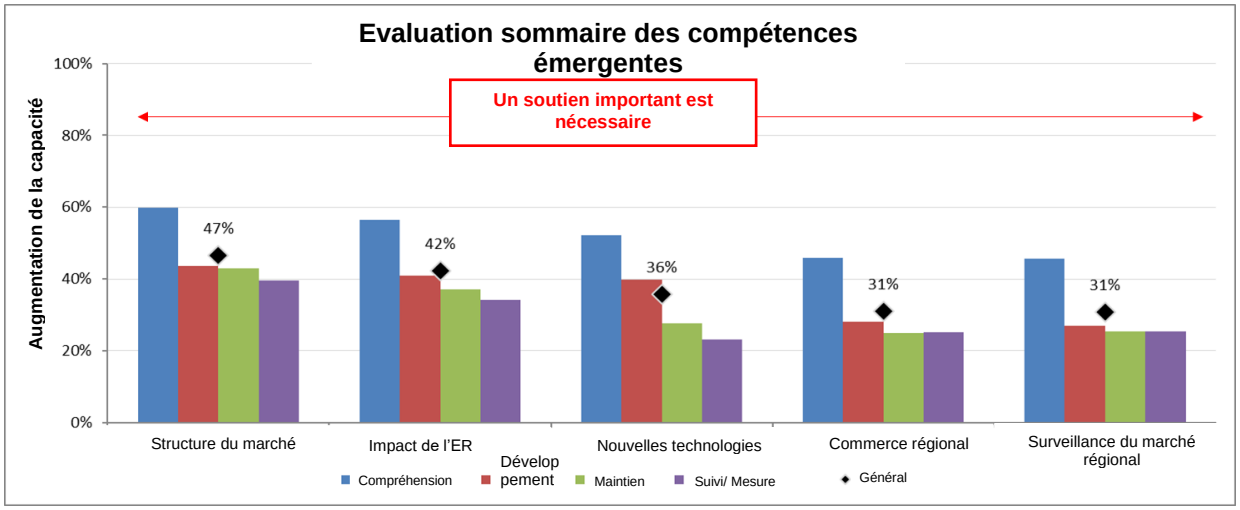
1. Seule la gestion financière nécessite un soutien de formation limité;
2. Les communications, la gestion des parties prenantes et le suivi des performances bénéficieraient d'un soutien supplémentaire à la formation; et
3. Les domaines de compétences qui nécessitent le plus grand soutien sont l'analyse statistique et la gestion des systèmes d'information.

7.4.3 Compétences émergentes

La demande de compétences réglementaires évolue constamment en réaction à un environnement extérieur en mutation. Les réformes du marché et la disponibilité de nouvelles ressources de production, y compris l'énergie solaire photovoltaïque et l'éolien à faible coût, modifient la façon dont l'électricité est produite, transportée et commercialisée. L'augmentation du commerce transfrontalier et l'empreinte croissante des marchés régionaux imposent également une nouvelle exigence aux régulateurs. Cette section évalue donc la capacité des régulateurs à relever ces défis nouveaux et «émergents» du marché. Cette section de l'enquête a suivi la même approche d'évaluation que celle décrite dans la section précédente sur l'évaluation des compétences «classiques».

Cette section commence par présenter le résumé de l'évaluation des compétences émergentes, puis poursuit par une évaluation détaillée des résultats sous-jacents.

Figure 24: Réponses à l'enquête: Evaluation sommaire des compétences émergentes

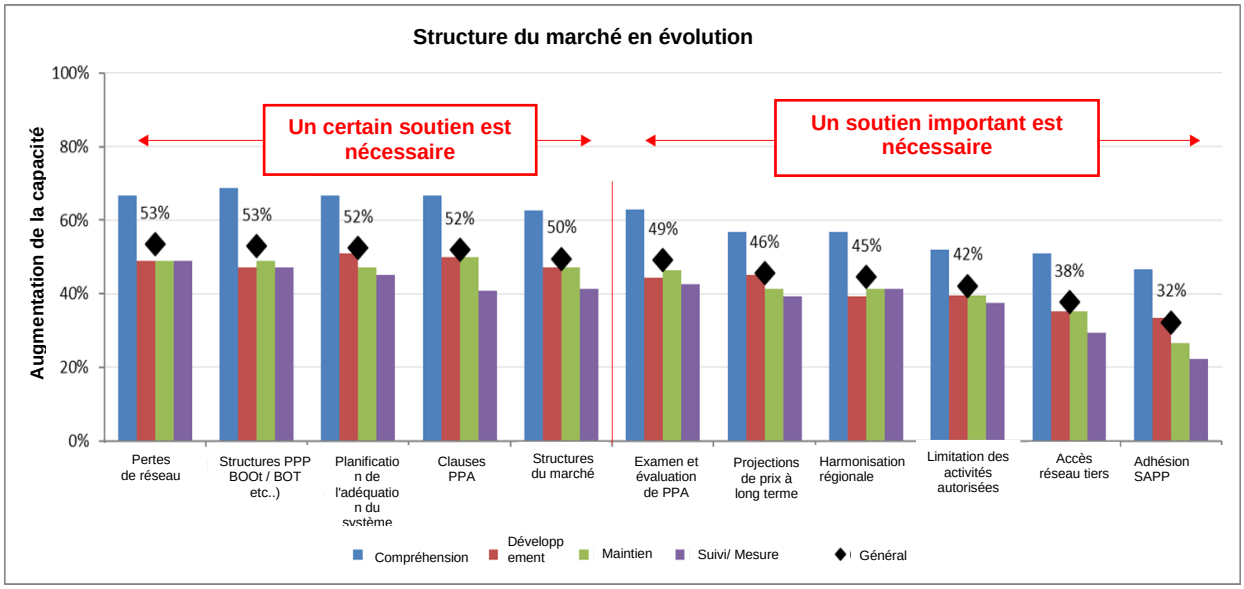


L'évaluation sommaire montre que:

1. Globalement, les compétences moyennes sont nettement inférieures à celles de l'évaluation classique des compétences;
2. Les compétences en matière de commerce et de surveillance du marché ont le score global le plus bas et nécessitent le plus de soutien à la formation; et
3. La structure du marché est le domaine où l'évaluation des compétences moyenne est la plus élevée.

Les réponses détaillées et l'analyse des résultats de la section des compétences émergentes de l'enquête sont présentées dans les figures ci-dessous.

Figure 25: Réponses à l'enquête: compétences émergentes au niveau de la structure de marché

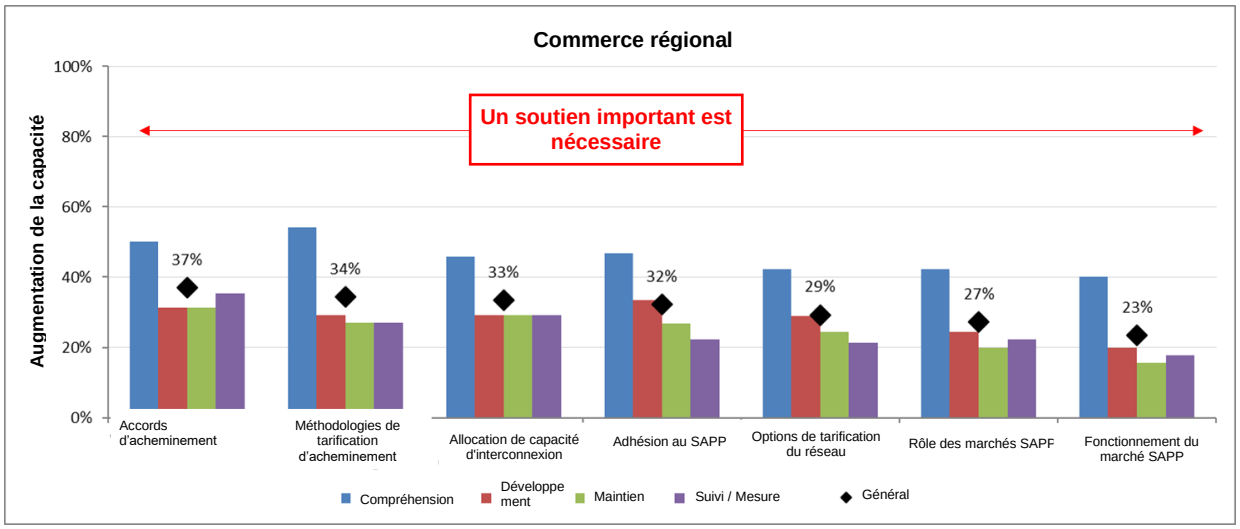


La figure montre que:

1. La capacité globale dans toutes les dimensions est relativement faible, sans score supérieur à 55% - ce qui est à prévoir car les régulateurs ont eu moins de temps pour développer ces compétences par rapport aux compétences réglementaires «classiques»;
2. De nombreux régulateurs ont une compréhension raisonnable des problèmes, mais peu sont capables de développer, maintenir et suivre; et

3. Tous les domaines nécessitent un soutien, plusieurs domaines nécessitent un soutien important ; les compétences liées à l'acheminement et à l'adhésion au SAPP ont l'évaluation la plus basse, inférieure à 40%.

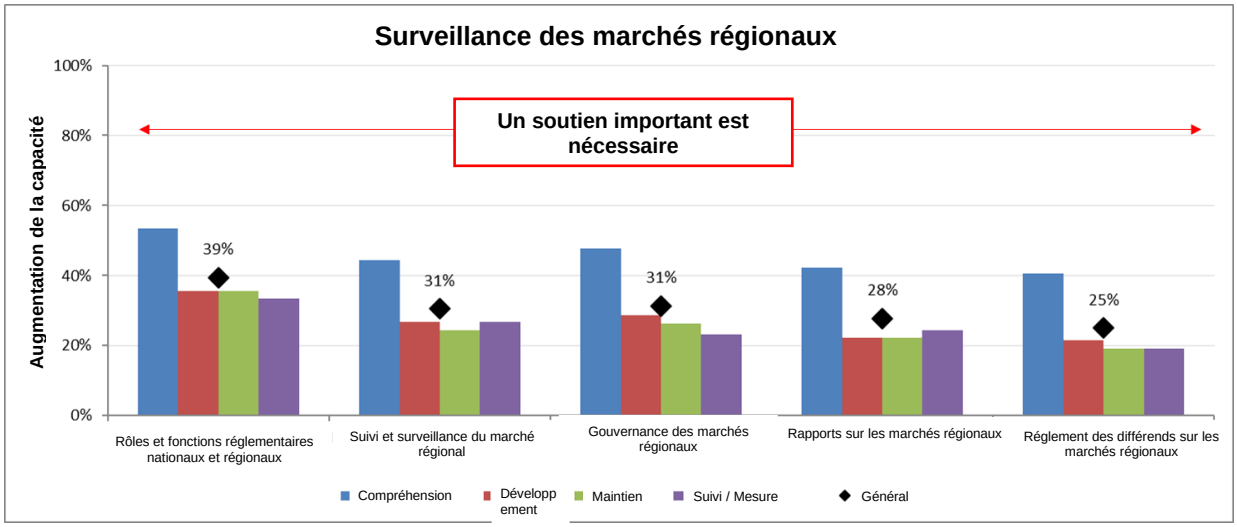
Figure 26: Réponses à l'enquête: compétences commerciales émergentes régionales



La figure montre que:

1. Il s'agit d'un domaine qui nécessite un important soutien à la formation, comme en témoignent les faibles scores globaux moyens (23% à 37%);
2. Parmi les compétences évaluées au moment de l'enquête, en moyenne, la compréhension des méthodologies d'acheminement ont le score le plus élevé avec 54%;
3. Il est intéressant de noter que, dans certains cas, les régulateurs sont plus confiants dans le suivi des problèmes clés que dans leur développement ou leur maintien - ce qui est différent des compétences classiques où le suivi / la mesure était systématiquement inférieur aux autres compétences;
4. Bien que tous les pays interrogés ne soient pas connectés au SAPP, de nombreux pays interrogés le sont. Les faibles niveaux de compétences sont donc surprenants étant donné que le SAPP se développe à un stade où la Tanzanie et le Kenya se préparent à être interconnectés au SAPP dans un avenir proche; et
5. Les marchés régionaux peuvent jouer un rôle important non seulement en réduisant les coûts, mais ils peuvent également contribuer à renforcer la sécurité de l'approvisionnement et à réduire le délestage.

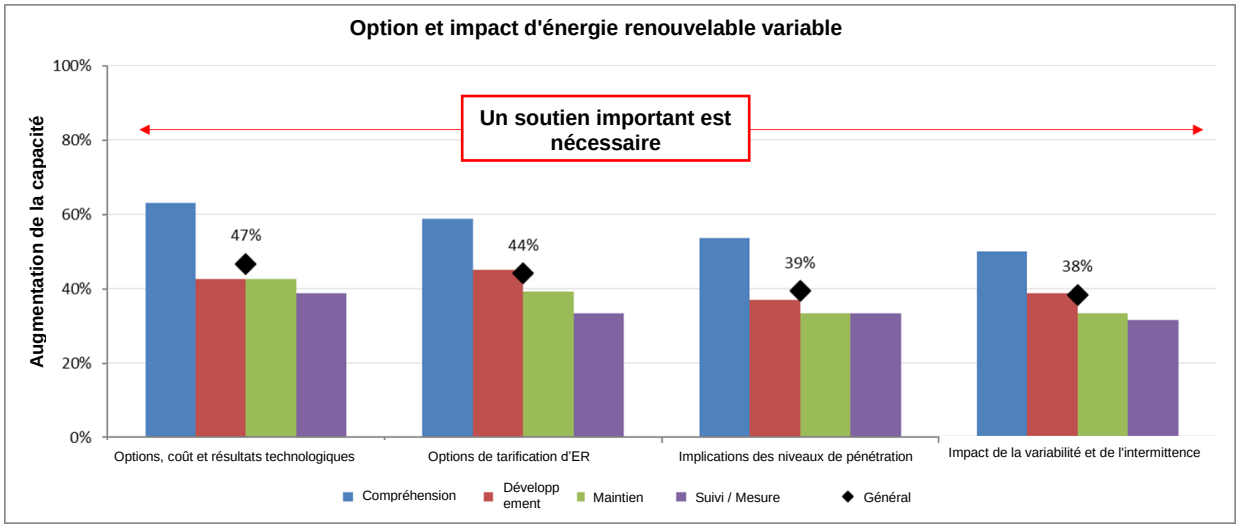
Figure 27: Réponses à l'enquête: compétences émergentes de surveillance des marchés régionaux



Les réponses montrent que:

1. A l'instar des compétences commerciales régionales, les compétences de surveillance du marché régional nécessitent un soutien important;
2. Aucune des compétences ne montre un niveau moyen supérieur à 40%; et
3. Les rapports sur le marché et le règlement des différends nécessitent le plus grand soutien.

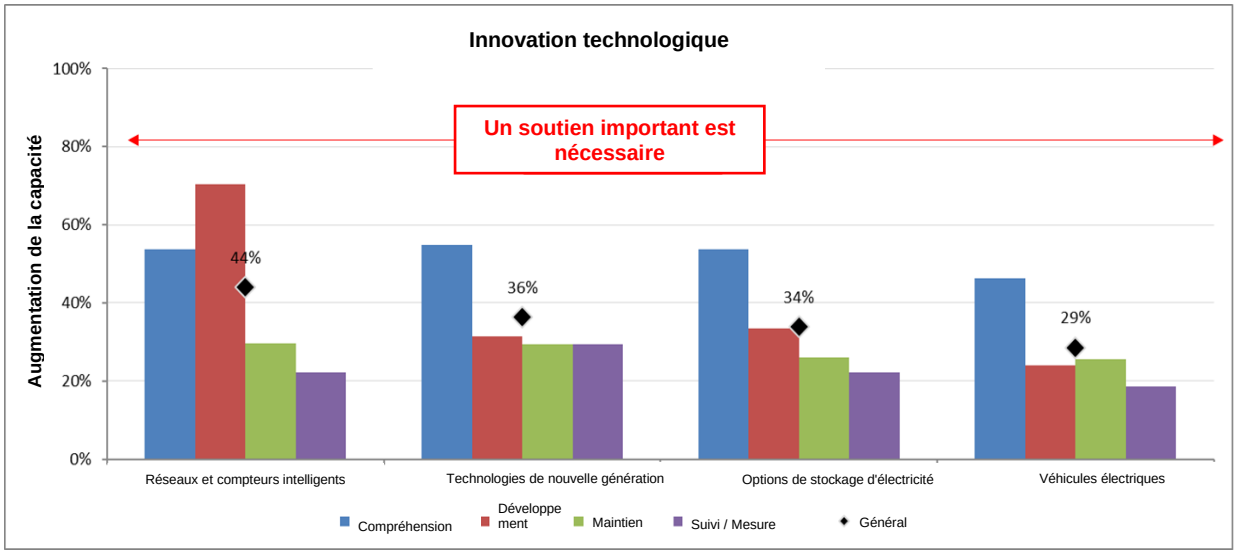
Figure 28: Réponses à l'enquête: Les compétences émergentes en ERV



Il ressort clairement des résultats que:

1. Les régulateurs ont besoin d'un soutien important pour faire face à l'introduction de sources d'ERV; et
2. Les ERV sont d'excellentes ressources mais un déploiement important pose certains défis techniques, commerciaux et tarifaires aux régulateurs.

Figure 29: Réponses à l'enquête: compétences émergentes en matière d'innovation technologique



Les résultats de l'enquête montrent que:

1. Les réseaux intelligents et les compteurs intelligents ont le niveau de compétence le plus élevé dans cette section;
2. Les régulateurs ont indiqué qu'ils sont mieux à même de développer des réseaux intelligents et d'instaurer une réglementation des compteurs que de comprendre ces problèmes - cela est contre-intuitif et peut être dû au soutien de sources externes (par exemple : les consultants, les agences de développement, etc.);
3. Le phénomène émergent des véhicules électriques, présente le niveau de compétence moyen le plus faible dans tous les domaines de compétence.

Ces résultats d'enquête suggèrent de manière écrasante que la majorité des régulateurs doivent améliorer leurs compétences et capacités pour faire face aux nouvelles exigences. Les compétences en matière de commerce régional et de nouvelles technologies sont particulièrement faibles et nécessiteront une attention urgente si les pays veulent exploiter de manière responsable les avantages des opportunités commerciales régionales et des nouvelles technologies qui peuvent réduire les coûts et les tarifs, et accélérer l'électrification.

7.4.4 Compétences de base

L'enquête contenait une évaluation des compétences de base généralement requises par les autorités de réglementation. Celles-ci comprennent, les compétences:

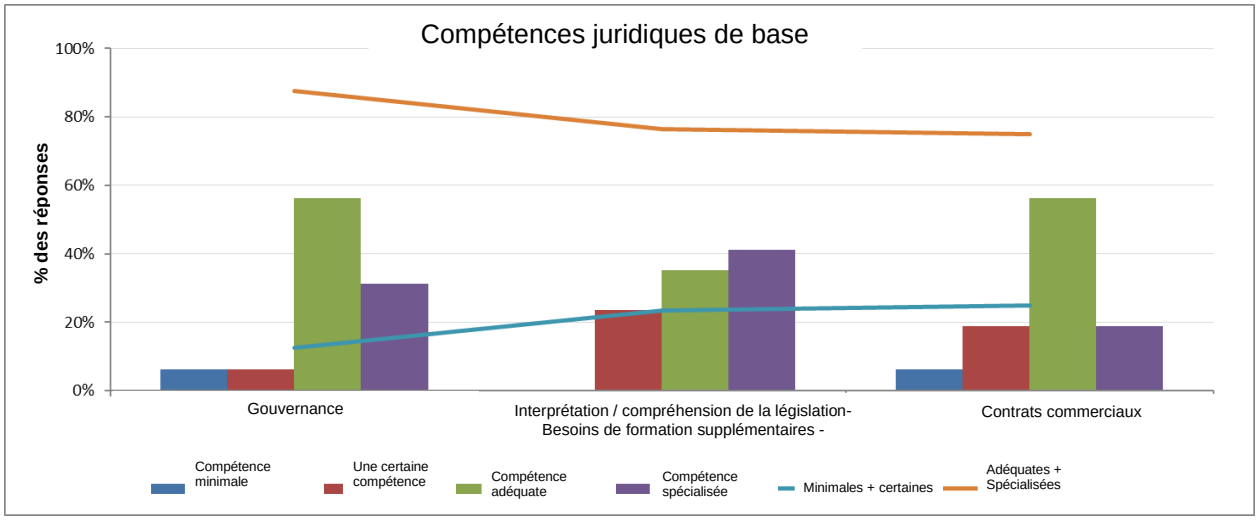
1. juridiques;
2. techniques;
3. financières et économiques; et
4. commerciales générales.

Les compétences de base se rapportent à des compétences qui ne sont pas spécifiques à un sujet, par exemple une compétence de base juridique peut être décrite comme un «contrat commercial», qui est une compétence qui pourrait être appliquée à de nombreux aspects différents des activités d'un organisme de réglementation. Cela contraste avec l'évaluation des compétences «classique» et «émergente» spécifique au sujet présentée ci-dessus.

Pour chacune des compétences, les régulateurs ont été invités à évaluer leurs compétences:

1. minimales (le plus bas);
2. certaines;
3. adéquates; et
4. spécialisées (le plus haut).

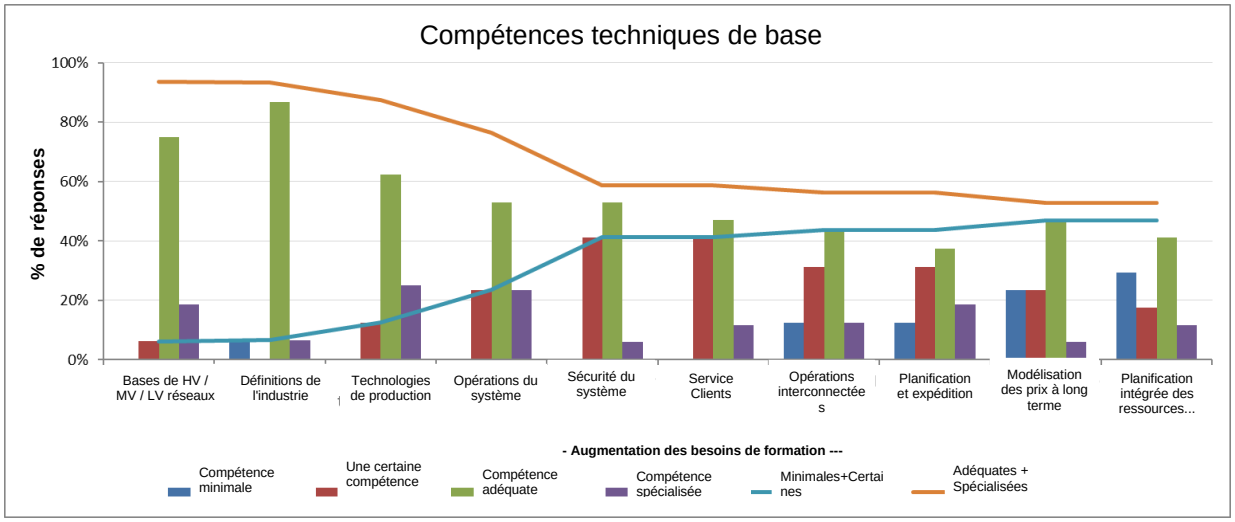
Figure 30: Compétences juridiques de base



S'agissant de la figure ci-dessus:

1. Les graphiques à barres représentent le pourcentage de réponse par niveau de compétence pour chaque compétence;
2. La ligne brune montre le score total pour l'évaluation des compétences «adéquates + spécialisées» tandis que la ligne bleue montre le score total pour les évaluations des compétences «minimales + certaines». Les deux lignes totalisent toujours jusqu'à 100%.Les lignes fournissent donc une référence globale des exigences de formation de chaque compétence avec les barres montrant les résultats détaillés;
3. Dans la figure ci-dessus pour la compétence «gouvernance» à gauche, la majorité des régulateurs ont estimé qu'ils avaient des compétences adéquates (barre verte) ou spécialisées (barre violette) - ils ont donc besoin de très peu de formation sur les questions de gouvernance dans cette compétence;
4. Au fur et à mesure que l'on se déplace sur l'axe des X de gauche à droite, les besoins en formation augmentent, comme le reflète la ligne bleue;
5. Plus la compétence «adéquate + spécialisée» est élevée, moins le soutien à la formation est nécessaire - dans la figure ci-dessus, la ligne «adéquate +spécialisée» est supérieure à 80% en matière de gouvernance, tandis que la ligne «minimale + certaine» est inférieure à 20%;
6. En général, comme les lignes convergent vers le milieu du graphique, plus de formation est nécessaire - on peut donc observer que l'interprétation de la législation et les contrats commerciaux nécessitent plus de formation que la gouvernance;
7. Les réponses concernant les compétences juridiques de base montrent que les lignes ne convergent que légèrement et qu'une formation globale moindre est donc requise; et
8. Les contrats commerciaux à droite de l'axe des x nécessitent le plus de soutien à la formation dans cette compétence.

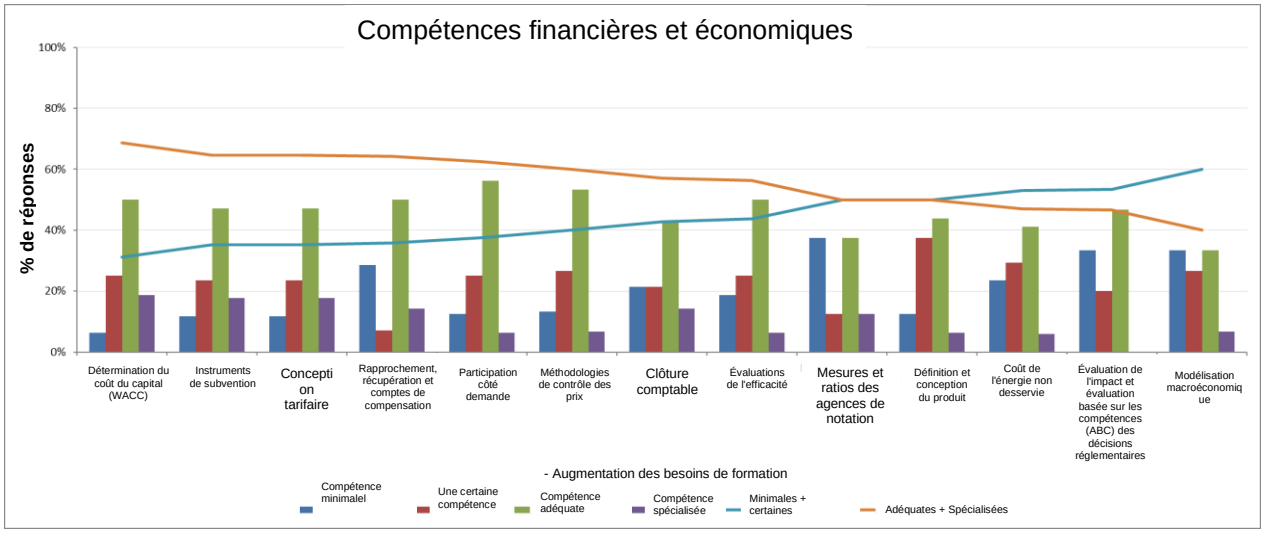
Figure 31: Compétences techniques de base



L'enquête sur les compétences techniques de base montre que:

1. Il existe un niveau de compétence de base concernant certaines des compétences techniques les plus fondamentales, mais à mesure que les compétences deviennent plus complexes, une formation accrue est clairement requise;
2. Du milieu de l'axe des X dans la figure ci-dessus (Modélisation des prix à long terme) à droite de la figure, les lignes convergent, indiquant un besoin important de formation dans ces compétences de base; et
3. Les trois principales compétences nécessitant une formation complémentaire sont les opérations interconnectées, la planification et la répartition, et la planification intégrée des ressources.

Figure 32: Compétences financières et économiques de base

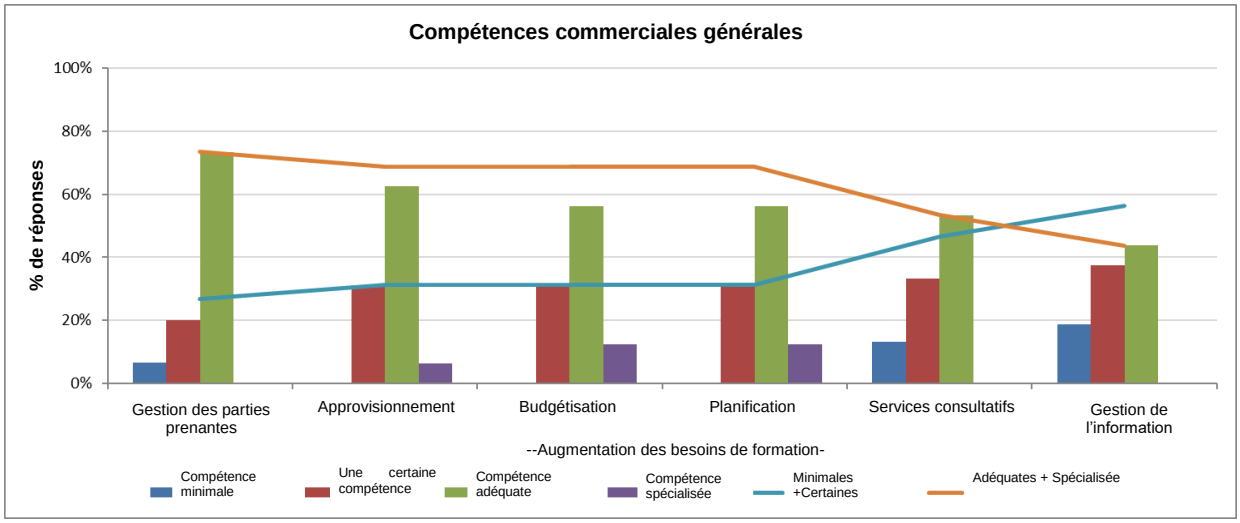


L'évaluation des compétences financières et économiques a montré que:

1. Il existe un large éventail de compétences économiques et financières qui nécessitent des compétences en matière de réglementation;
2. En général, la plupart des compétences nécessitent un soutien à une formation supplémentaire - comme le montre la convergence et le croisement éventuel des lignes de la figure - la plus grande compétence a été montrée autour des méthodologies de contrôle des prix et même ce domaine de compétences avait un 60% à 40 % réparti entre adéquat / spécialisée et minimal / certaine; et

3. Les compétences en matière d'impact économique et de modélisation nécessitent généralement le plus d'appui à la formation.

Figure 33: Compétences commerciales générales



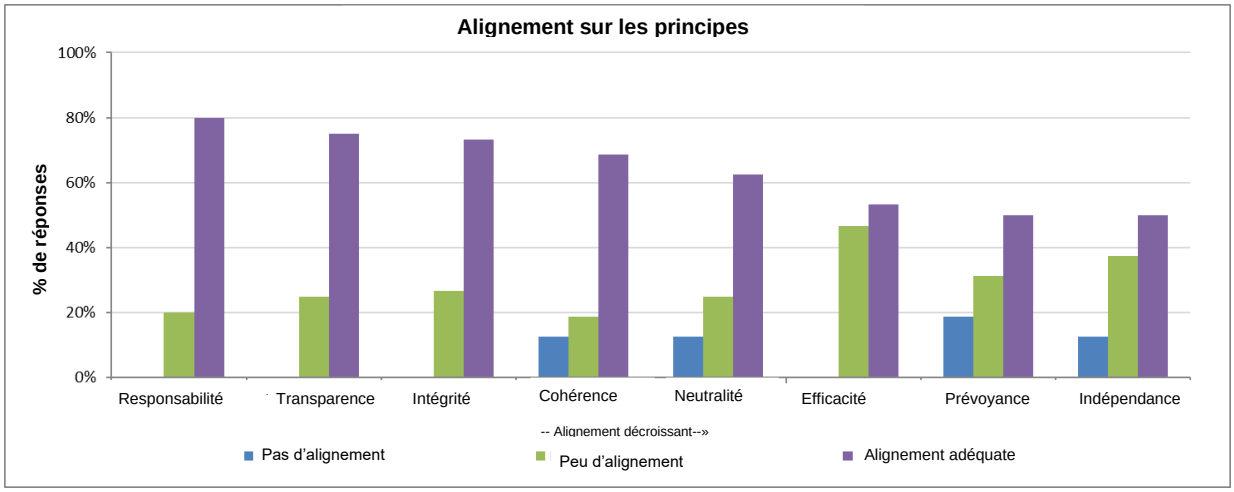
La compétence commerciale générale montre que:

1. En général, les régulateurs se sentent à l'aise avec leur niveau de compétences commerciales générales; et
2. Deux domaines qui nécessitent un soutien important sont les services consultatifs et la gestion de l'information, qui montre les exigences les plus élevées en matière de formation de toutes les compétences de base mesurées.

7.4.5 Alignement sur les Principes

De nombreux régulateurs souscrivent à des principes spécifiques qui définissent leurs objectifs, leur approche et leurs méthodes de réglementation. Les principes illustrés dans la figure ci-dessous sont largement reconnus comme guidant les actions des régulateurs:

Figure 34: Alignement sur les principes de réglementation



La figure montre que:

1. En général, les régulateurs estiment qu'en moyenne, la majorité de leurs organisations sont suffisamment alignées sur les principes de transparence, de responsabilité, de cohérence, d'intégrité et de neutralité;
2. Il est intéressant de noter qu'environ la moitié des répondants estiment qu'ils sont correctement alignés sur les principes d'efficacité, de prévisibilité et d'indépendance;

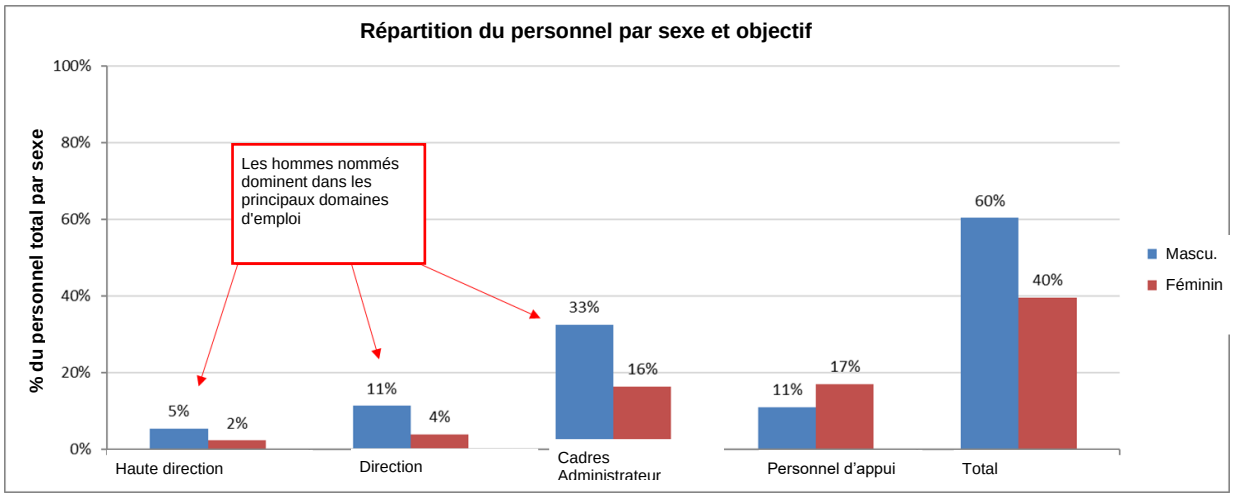
3. Il est quelque peu préoccupant de constater que certains régulateurs estiment que leurs organisations ne sont pas conformes aux principes de cohérence, de prévisibilité et d'indépendance; et
4. Il n'est pas surprenant que le principe selon lequel les régulateurs se sentent le moins alignés soit l'indépendance suivie de la prévisibilité.

7.5 Réponses: les femmes dans le secteur de l'énergie

7.5.1 Base de référence pour les femmes dans le secteur de l'énergie

Il est largement reconnu que les femmes peuvent apporter une valeur considérable au secteur de l'énergie, mais qu'elles sont actuellement sous-représentées à de nombreux niveaux mais en particulier aux niveaux supérieurs. L'objectif de cette section de l'enquête est d'élaborer une référence qui reflète le rôle actuel des femmes dans l'environnement de réglementation de l'énergie. Les résultats sont présentés ci-dessous et sont basés sur les réponses de 13 régulateurs ayant un effectif combiné de 689.

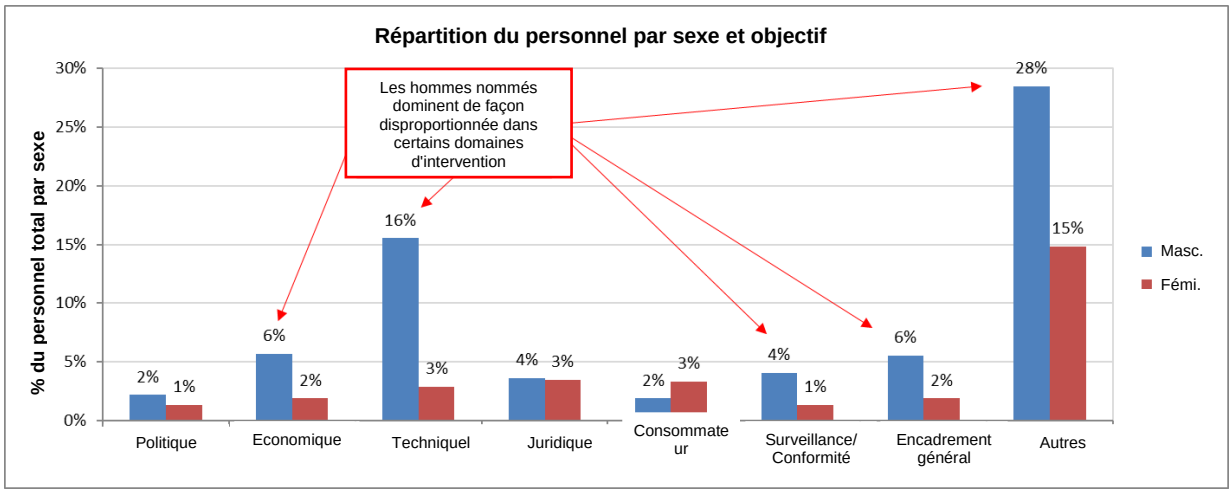
Figure 35: Réponses à l'enquête: répartition et rôle des femmes du personnel dans le secteur de l'énergie



Les résultats montrent que:

1. Les employés de sexe masculin dépassent de loin (plus du double) le nombre d'employées de sexe féminin dans des domaines d'emploi clés tels que la haute direction et les cadres Administrateur;
2. Ce n'est que dans le domaine du personnel d'appui que le nombre de femmes dépasse le nombre d'hommes;
3. Globalement, les femmes ne représentent que 40% de la population active; et
4. Les résultats ci-dessus confirment la perception selon laquelle les employées sont sous-représentées aux postes clés.

Figure 36: Réponses à l'enquête: Répartition et concentration des femmes au niveau du personnel du secteur de l'énergie



Une évaluation détaillée de la répartition par sexe par domaine d'intervention montre que:

1. Le personnel masculin est représenté de manière disproportionnée dans certains domaines, avec des différences notables dans les domaines économique, technique, du contrôle, d'encadrement général et autres; et
2. Le personnel féminin ne dépasse que le personnel masculin dans les rôles liés à la consommation.

7.5.2 Évaluation de la préparation de l'organisation

Il existe un important organisme de recherche internationale sur la promotion des femmes dans le secteur de l'énergie. Sa recherche a constitué la base de l'évaluation de Femmes dans le secteur de l'énergie parmi les régulateurs ayant participé à l'enquête. Vous trouverez ci-dessous un bref aperçu des domaines d'évaluation qui ont constitué le fondement de l'évaluation.

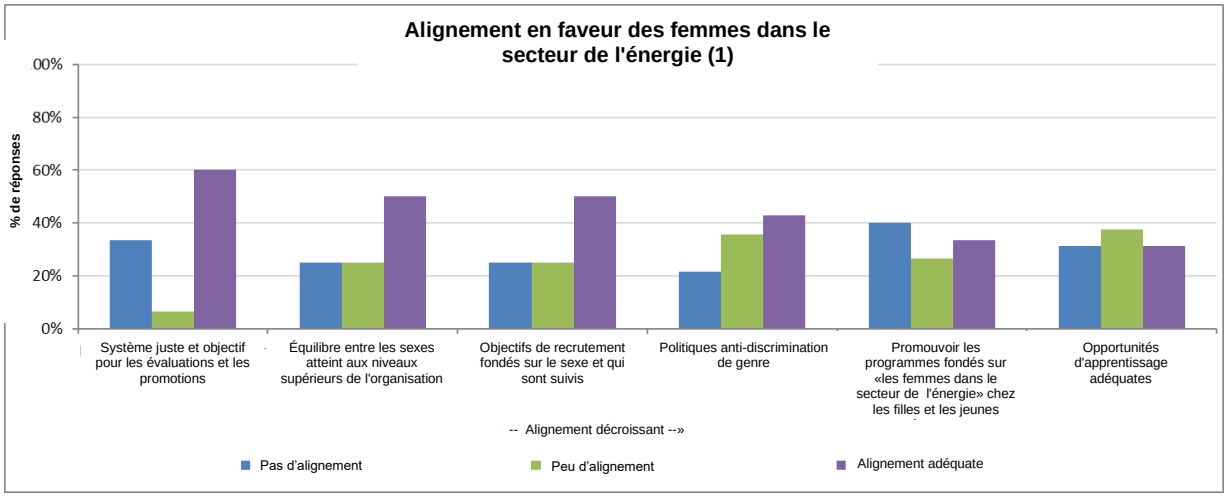
1. Votre organisation dispose-t-elle d'un système juste et objectif pour les évaluations et les promotions?
2. Votre organisation a-t-elle atteint l'équilibre entre les sexes aux niveaux supérieurs de dotation en personnel?
3. Votre organisation a-t-elle fixé des objectifs de recrutement fondés sur le sexe et sont-ils suivis?
4. Votre organisation a-t-elle élaboré et mis en œuvre des politiques de lutte contre la discrimination fondée sur le sexe?
5. Votre organisation a-t-elle adopté des programmes spécifiques de type «Promotion des femmes dans le secteur de l'énergie» en faveur des filles et des jeunes femmes?
6. Votre organisation offre-t-elle des opportunités d'apprentissage adéquates?
7. Votre organisation a-t-elle mis en place des programmes d'encadrement et de parrainage féminin?
8. Votre organisation offre-t-elle une formation sur la sensibilisation aux préjugés?
9. Votre organisation offre-t-elle un soutien aux femmes qui cherchent des conseils de carrière?
10. Votre organisation a-t-elle adopté des pratiques d'emploi à temps flexible et / ou à temps partiel?
11. Votre organisation a-t-elle adopté des Indicateurs de rendement clés (IRC) pour mesurer les progrès des femmes?
12. Votre organisation offre-t-elle des opportunités de bourses basées sur le genre et des objectifs sont-ils suivis pendant le processus d'attribution des bourses?

Les réponses à ces questions ont été fournies comme suit:

1. Aucun alignement;
2. Peu d'alignement; et
3. Alignement adéquat.

Les réponses des régulateurs sont présentées ci-dessous dans les deux figures distinctes en vue d'une référence.

Figure 37: Résultats de l'enquête: les femmes dans le secteur de l'énergie (1)

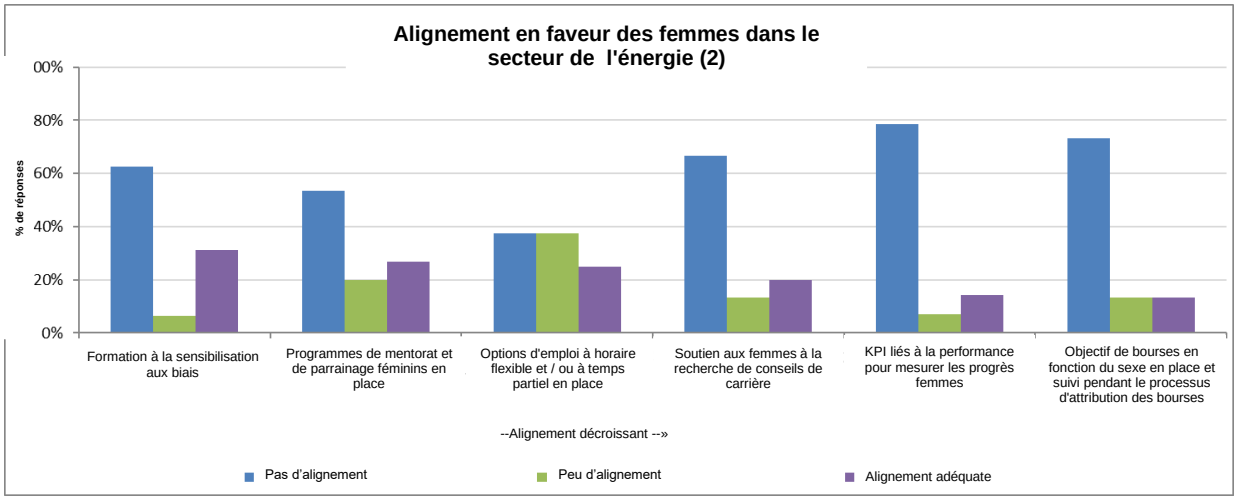


Les réponses à l'enquête montrent que:

1. Pour de nombreuses questions, il y avait une large répartition de réponses, indiquant que l'alignement sur les questions n'est pas cohérent entre les régulateurs, par exemple la question sur les «systèmes objectifs d'évaluation et de promotion» a enregistré l'alignement adéquat le plus élevé avec 60%; cependant, 40% estiment également qu'il y a peu ou pas d'alignement; et
2. Les domaines qui ont reflété les niveaux d'alignement les plus faibles comprennent:
    a. Politiques anti-discrimination en matière de genre.
    b. Programmes de promotion des «femmes dans le secteur de l'énergie».
    c. Opportunités d'apprentissage adéquates.

Le deuxième ensemble de réponses est illustré dans la deuxième figure ci-dessous. Dans l'ensemble, les requêtes ci-dessous montrent moins d'alignement que le premier ensemble de requêtes dans la figure ci-dessus.

Figure 38: Résultats de l'enquête: les femmes dans le secteur de l'énergie (2)



La figure montre que:

1. Dans toutes les réponses de la figure 32 ci-dessus, il y a clairement un alignement moins adéquat sur les questions; et
2. Il y a moins de 20% d'alignement adéquat pour: les femmes qui cherchent des conseils de carrière; les indicateurs de rendement clés (IRC) pour mesurer les progrès des femmes; les objectifs d'attribution de bourses fondés sur le sexe.

Les résultats globaux de l'enquête fournissent une référence indicative pour la situation actuelle des femmes dans secteur de l'énergie. Les résultats globaux de l'enquête indiquent que:

1. Le rapport personnel masculin / personnel féminin est de 3: 2;
2. Le personnel masculin est représenté de manière disproportionnée dans certains domaines fonctionnels, notamment le personnel technique et la haute direction; et
3. Il existe un désalignement considérable au sein des régulateurs sur les pratiques ou les objectifs visant à soutenir le développement des femmes dans le secteur de l'énergie – le problème présentant le plus haut alignement (système juste et objectif d'évaluations et de promotions) n'a montré qu'un alignement «adéquat» de 60% avec 40% déclarant que sur ce problème, leur régulateur a «peu» ou pas «d'alignement».

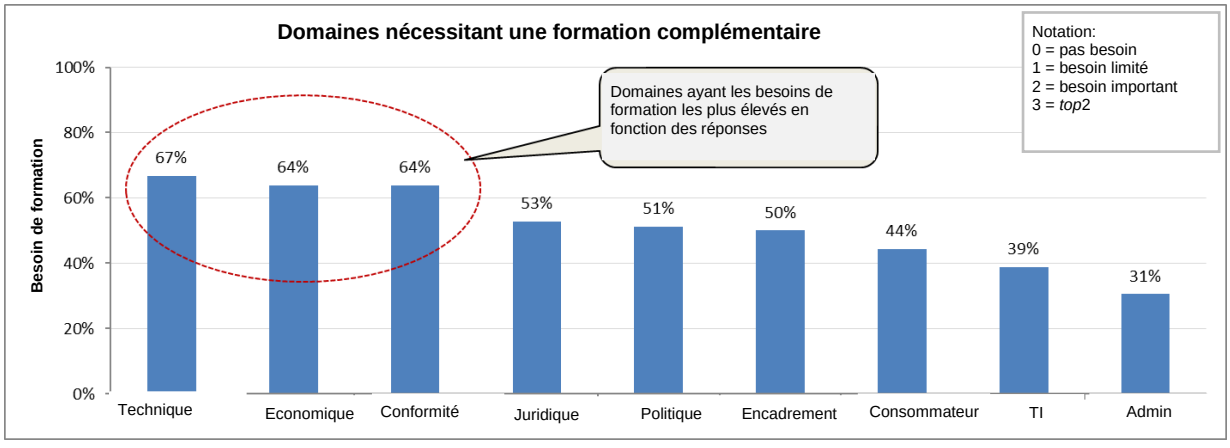
Étant donné le niveau général de désalignement dans cette étude de référence, on peut conclure qu'il existe une opportunité importante au sein du COMESA pour résoudre ces problèmes à l'avenir.

7.6 Évaluation des besoins en formation

Outre le processus d'évaluation des compétences et des besoins en formation «ascendant» détaillé présenté dans les sections précédentes; le questionnaire demandait également directement aux répondants de classer leurs besoins en formation. L'auto-classement peut être interprété vaguement comme un processus «descendant» de haut niveau. Ces résultats des approches «descendant» et «ascendant» peuvent être combinés pour identifier les domaines de formation qui auront le plus d'impact sur le régulateur.

Les répondants ont été invités à classer leurs besoins en formation dans des domaines sélectionnés en utilisant l'approche de notation suivante: 0 = pas de besoin, 1 = besoin limité, 2 = besoin important et 3 = besoin élevé. Les résultats sont montrés plus bas.

Figure 39: Opinions des répondants sur les domaines nécessitant une formation complémentaire



La formation technique, économique et de conformité a obtenu la note la plus élevée dans l'évaluation des besoins «descendante». Les domaines nécessitant le moins de formation sont les problèmes liés aux consommateurs, à l'informatique et à l'administration. Ces résultats sont généralement conformes au processus d'évaluation «ascendant» détaillé qui constitue la base du programme de renforcement des capacités recommandé.

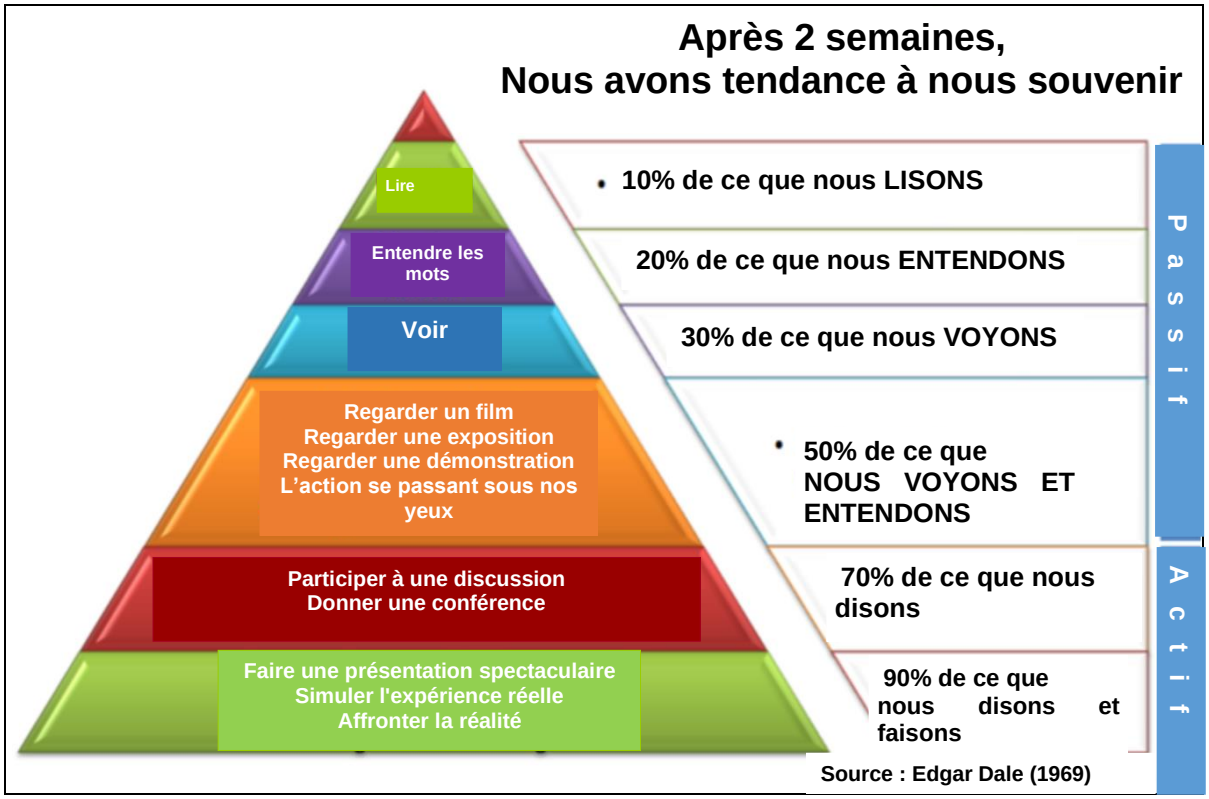
7.7 Méthodes et instituts de formation

7.7.1 Contexte

Toutes les formes de formation valent mieux que l'absence de formation, mais certaines méthodes de formation permettent une meilleure rétention des connaissances. Cette figure ci-dessous,

communément appelée «cône d'expérience» d'Edgar Dale, fournit une illustration visuelle de la contribution de différentes méthodes de formation par rapport au processus d'apprentissage.

Figure 40: Évaluations des méthodes de formation



La figure montre:

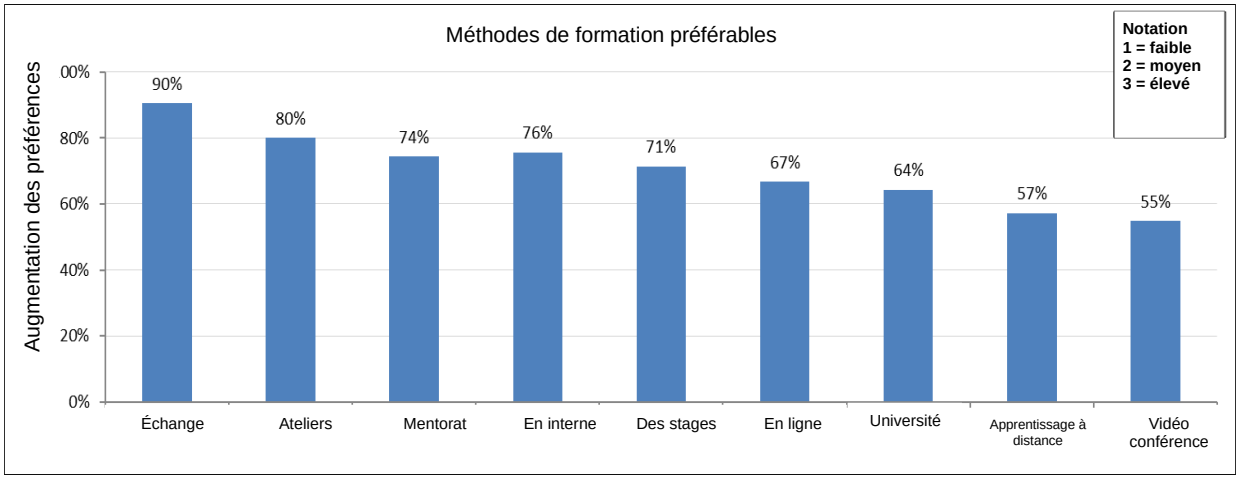
1. Au bas du cône ou de la pyramide, l'apprentissage se fait par des expériences directes et ciblées. Vers le sommet de la pyramide, l'apprentissage se fait de plus en plus par l'observation et l'abstraction (symboles). En conséquence, les apprenants deviennent des spectateurs plutôt que des participants; et
2. Dale a écrit que le fond du cône représentait «une expérience utile qui est vue, manipulée, goûtée, touchée, ressentie et sentie». En revanche, au sommet du cône, les symboles verbaux (c'est-à-dire les mots) et les messages sont très abstraits. Ils n'ont aucune ressemblance physique avec les objets ou les idées. Comme l'écrivait Dale, *«Le mot « cheval », tel que nous l'écrivons, ne ressemble pas à un cheval, ne sonne pas comme un cheval ou ne se sent pas comme un cheval»*[20].

7.7.2 Méthodes de formation

En gardant à l'esprit le «cône d'expérience» d'Edgar Dale, les répondants devaient dresser une liste d'expériences d'apprentissage. Les résultats de 13 répondants sont résumés dans la figure ci-dessous.

[20] https://lidtfoundations.pressbooks.com/chapter/edgar-dale-and-the-cone-of-experience/

Figure 41: Évaluations des méthodes de formation



L'évaluation montre que:

1. Les trois principales méthodes de formation comprenaient les échanges, les ateliers et l'encadrement;
2. L'enseignement formel à travers des cours en ligne, universitaires ou à distance est parmi les moins favorisés; et
3. L'approche de la méthode de formation la moins favorisée est la vidéo-conférence.

Bien que cela ne soit pas inattendu, il est intéressant de noter que les résultats sont entièrement alignés sur le «cône d'expériences» en ce que les opportunités d'apprentissage consistant en «une expérience utile qui est vue, manipulée, goûtée, touchée, ressentie et sentie» sont préférées. Celles qui sont à gauche de la figure sont préférées aux expériences qui sont plus abstraites et qui sont vers la droite.

7.7.3 Instituts de formation

L'enquête demandait des informations sur les établissements de formation utilisés dans le passé. Une liste complète de ces instituts et organisations est incluse ci-dessous pour faciliter la consultation.

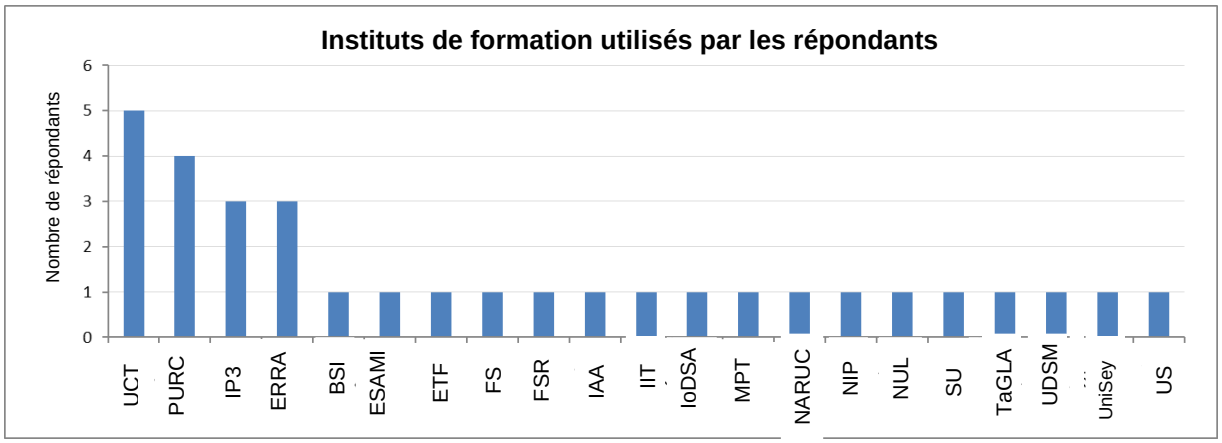
Tableau 16: Instituts de formation précédemment utilisées par les répondants au questionnaire

Nom abrégé	Dénomination	Site Web
BSI	Institut du tableau de bord équilibré	https://balancedscorecard.org/
ERRA	Association régionale des régulateurs de l'énergie	https://erranet.org
ESAMI	Institut de gestion de l'Afrique orientale et australe	https://esami-africa.org/
ETF	Fondation pour la formation énergétique	Aucun site web
FS	École de finance et de gestion de Francfort	https://www.frankfurt-school.de/home
FSR	École de régulation de Florence	https://fsr.eui.eu/
IAA	Institut de comptabilité d'Arusha	https://iaa.ac.tz/
IIT	Institut indien de technologie, Roorkee, Inde	https://www.iitr.ac.in/
IoDSA	Institut des administrateurs, Afrique du Sud	https://www.iodsa.co.za/
IP3	Institut de partenariat public-privé	https://www.ip3.org/
MPT	MINES ParisTech	http://www.mines-paristech.eu/
NARUC	Association nationale des commissaires aux services de réglementation, Etats-Unis	https://www.naruc.org/our-programs/overview/
NIP	Institut National de Productivité, Tanzanie	https://niptz.org/
NUL	Université nationale du Lesotho	http://www.nul.ls/

Nom abrégé	Dénomination	Site Web
PURC	Centre de recherche d'utilité publique, Florida, Etats-Unis	https://warrington.ufl.edu/public-utility-research-center/
SU	Strathmore University, Nairobi	https://www.strathmore.edu/
TaGLA	Agence mondiale d'apprentissage de la Tanzanie, Tanzanie	http://www.tagla.go.tz/en/
UCT	Université du Cap, Afrique du Sud	https://www.gsb.uct.ac.za/
UDSM	Université de Dar Es Salaam, Tanzanie	https://www.udsm.ac.tz/
UniSey	Université des Seychelles	https://unisey.ac.sc/
US	Université de Stellenbosch, Afrique du Sud	https://usb-ed.com/
AFC	AF Consult	https://www.afconsult.com/en/
IFP	Institut Français du Pétrole	https://www.ifp-school.com/en
CITAC	CITAC Consulting	https://www.citac.com/
OMI	Organisation maritime internationale	http://www.imo.org/en
CNUCED	Institut virtuel	https://vi.unctad.org/

La figure ci-dessous montre le nombre de répondants qui ont mentionné les différents établissements de formation. Les instituts les plus fréquemment cités, et probablement les plus populaires, sont indiqués à gauche.

Figure 42: Instituts de formation utilisés par les répondants



Les commentaires indiquent que:

1. La majorité des instituts[21] ont été utilisés par un seul répondant seulement;
2. Seules les quatre principaux instituts ont été utilisés par plus d'un seul répondant;
3. Il s'agit de:
   a) École supérieure de commerce de l'Université du Cap (UCT) = 5 répondants
   b) Centre de recherche d'utilité publique, Floride, États-Unis (PURC) = 4 répondants
   c) Institut des partenariats public-privé (IP3) = 3 répondants
   d) Association régionale des régulateurs de l'énergie (ERRA) = 3 répondants.

Une partie de l'enquête a été consacrée à la détermination des indicateurs de rendement clés (IRC) utilisés au sein de chaque régulateur comme mesure de la performance.

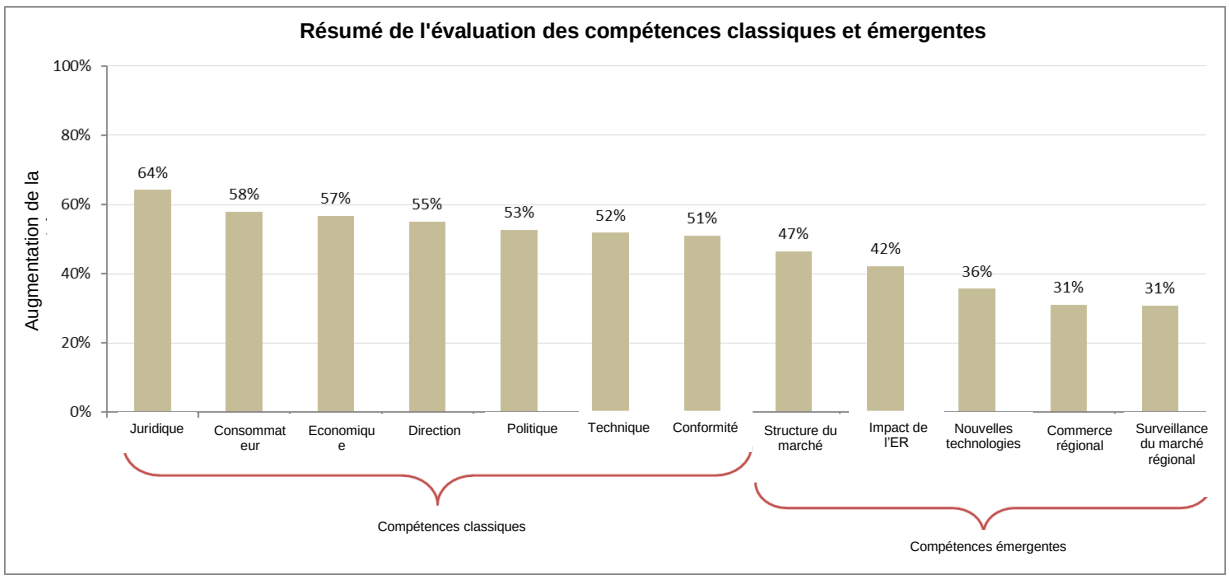
[21]Une liste complète des instituts se trouve dans les annexes

7.8 Programme de renforcement des capacités

7.8.1 Besoins en matière de conception de renforcement des capacités

Cette section utilise les observations et les résultats de l'évaluation des compétences pour élaborer un programme de renforcement des capacités réactif afin de diriger la mise en œuvre des programmes de formation «adaptés à l'objectif». La figure ci-dessous combine les résultats résumés des évaluations des compétences «classiques» et «émergentes».

Figure 43: Instituts de formation utilisés par les répondants



La figure montre:

1. Les résultats d'évaluation des compétences les plus faibles concernent les compétences émergentes. Il faut s'y attendre dans la mesure où les régulateurs ont eu moins de temps pour développer les compétences et les capacités dans ces domaines; et
2. Les domaines qui ont le plus besoin de renforcement des capacités tournent autour du marché régional de l'énergie et des nouvelles technologies, y compris l'intégration des énergies renouvelables.

En plus de l'analyse de haut niveau des besoins présentée ci-dessus, les résultats détaillés des évaluations des compétences classiques ont également mis en évidence les domaines de formation suivants:

1. L'arbitrage entre des politiques contradictoires;
2. Les mécanismes et objectifs de réduction du carbone;
3. La conformité environnementale;
4. Le comptage;
5. Les normes de sécurité;
6. L'impact socio-économique des régulateurs;
7. L'analyse statistique; et
8. Les systèmes d'information.

7.8.2 Programmes de renforcement des capacités proposés

L'un des deux principaux résultats de ce projet est le suivant: «Concevoir un programme de formation réactif pour renforcer la capacité des institutions de réglementation nationales et régionales et des pools énergétiques afin d'influencer de manière proactive le commerce d'électricité et les développements dans le secteur de l'énergie».

Le programme de renforcement des capacités proposé, présenté ci-dessous, découle des différents résultats présentés dans les sections précédentes ainsi que de l'objectif du projet visant à renforcer et à influencer le commerce d'électricité et les développements dans le secteur de l'énergie.

Programmes de renforcement des capacités			
Domaine	Objectif	Contenu	Méthode(s)
Marché régional	Améliorer la connaissance du commerce régional et comment bénéficier de la participation	• Adhésion • Gouvernance • Rôle des marchés • Fonctionnement des marchés, y compris les systèmes de négociation • Tarification en matière d'acheminement et du réseau • Attribution des capacités du réseau • Facturation et règlement • Suivi, supervision et litiges • Analyse des forces, des faiblesses, des opportunités et des menaces (FFOM) • Risques et avantages	• Ateliers • Conférences • Échanges
Réformes du marché	Examiner les développements récents et les expériences d'ouverture des marchés de l'énergie (se concentrer sur les importations / exportations des services publics, des producteurs indépendants d'électricité et des grands clients)	• Options • Avantages et inconvénients • FFOM • Rôle des prosommateurs • Avantages et risques potentiels	• Cours de formation • Ateliers • Échanges (visites de pays)
Cadre de l'octroi de licences	Mettre à jour le cadre de l'octroi de licences pour s'aligner sur les réformes du marché	• Cadre de l'octroi de licences mis à jour en tenant compte de: • la facturation nette, du stockage • du commerce • d'importations et d'exportations	• Échanges (visites de pays) • Discussions internes

Programmes de renforcement des capacités			
Domaine	Objectif	Contenu	Méthode(s)
Cadre technique	Faciliter l'accès au réseau en fixant des normes	• Mettre à jour les exigences du code de réseau pour répondre aux nouvelles technologies et s'aligner sur les réformes du marché • Répondre aux besoins de services de connexion et de transport • Promouvoir l'accès au réseau des tiers	• Échanges (visites de pays) • Ateliers
Planification	Développer des compétences en matière de planification du système	• Méthodes de planification • Outils de planification • Critères d'adéquation du système • Faire face à plusieurs objectifs • Projections de prix à long terme	• En ligne • Vidéo conférence • Des stages
Énergie renouvelable	Étudier l'impact de la pénétration à grande échelle de la capacité d'ER	• Tendances des coûts • Impact technique et commercial de l'énergie photovoltaïque et éolienne à petite et à grande échelle • Variabilité par rapport à l'intermittence • Comment augmenter l'intégration des ER	• Cours de formation • Ateliers • Discussions internes
Cadre économique	Développer des compétences en matière de fixation et de séparation des tarifs	• Séparation des tarifs pour soutenir les réformes du marché • Distinguer les différents produits, y compris l'énergie, les réseaux, les services auxiliaires, l'équilibrage, etc.	• Cours de formation • En ligne • Échanges

Programmes de renforcement des capacités			
Domaine	Objectif	Contenu	Méthode(s)
Gouvernance du marché	Développer des compétences en matière de gouvernance des marchés régionaux	• Options de gouvernance • FFOM • Suivi et surveillance • Élaboration de règles • Règlement des différends	• Ateliers • Visites • Vidéo-conférence
Cadre économique réglementaire	Développer des compétences en matière de tarification du marché régional	• Système de transport et tarification des frais d'acheminement • Frais de perte de réseau • Équilibrer les frais de service • Frais de service accessoires	• Ateliers • Visites
Femmes dans le secteur de l'énergie	Formation contre la discrimination fondée sur le sexe et contre les préjugés, en particulier pour les cadres supérieurs	• Les stéréotypes de genre • Biais «comme moi» • Deux poids, deux mesures • Biais inconscient	• Ateliers • Conférences
Femmes dans le secteur de l'énergie	Promouvoir l'accès aux structures d'appui afin d'aider les femmes à relever les défis commerciaux à mesure qu'ils se présentent.	• Attribuer des encadreurs / guides aux femmes • Accès à des opportunités de réseautage par l'inclusion dans les activités commerciales	• Encadrement • Conseil • Réseautage
Femmes dans le secteur de l'énergie	Revoir les politiques de recrutement	• Supprimer les exigences et les biais inutiles et involontaires. • Fixer des objectifs de bourses fondées sur le sexe	• Atelier • En interne • Échanges

Programmes de renforcement des capacités			
Domaine	Objectif	Contenu	Méthode(s)
Femmes dans le secteur de l'énergie	Revoir le cadre de suivi et d'évaluation pour inclure des indicateurs de genre	• Définir des indicateurs • Fixer les objectifs • Suivre et signaler les progrès • Effectuer les ajustements nécessaires	• Ateliers • Conférences • Échanges
Femmes dans le secteur de l'énergie	Créer des opportunités d'apprentissage	• Des missions significatives pour développer des connaissances spécialisées • Accès aux opportunités de formation	• Des stages
Femmes dans le secteur de l'énergie	Revoir les conditions d'emploi et l'environnement de travail	• Établir des relations employeur / employé plus flexibles	• Ateliers • En interne • Échanges

8. Conclusions et recommandations

8.1 Axe de travail A : Questions institutionnelles

L'approche recommandée pour établir une structure institutionnelle efficace pour la surveillance réglementaire du marché de l'électricité de l'AfOA-OI consiste à regrouper les pays en trois différentes régions régulatrices et à établir une autorité de réglementation pour l'Afrique australe, une autorité de réglementation pour l'Afrique de l'Est et un organisme consultatif de réglementation pour les États insulaires de la région de l'Océan Indien.

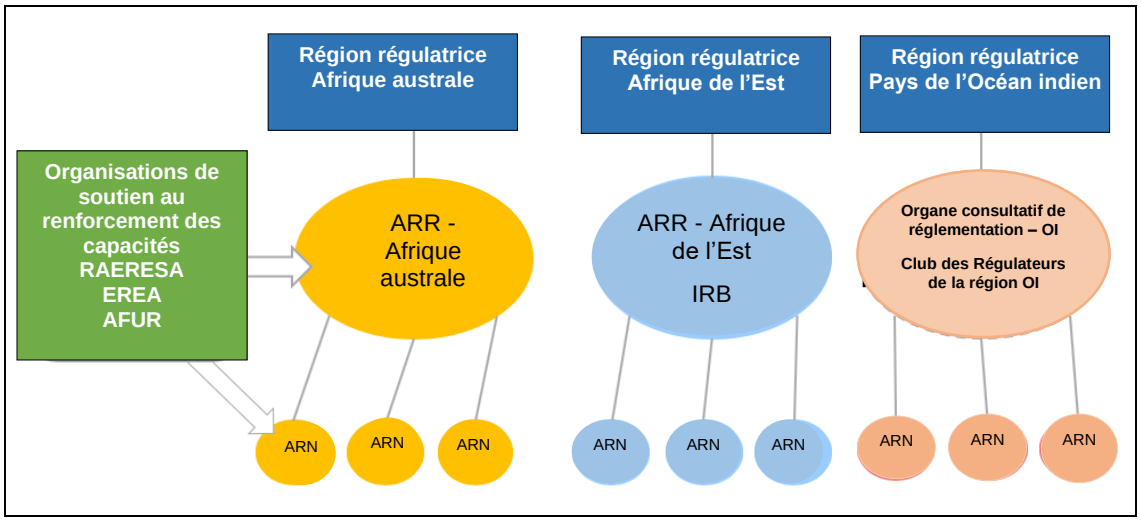
Cette structure devrait être établie sur la base du cadre déjà existant des organismes de réglementation qui a été identifié et analysé dans le rapport d'étude documentaire. Les principaux organismes de réglementation régionaux qui existent déjà et qui doivent donc être rationalisées dans le cadre institutionnel de réglementation régional recommandé sont composées de l'Association régionale des régulateurs de l'énergie pour l'Afrique australe (RERA), du Conseil indépendant de réglementation de l'EAPP (EAPP IRB), de l'Association régionale des régulateurs de l'énergie pour l'Afrique orientale et australe (RAERESA), l'Association des régulateurs de l'énergie de l'Afrique de l'Est (EREA) et le Club des régulateurs de l'Océan Indien.

Compte tenu des mandats attribués à ces organismes par leurs documents juridiques habilitants respectifs et compte dûment tenu des connaissances et des capacités réglementaires qui existent déjà en leur sein, il est recommandé :

- de mandater la RERA comme autorité de réglementation régionale pour la région régulatrice de l'Afrique australe ;
- de mandater l'IRB (organisme de réglementation indépendant de l'EAPP) en tant qu'autorité de réglementation régionale pour la région régulatrice de l'Afrique de l'Est ;
- de mandater le Club des régulateurs de l'Océan Indien en tant qu'organe consultatif de réglementation pour les États insulaires de la région Océan Indien ; et
- de mandater la RAERESA, l'EREA et l'AFUR en tant qu'organismes d'appui au renforcement des capacités de ces institutions.

La structure institutionnelle réglementaire régionale recommandée est illustrée ci-dessous.

Figure 7 - Structure institutionnelle réglementaire régionale recommandée



8.2 Axe de travail A : Harmonisation de la réglementation

8.2.1. Délivrance de licence

Nous proposons que des accords harmonisés soient nécessaires pour couvrir la gamme suivante d'activités réglementaires :

- Lignes directrices harmonisées sur l'octroi des licences, qui définissent les principes de l'octroi de licences dans le secteur de l'électricité, quelles activités devraient exiger des licences et toute restriction sur la nature des organisations ou des individus autorisés à détenir des licences ;
- Procédures communes pour le dépôt des demandes de licences et leur traitement par les autorités de réglementation nationales - nous proposons que les licences soient délivrées par les ARN mais que le processus de demande et d'approbation soit harmonisé autant que possible pour garantir des conditions de concurrence équitables pour les participants potentiels au marché de l'électricité dans les différentes juridictions nationales ;
- Conditions de licence standard dans les principaux domaines de la chaîne d'approvisionnement en électricité, notamment :
    - Production
    - Transport (garantissant notamment l'accès par des tiers aux réseaux de transport nationaux à des fins d'importation et d'exportation d'électricité)
    - Distribution (en particulier les droits pour la production intégrée utilisée pour les exportations et les clients cherchant à importer des marchés régionaux)
    - Interconnexion (en se concentrant sur les exigences de licence pour les développeurs indépendants d'interconnexions internationales et leurs obligations en matière de planification, d'exploitation et de disponibilité des interconnexions)
    - Fonctionnement du réseau (dans la mesure où il est concédé sous licence séparément de la propriété de la transmission)
    - Importation et exportation (contenant les conditions minimales que les producteurs et les consommateurs doivent respecter pour accéder et participer aux marchés régionaux)

Notre recommandation est que des licences standard soient adoptées partout dans les régions Afrique orientale et Afrique australe, et que les ARR soient responsables de la définition de leurs conditions. Les ARN seront ensuite responsables de la mise en œuvre des licences dans le cadre de la subsidiarité. Les modèles de licence devraient être adoptés par le Club des régulateurs de la région OI et le Club des régulateurs devrait collaborer avec les organismes de réglementation nationaux pour harmoniser autant que possible les documents de licence.

8.2.2 Surveillance du marché

SAPP met actuellement en œuvre une unité de surveillance du marché, qui relève du centre de coordination du SAPP. Nous recommandons que cette unité soit tenue de faire rapport sur le comportement des participants au marché à l'ARR pour l'Afrique australe (RERA en sa qualité d'autorité de réglementation), et qu'en fin de compte l'ARR sera chargée de décider et d'appliquer les sanctions contre les participants au marché si nécessaire. Cependant, pendant une période de transition, nous proposons que, jusqu'à ce que les ARR soient pleinement établies, les ARN devraient prendre la responsabilité de l'application des sanctions convenues entre le SAPP et la RERA en Afrique australe. Le même principe s'appliquera entre l'EAPP et l'IRB, en Afrique orientale.

Le besoin de surveillance du marché de l'électricité dans la région OI est principalement axé sur les marchés nationaux de l'électricité et est donc une fonction qui devrait être remplie principalement par les ARN. Le rôle du Club des régulateurs proposé pour la région OI serait consultatif, aidant chacune des ARN à formuler des politiques et des instruments de réglementation permettant un niveau d'intervention approprié sur leurs marchés nationaux pour protéger les intérêts des clients. Cela comprendrait un rôle pour le Club des régulateurs dans l'examen des meilleures pratiques

internationales et la publication de notes d'orientation sur les bonnes pratiques en matière de réglementation des marchés qui peuvent être développées par les ARN individuelles.

8.2.3 Incitation à l'investissement dans le transport

Outre les accords de licence proposés ci-dessus, nous recommandons l'adoption au niveau régional d'un ensemble normalisé d'accords types pour aider les propriétaires de réseaux de transport et les gestionnaires de réseau à développer les réseaux régionaux. Nous recommandons que les ARR élaborent et appliquent des **modèles d'accords** et des **conditions standards** pour les accords de base dont les gestionnaires de transport (GT) ont besoin, comme suit :

- Un **accord de connexion de transport** qui couvre les dispositions techniques et commerciales pour connecter les nouveaux sites de production et de consommation au réseau de transport ;
- Un **accord d'utilisation des réseaux de transport** qui définit les droits des utilisateurs des réseaux de transport d'être et de rester connectés aux nouveaux actifs ;
- Un **accord d'interconnexion** qui traite des problèmes spécifiques de connexion et d'exploitation au point de connexion entre les nouveaux actifs d'interconnexion développés par des sociétés indépendantes et les réseaux de transport nationaux existants ;
- Un **accord d'acheminement** qui définit les droits et obligations des GT en ce qui concerne les transferts internationaux d'électricité entre les pays sur les marchés du SAPP et de l'EAPP.

Les modèles d'accord devraient être mis en œuvre par les ARN conformément au principe de subsidiarité. Dans les pays de l'OI, le Club des régulateurs devrait collaborer avec les ARN pour aligner leurs régimes et accords de licence sur les meilleures pratiques, sans que cela ne soit une exigence obligatoire.

8.2.4 Code de réseau régional

Il existe un besoin d'un code de réseau régional qui peut être utilisé pour l'Afrique orientale et australe pour améliorer la sécurité et la compétitivité des industries. La sécurité est renforcée en tant qu'interconnexion lorsque la sécurité de la charge de l'approvisionnement est partagée entre toutes les entités de l'interconnexion. Les entités comprennent les producteurs, les clients, les sociétés de transport et les gestionnaires de réseau. Le code de réseau régional prévoit un ensemble commun de règles techniques internationalement acceptables qui créent des conditions équitables pour le commerce de l'électricité et la sécurité des services d'approvisionnement. En retour, cela donne aux investisseurs la garantie que leurs actifs seront protégés, ce qui facilitera leur décision d'investissement et rendra les emprunts moins onéreux auprès des organismes de prêt. L'amélioration des échanges fait baisser les prix régionaux de l'énergie et les avantages sont partagés par tous les participants. Une sécurité renforcée améliore la fiabilité de l'approvisionnement avec moins de pannes et d'interruptions de l'approvisionnement avec des avantages majeurs pour tous les consommateurs.

Un code de réseau régional commun à l'Afrique orientale et australe devrait être développé. Le respect de ces dispositions sera imposé par les ARR, qui collaboreront avec les ARN et les services de transport nationaux pour aligner les codes de réseau nationaux sur les exigences du code régional. Des dérogations peuvent être accordées si nécessaire pour donner aux services publics nationaux le temps de se conformer aux nouvelles exigences.

Dans la région Océan Indien, l'adoption d'un code de réseau « de référence » est recommandée, ce que le Club des régulateurs peut maintenir. Le Club des régulateurs travaillera ensuite avec les ARN pour les aider à aligner leurs codes sur une norme commune, mais reflétant le statut du Club des régulateurs en tant qu'organe consultatif ; ce code ne sera pas obligatoire dans l'OI.

8.2.5 Frais d'acheminement

Afin de promouvoir le développement d'un marché régional et d'encourager les investissements dans les infrastructures de transport, nous recommandons que les ARR collaborent avec les ARN et les services nationaux de transport pour mettre en œuvre une méthode point à point MW-km pour les frais d'acheminement sur le marché intégré SAPP/EAPP. Cela fournirait une base pour récupérer le capital et les coûts d'exploitation et d'entretien associés à l'utilisation des actifs du réseau interconnecté et des interconnecteurs internationaux pour l'acheminement.

Les pertes de transport marginales associées à l'acheminement peuvent être facilement calculées à partir de l'analyse du flux de charge des flux du réseau « avec et sans » chaque transaction d'acheminement. Celles-ci peuvent alors être rémunérées à un coût énergétique approprié (par

exemple, un coût moyen de production pondéré, conformément à la méthodologie proposée pour le tarif de transport continental) ou être réglées « en nature » par des transferts d'énergie entre les acheteurs, les vendeurs et le service d’acheminement.

8.2.6 Durabilité environnementale

Afin de promouvoir la durabilité environnementale dans le secteur de l'énergie, nous recommandons que les ARR élaborent et mettent en œuvre une approche et une méthodologie standard pour l'inclusion des évaluations environnementales stratégiques dans l'élaboration des plans de ressources intégrés nationaux. Ceux-ci devraient contribuer au processus d'encouragement des mesures d'efficacité énergétique, de la pénétration accrue de la production d'énergie renouvelable et de l'interconnexion accrue en tant que parties intégrantes des futurs plans nationaux de développement.

8.3 Axe de travail B : Renforcement des capacités

Le consultant a élaboré un questionnaire détaillé qui a constitué la base d'un processus interactif d'évaluation des aptitudes et des compétences. Il est encourageant de noter que 20 des 31 participants (65%) ont répondu au questionnaire et cela témoigne de l'intérêt et de l'importance que les institutions accordent au développement de leur population.

On peut clairement conclure que sur les 65% des régulateurs qui ont répondu à l'enquête, la majorité a estimé qu'ils étaient à la fois en sous-effectif et insuffisamment formés. Les principaux postes vacants étaient principalement des postes professionnels (techniques, économiques, de consommation et juridiques) ou de gestion, et il est préoccupant que les postes vacants se rapportent à des domaines critiques pour les régulateurs. Comme indiqué à la section 7.3, les postes vacants ont un impact sérieux sur les organisations et les empêchent de s'acquitter de toutes leurs fonctions et responsabilités dans des délais acceptables et selon la norme de qualité appropriée.

L'évaluation des compétences classique a étudié en détail et approfondi les questions liées au manque de formation. Une conclusion générale des réponses est que les régulateurs ont une compréhension de base adéquate des compétences et des capacités requises pour exercer leurs fonctions. Cependant, leur capacité à élaborer et à appliquer une réglementation, à maintenir et à ajuster les méthodologies et les cadres, ainsi qu'à surveiller et à rendre compte des résultats, est limitée. L'évaluation des compétences émergentes a en outre renforcé l'exigence d'un renforcement supplémentaire des capacités avec des compétences moyennes inférieures dans l'ensemble, par rapport à l'évaluation des compétences classique. Il est donc recommandé que les programmes de renforcement des capacités prennent en compte non seulement les compétences et techniques réglementaires traditionnelles, mais se concentrent également de manière substantielle sur le développement de compétences pour faire face aux tendances émergentes et aux problèmes liés aux changements de la structure du marché, aux technologies des énergies renouvelables, au commerce, à la surveillance du marché, à l’acheminement, à la tarification de réseau, à la gouvernance du marché et aux rapports sur le marché.

L'évaluation des compétences de base a également révélé que s'il existe des poches d'excellence, plusieurs lacunes en matière de compétences nécessitent un soutien. Il s'agit notamment de compétences juridiques telles que la rédaction de contrats, de compétences techniques telles que la modélisation des prix à long terme et la planification de l'expansion et les évaluations des impacts. Il est donc recommandé que tout programme de formation prenne également en compte la formation aux compétences et aptitudes concernant des questions intersectorielles, mais qui sont également nécessaires pour soutenir la réglementation.

Une conclusion de la recherche sur « Les femmes dans l'énergie » à la section 7.5, est que certains domaines d'emploi clés, y compris les rôles techniques et de gestion, sont dominés de manière disproportionnée par les hommes, étant donné la répartition globale de l'emploi entre les sexes. En outre, il existe clairement un désalignement dans l'application des politiques et des programmes conçus pour soutenir le rôle des femmes dans l'environnement de réglementation de l'énergie. Il est recommandé qu'un soutien supplémentaire soit accordé pour aligner les régulateurs sur l'application de ces politiques ainsi que pour fournir un mentorat et une orientation professionnelle accrus aux femmes. Une base de référence claire et des indicateurs de performance clés peuvent être élaborés pour mesurer les progrès à cet égard.

La formation aux compétences techniques, économiques et de conformité a reçu les demandes globales les plus élevées. Les répondants ont également identifié les échanges, les ateliers et le

mentorat comme les trois méthodes clés de formation ou de renforcement des capacités qu'ils préfèrent. Cela fournit des indications claires sur la manière de dispenser des cours de formation et il est recommandé que tout programme de renforcement des capacités en tienne compte. Les méthodes les moins favorisées comprennent la formation universitaire formelle et la vidéoconférence et celles-ci doivent être évitées.

La section 7.8.2 présente une proposition de « programme de renforcement des capacités » résultant de ces constatations. Il est donc recommandé que cela constitue le point de départ des futurs besoins de formation, en tenant compte des questions soulevées ci-dessus en ce qui concerne les méthodes de formation et en veillant à ce que le développement continu du rôle des femmes dans l'environnement de la réglementation énergétique soit poursuivi.

A. Annexe A : Résumé des codes de réseau régionaux et nationaux

Tableau A-1 Codes de gouvernance

Critères du code de gouvernance	ACER	EAPP	Afrique du Sud	Éthiopie	Kenya	Tanzanie	Maurice	Namibie	Zambie	Zimbabwe	Égypte
Structure du Conseil	x membres du conseil d'administration ; présidence tournante	Un membre de chaque ministère de l'Énergie ; la présidence tourne entre les pays tous les 12 mois	Membres nommés pour 3 ans par l'industrie et le ministre nomme le président	Membres nommés pour 3 ans par l'industrie et le ministre nomme le président	Un président du conseil nommé par le président, 3 secrétaires principaux, un directeur général (PDG), un membre du comité exécutif du comté, 5 membres nommés par le secrétaire du cabinet. Le mandat du président est de 4 ans et celui de tout autre membre est de 3 ans	Un président du conseil (non exécutif) nommé par le président, cinq membres non exécutifs nommés par le ministre et un directeur général	Le conseil d'administration est composé d'un président et de trois commissaires. Le président nomme toutes ces personnes sur l'avis du Premier ministre et après consultation de l'opposition	1 président, 1 vice-président et 3 membres ; tous nommés par le ministre pour un mandat de 4 ans	3 membres à temps plein et 4 membres à temps partiel; tous nommés par le ministre. L'un des membres devient président et l'autre devient vice-président	Le conseil se compose d'un minimum de 6 membres et d'un maximum de 9 membres, tous nommés par le ministre avec l'approbation du président. L'un des membres est président et un autre est vice-président. Le ministre procède à ces nominations	
Majorité votante	51%?	Consensus	51%?	51%?			Consensus	La décision d'approbation appartient au ministre		selon la composition du conseil, peut aller de 66% à 55%	
Comité de conformité au code de réseau	Oui - tous les GRT représentés	Un organisme de réglementation indépendant (IRB) est	NERSA est chargé d'assurer la conformité de tous les	Le régulateur éthiopien de l'énergie est responsable de	L'autorité de réglementation est responsable de	L'Autorité de réglementation des services publics de l'énergie et de	Pas de comité séparé pour la surveillance de la conformité	L'autorité de réglementation est en charge de faire	Energy Regulatory Board (ERB) dispose d'une équipe	ZERA est responsable du contrôle de la conformité des acteurs du	

		chargé de surveiller la conformité au code par les acteurs du marché	détenteurs de licence	l'application et du contrôle de la conformité par les participants	l'application et du contrôle de la conformité par les participants	l'eau (EWURA) est l'autorité finale en charge du contrôle de la conformité des participants		respecter le code de réseau et de la surveillance de la conformité des participants au marché	d'inspecteurs, dont la tâche est d'inspecter la conformité de l'entité connectée au réseau	marché de l'électricité	
Pénalités de non-conformité			Actions en ce qui concerne les procédures de traitement des infractions aux licences (peuvent être spécifiques à la licence)	Emprisonnement maximal de 3 ans ou amende pouvant atteindre 15 000 birrs	L'Autorité de réglementation peut décider et imposer une sanction pécuniaire à la partie contrevenante. En cas de violation des conditions de la licence, l'autorité peut révoquer la licence	Aucune pénalité exclusive n'est répertoriée dans le code de réseau	1) La loi sur l'électricité limite la peine à 100 000 roupies ou 5 ans d'emprisonnement 2) L'autorité a le pouvoir de décider du montant de la peine pour non-conformité	**Sanctions prévues par la loi de 2007sur l'Électricité** : 1) Maximum de 16 000 N$ ou 2 ans d'emprisonnement **Sanctions par le code de réseau** : 1) Résolu par la négociation 2) Actions en ce qui concerne les procédures de traitement des infractions aux licences	L'ERB est habilité par la loi à infliger des sanctions pécuniaires allant jusqu'à 100 000 unités de peine et une peine d'emprisonnement allant jusqu'à 5 ans	La loi sur l'autorité de réglementation de l'énergie prévoit une amende ne dépassant pas le niveau 14 ou une peine d'emprisonnement maximale de 5 ans, ou les deux. ZERA décide des sanctions pour diverses questions dans le cadre prévu par la loi	
Dérogations autorisées		Sur demande, un organisme de réglementation indépendant peut autoriser des dérogations qui	Sur demande, NERSA peut approuver la dérogation, sur la base de la recommandation reçue du comité	Le régulateur éthiopien de l'énergie est chargé d'accorder des dérogations aux différents participants. Il peut	À la demande par un acteur du marché d'une exemption d'une obligation particulière du code de	**Étape 1** : le participant dépose une demande au secrétariat du code de réseau (GCS) avec tous les détails de la dérogation	**Étape 1** : le participant doit adresser une demande à l'autorité de réglementation des services publics (URA) avec tous les détails de la	Des dérogations sont autorisées pour habiliter les acteurs du marché en phase de transition. Le	1) la partie concernée sollicitant la dérogation doit écrire directement à l'organisme de réglementatio	**Étape 1** : le participant doit déposer une demande au secrétariat du code de réseau (GCS) avec tous les détails de la	**Étape 1 :** Toute partie qui requiert des dérogations à certaines dispositions du code de réseau doit

		suspendent certaines obligations	consultatif du code de réseau (GCAC)	demander l'avis d'un expert indépendant pendant qu'l accorde ces exemptions	réseau, l'autorité de réglementation peut accorder une dérogation. Elle peut consulter un expert pour avis lors de l'examen de la demande de dérogation	**Étape 2** : le GCS soumet la demande au comité consultatif du code de réseau (GCAC) pour son expertise **Étape 3** : l'autorité de réglementation prend la décision finale en fonction des commentaires reçus du GCAC	dérogation **Étape 2 :** l'autorité peut consulter le gestionnaire de réseau avant de se prononcer sur une demande **Étape 3** : en cas d'approbation, selon le type de dérogation, l'autorité peut approuver la dérogation pour une entité individuelle ou des acteurs du marché entiers qui ont droit à la dérogation	processus de demande est similaire au processus de proposition d'amendement	n de l'énergie en donnant tous les détails. Le DNSP (secrétariat) doit en recevoir une copie 2) Le DNSP doit se concerter avec le GRT avant de soumettre l'évaluation de la dérogation à l'ERB 2) Sur approbation de l'ERB, le secrétariat met à jour le registre avec les détails de la dérogation	dérogation requis. Zimbabwe Electricity Transmission and Distribution Company (ZETDC) fait office de GCS **Étape 2** : GCS soumet la demande au comité d'examen du code de réseau (GCRP) pour son expertise **Étape 3** : L'autorité de réglementation prend la décision finale en fonction des commentaires reçus du GCRP	présenter une demande écrite au comité de développement du code de réseau **Étape 2 : Le** GCDC examine la demande, en faisant appel à des experts si nécessaire, et fait des recommandations au régulateur **Étape 3 : Le** régulateur prend la décision finale concernant la dérogation requise
Processus pour changer le code de réseau	Tous les membres de l'ACER dans une zone synchrone doivent s'accorder sur le changement Changement ratifié par l'UE?	la partie correspondante doit s'adresser à l'organisme de réglementation indépendant avec la proposition de modification. L'IRB, guidée par un comité	La partie correspondante doit présenter une demande au secrétariat du code de réseau. Dès réception d'une demande, le secrétariat demande un	Tout acteur du marché peut demander une modification du code de réseau. L'autorité de réglementation, en tant que dépositaire, est	Tout utilisateur du réseau national peut faire une demande officielle de modification d'un aspect du code de réseau. L'autorité de réglementatio	**Étape 1 :** le participant doit faire une demande au secrétariat du code de réseau (GCS) avec tous les détails de l'amendement proposé **Étape 2 :** le GCS soumet la	Modifications suo moto du code de réseau : l'autorité peut réviser le code de réseau tous les 3 ans pour le mettre à jour **Processus de demande individuelle** :	**Étape 1 :** Tout participant peut faire une proposition d'amendement du code de réseau. Le participant doit d'abord l'adresser au ministre, puis la faire suivre d'une autre	**Étape 1 :** toute demande doit être soumise au comité d'examen du code de réseau de distribution **Étape 2 :** Après les discussions, le DGCRP fait	**Étape 1 :** le participant doit faire une demande au secrétariat du code de réseau (GCS) avec tous les détails de l'amendement proposé. Zimbabwe Electricity	**Étape 1 :** Toute partie qui propose des modifications au code de réseau existant doit présenter une demande écrite au comité d'élaboration

		d'examen du code, approuve le changement	examen par GCAC. Après examen, NERSA prend la décision finale pour approuver les changements proposés dans le code de réseau	responsable des amendements ou changements dans le code de réseau. Il peut prendre conseil auprès du comité d'examen du code de réseau du réseau national de transport éthiopien (ENTSGCRC). Cependant, il n'est pas tenu de suivre les conseils de l'ENTSGCRC lors de l'approbation d'un changement.	n peut demander l'aide du comité d'examen du code de réseau ; cependant, l'autorité n'est pas liée par la recommandation du comité	demande au comité consultatif du code de réseau (GCAC) pour son expertise **Étape 3 :** L'autorité de réglementation prend la décision finale en fonction des commentaires reçus du GCAC	étape 1 : la partie correspondante doit écrire au comité d'examen du code étape 2 : l'autorité, sur recommandation du comité d'examen du code, peut transmettre la demande au ministère pour approbation finale	demande au secrétariat du code de réseau. **Étape 2 :** le secrétariat transmet la proposition au comité d'amendement du code de réseau pour sa recommandation **Étape 3 :** les recommandations de GCAC sont transmises au conseil pour commentaires **Étape 4** : le conseil transmet la proposition au ministre pour approbation. Le ministre peut ou non approuver la demande. **Étape 5** : Le secrétariat communique la décision au demandeur correspondant	des recommandations à l'ERB concernant la proposition **Étape 3 :** L'ERB prend la décision finale, après avoir examiné les suggestions du DGCRP	Transmission and Distribution Company (ZETDC) fait office de GCS **Étape 2**: le GCS soumet la demande au comité d'examen du code de réseau (GCRP) pour son expertise **Étape 3** : L'autorité de réglementation prend la décision finale en fonction des commentaires reçus du GCRP	du code de réseau **Étape 2:** Le GCDC examine la demande, en faisant appel à des experts si nécessaire, et fait des recommandations au régulateur **Étape 3 : Le** régulateur prend la décision finale décision relative à la proposition d'amendement du code de réseau

Tableau A-2 Codes de connexion de production synchrone

Critères	ACER	EAPP	Afrique du Sud	Éthiopie	Kenya	Tanzanie	Maurice	Namibie	Zambie	Zimbabwe	Égypte
Exigences de tolérance de fréquence	**Normale** UE 49,0 - 51,0 Hz RU 49,5 - 50,5 Hz Pays nordiques 49,0 - 51,0 Hz **Extrême** UE 47 - 51,5 Hz RU 47 - 51 Hz Pays nordiques 47,5 - 51,5 Hz	Plage normale 49,5 - 50,5 Hz Extrême 47 - 52 Hz	Plage normale 49,0 - 51,0 Hz Extrême 47 - 51,5 Hz	Plage normale 49,0 - 51,0 Hz Extrême 47 - 51,5 Hz	Plage normale 49,5 - 50,5 Hz sous perturbation 49-52 Hz Bande max. sous défaut du réseau 48,75 Hz - 51,25 Hz Fonctionnement extrême du réseau f <47,5 Hz ou f> 51,5 Hz pendant 20 secondes	51 Hz - 51,5 Hz pendant 10 min Fonctionnement continu dans la plage 49 Hz et 51 Hz 48,5 Hz - 49 Hz pendant 80 min 48 Hz - 48,5 Hz pendant 10 min 47,5 Hz - 48 Hz pendant 1 min 47 Hz - 47,5 Hz pendant 200 ms	51,5 Hz - 52 Hz pendant au moins 15 s 51 Hz - 51,5 Hz pendant au moins 90 min 49 Hz - 51 Hz en fonctionnement continu 47,5 Hz - 49 Hz pendant au moins 90 min 47 Hz - 47,5 Hz pendant au moins 20 s	**Exigences de haute fréquence** : f> 52 Hz pendant au moins 1 minute **pendant la durée de vie de la centrale** 51,5 Hz - 52 Hz pendant au moins 10 minutes pendant la **durée de vie de la centrale** f> 51,5 Hz pendant cinq minutes , déclencher l'arrêt de la centrale **Exigences de basse fréquence** : 48 Hz - 48,5 Hz pendant au moins 5 min 47,5 Hz - 48 Hz pendant au moins 30 s f <47,5 Hz au moins 6 s au-delà desquelles des mesures		Les générateurs doivent pouvoir fonctionner lorsque la fréquence monte momentanément à 51,25 Hz ou tombe à 48,5 Hz	Les générateurs doivent rester connectés au réseau dans la plage de fréquences de 48,5 Hz et 51 Hz

								de précaution peuvent être prises			
Exigences de contrôle de haute fréquence	Contrôle de fréquence primaire obligatoire Bande morte 0,5 Hz et statisme 2-12% Contrôle de fréquence secondaire et tertiaire un service auxiliaire	Contrôle de fréquence primaire, secondaire et tertiaire obligatoire	Contrôle de fréquence primaire obligatoire Bande morte 0,5 Hz et statisme 2-12% Contrôle de fréquence primaire, secondaire et tertiaire supplémentaire un service auxiliaire	Contrôle de fréquence primaire, secondaire et tertiaire obligatoire	Rotation, régulation et contrôle de fréquence tertiaire obligatoire	1) Les turbo-alternateurs doivent pouvoir fonctionner pendant au moins 10 minutes à une fréquence supérieure à 51 Hz mais inférieure à 51,5 Hz. 2) À une fréquence supérieure à 51 Hz pendant plus de 5 minutes, les unités doivent se déclencher dans un format échelonné approuvé par le GRT 3) En cas de fréquence supérieure à 51,5 Hz, les générateurs peuvent se déclencher séquentiellement dans un laps de temps de 30	1) En cas d'îlotage de l'unité, l'unité de production doit être en mesure de maintenir la fréquence de fonctionnement du groupe d' îles bien en dessous de 52 Hz. 2) Dans d'autres cas, la réponse aux hautes fréquences doit être mise en œuvre dans les 10 secondes et maintenue pendant toute la l'excursion	1) Une exigence de 4% de caractéristiques de statisme du régulateur ou comme convenu par le gestionnaire du réseau 2) Capacité de répondre dans les 10 secondes suivant l'excursion et durable tout au long de la période d'excursion		1) Les caractéristiques de statisme du gouverneur doivent être comprises entre 4% et 6%	Tous les générateurs fonctionnant à une capacité supérieure à l'exigence de production minimale doivent réduire la production conformément à l'accord de connexion. La réponse doit être active dans les 10 secondes et doit être maintenue jusqu'à nouvel ordre du GRT.

						secondes 4) le statisme du régulateur doit être de 4%					
Exigences de contrôle des basses fréquences	Unités obligatoires de réglage primaire de fréquence > 10-75 MW Bande morte 0,5 Hz, réponse 1,5% et statisme 2-12% réglage secondaire et tertiaire de fréquence un service auxiliaire	Réglage primaire, secondaire et tertiaire de fréquence obligatoire	Réglage primaire, secondaire et tertiaire des fréquences un service auxiliaire	Réglage primaire, secondaire et tertiaire de fréquence obligatoire	Rotation, régulation et réglage de fréquence tertiaire obligatoires	1) Toutes les unités doivent avoir une caractéristique de statisme de 4% avec une réponse minimale de 3% du MCR dans les 10 secondes suivant un incident de fréquence et être durables pendant au moins 10 minutes	Les unités de production doivent pouvoir répondre à au moins 3% de la capacité enregistrée et la réponse doit être durable pendant 10 minutes.	1) Une exigence de 4% de caractéristiques de statisme du régulateur ou comme convenu par le gestionnaire du réseau 2) pour les générateurs hydrauliques, tous les efforts raisonnables doivent être déployés pour faire fonctionner l'unité dans des conditions de basse fréquence, à condition que la fréquence du réseau soit supérieure à 46 Hz		1) Les caractéristiques de statisme du gouverneur doivent être comprises entre 4% et 6%	Tous les générateurs doivent être équipés d'un mécanisme de régulateur pour fournir une réponse de contrôle de fréquence primaire. La quantité de puissance active à injecter par chaque générateur doit être conforme à l'accord de connexion.
Exigences de tolérance de tension	0.85-0.9pu 60min 1.118-1.15pu 20-60min	0,95-1,05 pu (condition normale) 0,9-1,1 pu (contingence unique)	l'écart ne doit pas être supérieur à 5% de la tension déclarée en	Les limitations de tension de toute unité de production ne doivent pas créer de	Les limitations de tension de toute unité de production ne doivent pas créer de	Fonctionnement continu dans une plage de 0,9 pu - 1,1 pu	Le générateur doit rester connecté au réseau dans les limites de tolérance de	1) Fonctionnement normal entre 0,9 pu - 1,10 pu 2) 0,2 s de	1) pour la connexion de tensions inférieures à 11 kV, la tolérance est		La puissance active et réactive générée par l'unité ne doit pas être

		0,85-1,2 pu (contingence multiple)	deux périodes de 10 minutes chacune	variation supérieure à +/- 10% de la valeur nominale	variation supérieure à +/- 10% de la valeur nominale		+/- 10% par rapport à la valeur nominale	tension 0 pu 3) 2 s de tension 0,75 pu 4) 60 s de tension 0,85 pu 5) la tension d'une phase n'est pas inférieure à 5% de chacune des deux autres phases	de +/- 10% 2) pour la connexion de tensions supérieures à 11 kV, la tolérance est de +/- 5%		affectée par une variation de tension entre +/- 5% de la valeur nominale
Alimentation sans panne	Tension de défaut 0,05-0,3 Durée de défaut 0,15 s Tension de rétablissement 0,85 Temps de rétablissement 1,5-3 s	Temps d'élimination des défauts: 80 ms (400 kV, 500 kV) 100 ms (220 kV -230 kV) 120 ms (<= 132 kV)		Temps d'élimination des défauts: 80 ms pour 220 kV et plus 100 ms pour 132 kV et moins		Chute de tension à 0 pendant 0,2 s 0,75 pu pendant 2 s et 0,85 pu pendant 60 s	**Alimentation continue à basse tension :** Les unités de production doivent être capables de maintenir des tensions basses aussi faibles que 0,05 pu et pendant une période de 1,12 s avant que la tension ne revienne à la valeur nominale d'origine **Alimentation continue à haute tension :** le générateur doit maintenir une tension				

							de 1,2 pu pendant 0,2 s et 1,15 pu pendant 1 sec				

Tableau A-3 Codes de connexion de production asynchrone

Critères	ACER	EAPP	Afrique du Sud	Éthiopie	Kenya	Tanzanie	Maurice	Namibie	Zambie	Zimbabwe	Égypte
Exigences de tolérance de fréquence	Normale UE 49,0 - 51,0 Hz RU 49,5 - 50,5 Hz Pays nordiques 49,0 - 51,0 Hz Extrême UE 47 - 51,5 Hz RU 47 - 51 Hz Pays nordiques 47,5 - 51,5 Hz	Plage normale 49,5 - 50,5 Hz Extrême 47 - 52 Hz	Plage normale 49,0 - 51,0 Hz Extrême 47 - 51,5 Hz	Plage normale 49,0 - 51,0 Hz Extrême 47 - 51,5 Hz	49,5 - 50,5 Hz en fonctionnement continu 49 - 50 Hz au moins 60 min 48 - 51,5 Hz Au moins 30 min 47,5 - 51,5 Hz au moins 3 min <41,75 ou> 51,5 Hz au moins 20 secondes <47 Hz pendant plus de 0,2 s, peut se débrancher > 52 Hz pendant plus de 4 secondes, doit se débrancher	47,5 Hz - 50,5 Hz	51,5 Hz - 52 Hz pendant au moins 15 s 51 Hz - 51,5 Hz pendant au moins 90 min 49 Hz - 51 Hz en fonctionnement continu 47,5 Hz - 49 Hz pendant au moins 90 min 47 Hz - 47,5 Hz pendant au moins 20 s	un fonctionnement en régime permanent entre 49 Hz et 51 Hz		Pas d'exigences spécifiques aux énergies renouvelables . Les conditions de production synchrone doivent être utilisées	L'unité de production doit rester connectée au réseau dans la plage de 48,5 Hz et 51 Hz pour 47,5 Hz <f <48 Hz, pendant pas plus de 10 minutes pour 48 Hz <f <48,5 Hz, pendant pas plus de 20 minutes pour 48,5 Hz <f <49 Hz, pendant pas plus de 30 minutes pour 50,2 Hz <f <51,5 Hz, pendant pas plus de 30 minutes
Exigences de Réglage de haute fréquence	Réglage primaire de fréquence obligatoire	Les unités de production doivent avoir des capacités	Fréquence primaire supérieure à 50,5 Hz	1) Capacité à fonctionner à un niveau inférieur à sa	1) Capacité à fonctionner à un niveau inférieur à sa	Les unités doivent pouvoir fonctionner	**Les centrales électriques ne devraient pas participer au**	1) Une capacité à réduire la sortie de	1) Si la fréquence est supérieure à 52,5 Hz, le	Pas d'exigences spécifiques aux énergies	1) Un changement progressif de 10% de la

	Bande morte 0,5 Hz et statisme 2-12% Réglage secondaire et tertiaire de fréquence un service auxiliaire	définies dans la courbe de fréquence de puissance convenue avec le GRT	obligatoire tout réglage primaire, secondaire et tertiaire de fréquence supplémentaire un service auxiliaire	capacité instantanée	capacité instantanée	en mode sensible aux fréquences limitées en cas de surfréquences (LFSM -OF). Cela est également appelé « réduction de puissance pendant une surfréquence » dans certains pays africains	**réglage de fréquence tant que le GRT ne l'aura pas demandé**. 1) Les unités de production doivent activer le mécanisme de réglage de fréquence dès que cela est techniquement possible et dans un délai d'u plus 2 secondes. La réponse doit être pleinement atteinte en 10 secondes et durable tout au long de l'excursion 2) La sortie doit être réduite en cas de hautes fréquences et ne doit augmenter que lorsque la fréquence touche 50,05 Hz	l'unité de production dans la bande définie par le GR et avec un statisme décidé par celui-ci 2) Capacité à mettre en œuvre différents statismes dans une plage de valeurs définies par le GR	courant doit être réduit jusqu'à ce que la fréquence atteigne 51,5 Hz. Si la situation persiste pendant 10 minutes, le réseau doit se débrancher en moins de 3 secondes 2) Les centrales doivent pouvoir recevoir un point de consigne correspondant à la puissance de sortie active du GR et le mettre en œuvre	renouvelables . Les conditions de production synchrone doivent être utilisées	puissance nominale est autorisé au maximum 2) Le taux de rampe doit être de 20% de la puissance nominale / min
Exigences de réglage des basses fréquences	Unités obligatoires de réglage primaire de	Les unités de production doivent avoir des capacités	Le réglage primaire, secondaire et tertiaire des	1) Capacité à fonctionner à un niveau inférieur à sa	1) Capacité à fonctionner à un niveau inférieur à sa	1) Seuls les nouveaux générateurs, où la	Les unités de production doivent pouvoir	1) Possibilité d'augmenter la puissance de sortie d'un		Pas d'exigences spécifiques aux énergies	

	fréquence > 10-75 MW Bande morte 0,5 Hz, réponse 1,5% et statisme 2-12% réglage secondaire et tertiaire de fréquence un service auxiliaire	définies dans la courbe de fréquence de puissance convenue avec le GRT	fréquences un service auxiliaire	capacité instantanée	capacité instantanée	proportion de production non synchrone atteint 30% au PdC, doivent participer à une réponse en fréquence entièrement active 2) la réponse doit être activée en moins de 2 secondes et atteindre 3% de la puissance maximale en 10 secondes. La réponse doit être durable pendant 10 minutes	répondre à au moins 3% de la puissance active disponible et la réponse doit être durable pendant 10 minutes.	% décidé par le GR, s'il existe une capacité de surcharge inhérente à l'unité. Cette rampe doit être effectuée avec un statisme fixé par le GR		renouvelables . Les conditions de production synchrone doivent être utilisées	
Exigences de tolérance de tension	0.85-0.9pu 60min 1.118-1.15pu 20-60min	0,95-1,05 pu (condition normale) 0,9-1,1 pu (contingence unique) 0,85-1,2 pu (contingence multiple)	l'écart ne doit pas être supérieur à 5% de la tension déclarée en deux périodes de 10 minutes chacune	Les limitations de tension de toute unité de production ne doivent pas créer de variation supérieure à +/- 10% de la valeur nominale	Les limitations de tension de toute unité de production ne doivent pas créer de variation supérieure à +/- 10% de la valeur nominale	0,9 pu - 1,1 pu	Le générateur doit rester connecté au réseau dans les limites de tolérance de +/- 10% par rapport à la valeur nominale	1) Les unités doivent pouvoir rester connectées au réseau entre les niveaux de tension de 0,9 pu et 1,1 pu 2) Un taux de rampe réglable entre 1 kV/min et 100 kV/min 3) Capacité de réguler la	1) pour la connexion de tensions inférieures à 11 kV, la tolérance est de +/- 10% 2) pour la connexion de tensions supérieures à 11 kV, la tolérance est de +/- 5% 3) L'onduleur	Pas d'exigences spécifiques aux énergies renouvelables . Les conditions de production synchrone doivent être utilisées	1) Les unités de production d'énergie éolienne doivent rester connectées au réseau entre la plage de tension de 0,85 pu et 1,15 pu. 2) Si le niveau de tension se situe entre 1,10 pu et

								tension dans un point de consigne avec une résolution de 0,01 pu	doit se déconnecter en moins de 3 secondes en cas de tension moyenne supérieure aux tensions de fonctionnement nominales pendant 10 min en continu 4) Doit tolérer les déséquilibres de tension résultant de perturbations du réseau		1,15 pu pendant plus de 30 minutes, l'unité doit se débrancher
Alimentation sans panne (FRT)	Tension de défaut 0,05-0,3 Durée du défaut 0,15 s Tension de rétablissement 0,85 Temps de rétablissement 1,5-3 s	Les conditions d'alimentation sans panne doivent être convenues entre le GRT correspondant et le producteur d'énergie renouvelable.	**Pour les installations solaires/ éoliennes** Connexion continue entre 0,9 et 1,1 pu 0 pu pendant 0,15 sec <0,85 pu pendant 2 sec 0,85 pu pendant 3 sec 1,1 <tension <1,2 pu pendant 2 sec	**Pour les installations solaires / éoliennes** Connexion continue entre 0,9 et 1,1 pu 0 pu pendant 0,15 sec <0,85 pu pendant 2 sec 0,85 pu pendant 3 sec 1,1 <tension <1,2 pu pendant 2 sec	**Pour les installations solaires / éoliennes** Doit rester connecté tout au long des creux de tension Connexion continue entre 0,9 et 1,1 pu 0 pu pendant 0,15 sec <0,85 pu pendant 2 sec 0,85 pu pendant 3 sec 1,1 <tension	1,2 pu pendant 2 sec et 1,15 pu pendant 60 sec	**LVRT (Alimentation continue à basse tension):** Les unités doivent rester connectées au réseau jusqu'à des tensions aussi basses que 0,15 pu. À 0,15 pu, l'unité doit rester connectée pendant 0,625 sec. Pour les tensions entre 0,15 pu et	**LVRT (Alimentation continue à basse tension):** 1) Pour 0,85 pu <U <0,9 pu, le réseau doit rester connecté pendant un maximum de 120 s 2) Pour 0 pu <U <0,85 pu, le réseau doit rester connecté pendant un maximum de		Pas d'exigences spécifiques aux énergies renouvelables. Les conditions de production synchrone doivent être utilisées	1) pour 0 pu , rester connecté pendant 150 ms 2) pour 0,85 pu , rester connecté pendant 3 sec 3) pour toute valeur entre 0 pu et 0,85 pu , une ligne linéaire reliant 150 ms et 3000 ms 4) Le générateur doit traverser une chute de

					<1,2 pu pendant 2 sec		0,94 pu, l'unité doit rester connectée pendant 3 secondes, au-delà desquelles elle peut se déconnecter du réseau **Alimentation continue à haute tension :** l'unité doit rester connectée à des tensions comprises entre 1,1 pu et 1,2 pu pendant 2 secondes	2 s et un minimum de 0,2 sec			tension à 0,3 pu pour deux échecs successifs de réenclenchèrent automatique
Inertie synthétique	Le GRT décide			Obligation d'équilibrer le service auxiliaire des éoliennes	Obligation d'équilibrer le service auxiliaire des éoliennes	Si la puissance de la production non synchrone atteint 30% de la puissance totale fournie au PdC, les nouveaux générateurs ajoutés doivent avoir la capacité de participer au réglage de fréquence du réseau	Aucune condition exclusive liée à l'inertie synthétique. Mais les unités devraient participer au programme de réglage des fréquences pendant les excursions à basse et haute fréquences				

Tableau A-4 Codes de planification des opérations

Critères	ACER	EAPP	Afrique du Sud	Éthiopie	Kenya	Tanzanie	Maurice	Namibie	Zambie	Zimbabwe	Égypte
Données pour l'analyse de la sécurité opérationnelle dans la planification opérationnelle	Modèles de différents réseaux pour l'année à venir, la semaine à venir, la journée à venir et intra-journaliers	Chaque GRT doit s'assurer que les données correspondant aux ressources de puissance réactive de production et de transport, telles que l'état des prises de transformateurs, les régulateurs de tension et les stabilisateurs du réseau électrique, sont disponibles pour tous les GRT , EAPP CC	National Transmission Company (NTC) est responsable de la modélisation lors de la planification du réseau électrique	Estimation quotidienne / hebdomadaire / mensuelle / annuelle de la demande (MW, Mvar, MWh) combinée avec des études de réseau par ENTSO	**Exigence EAPP** : 1) Fréquence du réseau 2) État de la ligne de transport 3) Flux de puissance active et réactive 4) Tensions aux barres-omnibus de transport 5) Réserves de puissances réactives dynamiques et statiques 6) Alarmes de surcharge et de protection **Exigences kenyanes :** Données de prévision des charges horaires / quotidiennes / mensuelles et la source des prévisions	Le GRT est en charge de la maintenance de la base de données technique nécessaire à cet effet	1) Prévision des charges des utilisateurs comme les fournisseurs en vrac, les réseaux de distribution et les gros utilisateurs 2) Données liées à la production comme les interruptions planifiées, les plans de maintenance, la capacité de production 3) Modèle de Réseau électrique, développé en collaboration avec divers utilisateurs du réseau	1) Données soumises au GRT par les utilisateurs avant la mise en service de la centrale, sous réserve de mises à jour périodiques en cas de modifications		1) Prévision de la demande 2) Planification de la production 3) Procédures de contrôle de la demande 4) Plans d'urgence	1) Modèles techniques du réseau électrique existants maintenus par le GRT 2) Modèles de réseaux à connecter ou à développer fournis par les utilisateurs du réseau
Scénarios de planification de l'année à	a) demande d'électricité ; b) les	**Plan décennal présenté chaque**	**Plan quinquennal (publié**	**Plan décennal** : 1) prévisions	**Plan décennal** : 1)	**Plan décennal mis à jour annuellement**	**La planification sur 1 an est**	1) Plans de production et d'importation			1) Jour avec la demande du réseau la plus

venir	conditions liées à la contribution des sources d'énergie renouvelables ; c) positions d'importation / exportation déterminées, y compris les valeurs de référence convenues permettant la tâche de fusion ; et (d) le modèle de production, avec un parc de production entièrement disponible ; e) le développement du réseau de l'année à venir.	**année** : 1) Prévision du minimum et du maximum saisonniers aux dates de référence fixées par le centre de contrôle 2) Quantité et nature de la production actuellement disponible 3) Capacité de production requise pour respecter les marges opérationnelles 4) Unités supplémentaires et mise à niveau des unités existantes 5) Échange d'énergie avec des réseaux externes 6) Capacité du réseau de transport	**chaque année) :** 1) Données récentes des générateurs, générateurs intégrés, NTC, TNSP et distributeurs 2) Scénarios de croissance de la demande des consommateurs 3) Scénarios de croissance de la production 4) Projets engagés pour la production 5) Programmes de gestion de la demande 6) Hypothèses raisonnables concernant les exportations et les importations	des charges et de la production 2) scénarios de performance des équipements	Informations client spécifiques 2) Statistiques de la performance du réseau 3) prévision des charges KNTS et de la production 4) Plans de développement du gouvernement et de la clientèle 5) Scénarios de performance de l'équipement	: 1) prévision de la demande sur 10 ans des distributeurs et des utilisateurs finaux **Plan opérationnel annuel :** 1) adéquation et capacité des unités de production à répondre à la demande pour les 5 prochaines années 2) planification et placement du générateur et des interruptions du transport 3) Problèmes possibles qui peuvent survenir pendant la période de planification et leurs solutions alternatives 4) Adéquation des procédures	**appelée planification opérationnelle à moyen terme** 1) Données historiques sur la demande 2) Prévisions météorologiques 3) Tendances historiques de la demande 4) Incidence des principaux événements ou activités 5) Prévision ou calendrier de production d'énergie de l'unité 6) Transferts de la demande (reconfiguration) 7) Élimination planifié de la demande	2) Prévision des charges pour chaque sous-station 3) Limites thermiques de l'équipement de transport 4) Stabilité transitoire 5) Disposition des barres omnibus 6) Projets lancés par la société de transport			élevée 2) Jour avec la demande du réseau la plus faible 3) Prévisions météorologiques correspondant aux deux jours ci-dessus 4) Produit de la production intégrée 5) Planification des sociétés de distribution individuelles pour gérer la demande accrue dans leur zone de contrôle

						d'urgence en place					
Développement de modèles communs	Défini à l'article 17 du règlement (UE) no 2015/1222,	Le sous-comité de planification de l'EAPP est chargé de coordonner le développement du modèle de réseau	Les producteurs sont responsables de la fourniture des données suivantes à des fins de planification du réseau 1) Modèles de simulation de l'unité de production 2) Informations requises par le GRT pour l'exploitation du secteur de l'électricité	1) ENTSO est responsable de la collecte de données auprès des utilisateurs pour la planification et les études de réseau 2) Les utilisateurs doivent fournir des données de modèle EMS mises à jour chaque année dans un format électronique convenu d'un commun accord	1) KNTSO est responsable de la collecte des données auprès des utilisateurs pour la planification et les études de réseau 2) Les utilisateurs doivent fournir sans délai les informations demandées par le GRT à des fins de planification et de surveillance	Tanzania Electric Supply Company (TANESCO) est chargée de tenir à jour une base de données technique à des fins de planification et d'études de réseau. Tous les acteurs de la fourniture d'électricité doivent fournir les informations demandées par TANESCO à cet effet.	**Le gestionnaire du réseau est responsable de la création et de la maintenance des modèles** 1) Les producteurs doivent fournir des modèles dynamiques, des réseaux de contrôle, des capacités d'alimentation comme la puissance nominale 2) Les gestionnaires des réseaux de transport doivent fournir des données sur le transformateur et la ligne 3) Les distributeurs doivent fournir des modèles pour les paramètres complexes de charge et de	La société de transport est responsable de la construction d'une base de données technique de l'ensemble du réseau électrique. Tous les utilisateurs sont tenus de partager les informations requises avec l'entreprise à cet effet. Ces données peuvent être statiques et enregistrées lors de la mise en service ou dynamiques et mises à jour chaque année		ZETDC est responsable de la maintenance de la base de données technique du réseau électrique à des fins de modélisation et d'étude de réseau. La coopération de tous les utilisateurs connectés est obligatoire à cet effet	Les producteurs sont chargés de fournir les données suivantes à des fins de planification du réseau 1) Modèles de simulation de l'unité de production 2) Informations requises par le GRT pour la construction et la maintenance de cette base de données

							relais de protection				
Analyse de la sécurité opérationnelle	N-1 Toutes les limites de tension et tous les débits respectés	1) Critère de contingence N-1 2) Planification de l'échange 3) Réserve opérationnelle 4) Contrôle de la tension 5) Contrôle du niveau de défaut 6) Coordination de la protection 7) Plan de mesures correctives	1) Critère de contingence N-1	1) Critère de contingence N-1 2) Planification de l'échange 3) Réserve opérationnelle 4) Contrôle de la tension 5) Contrôle du niveau de défaut 6) Coordination de la protection 7) Plan de mesures correctives	1) Critère de contingence N-1 2) Planification de l'échange 3) Réserve opérationnelle 4) Contrôle de la tension 5) Contrôle du niveau de défaut 6) Coordination de la protection 7) Plan de mesures correctives 8) Alimentation auxiliaire 9) Restauration de l'alimentation 10) Fonctionnement de l'appareillage de commutation	1) Fonctionnement conformément aux normes techniques et aux caractéristiques de l'équipement 2) Capacité de transport du RT dans des conditions normales et d'urgence 3) Études annuelles liées aux changements dans le réseau de vrac	1) Tension du réseau de transport 2) Fréquence du réseau de transport 3) Facteur de puissance de charge 4) Charges thermiques 5) Niveaux de défaut 6) Stabilité du réseau 7) Critères de fiabilité (N-1)	1) Plusieurs pannes de nature crédible doivent être étudiées 2) Capacité de redémarrage à froid du réseau 3) Fonctionnement du centre de contrôle primaire et d'urgence 4) Réseaux de communication fiables		1) analyse du flux de charge 2) analyse des défauts 3) analyse de la stabilité	1) Études de flux de charge 2) Études de court-circuit 3) Études de stabilité transitoire 4) Études de stabilité en régime permanent 5) Analyse d'effondrement de tension 6) Analyse de transitoire électromagnétique 7) Analyse de fiabilité
Coordination régionale de la sécurité opérationnelle	Le GRT doit communiquer avec l'autorité régionale Plan de	Les GRT sont responsables des aspects opérationnels tels que le	Le gestionnaire international peut demander au	1) participer, en tant que GRT, au programme de délestage	1) participer, en tant que GRT, au programme de délestage		Pas de discussion sur le pool électrique régional dans	Doit être régi par un accord du SAPP			Le code du réseau est rédigé de manière à ne faire

	coordination à mettre en place	critère N-1, le réglage de la tension, la réserve opérationnelle, etc. dans leur région et notifient l'EAPP CC	gestionnaire de réseau (GR) de prendre une mesure pour augmenter/ diminuer le flux d'énergie. Cela peut être résolu sans compromettre le réseau électrique sud-africain	automatique de l'EAPP, pour contrôler la fréquence et la tension 2) Déconnexions Rota pour les coupures planifiées	automatique de l'EAPP, pour contrôler la fréquence et la tension 2) Déconnexions Rota pour les coupures planifiées		le code de réseau				référence qu'au processus interne en Égypte. Les relations avec les pays voisins doivent être négociées directement avec eux
Coordination régionale des coupures	Les GRT peuvent combiner les plans sous un seul coordinateur de sécurité	L'EAPP CC se coordonne ses activités avec celles de tous les GRT membres et les producteurs pour formuler le plan de coupure annuel	N / A	La loi actuelle stipule que l'ENTSO doit suivre la procédure établie par l'EAPP pour la coordination régionale des coupures	La loi actuelle stipule que KNTSO doit suivre la procédure établie par l'EAPP pour la coordination régionale des coupures		Pas de discussion sur le pool électrique régional dans le code de réseau	Doit être régi par un accord du SAPP			Le code de réseau est rédigé de manière à ne faire référence qu'au processus interne en Égypte. Les relations avec les pays voisins doivent être négociées directement avec eux
Méthodologie de coordination des coupures	tous les GRT élaborent conjointement une méthodologie au moins par zone synchrone, pour évaluer la pertinence	1) La prévision de la demande pour les 3 années à venir est soumise à l'EAPP CC 2) Les producteurs soumettent	1) toutes les coupures impliquant le TNSP doivent être négociées par les clients concernés et notifiées au moins 14	1) Les producteurs / entités de transport doivent soumettre les plans d'interruption pour le prochain	1) Chaque unité de production doit publier ses plans d'interruption prévus. 2) Le GRT doit coordonner le plan	**Philosophie** : 1) La charge du client doit être délestée pendant un temps raisonnable plutôt que de risquer une défaillance en	1) La méthodologie est divisée en plans d'interruption à court terme, à moyen terme et à long terme. 2) Le plan sur	1) toutes les interruptions impliquant le TNSP doivent être négociées par les clients concernés 2) Le TNSP doit essayer		1) Tous les utilisateurs doivent coopérer avec ZETDC pour élaborer un plan d'interruption pour l'exercice	

	de la coordination des coupures des modules de production d'électricité, des installations de la demande et des éléments de réseau situés dans un réseau de transport ou dans un réseau de distribution, y compris des réseaux de distribution fermés.	des projets de plans de coupure 3) Les GRT soumettent des projets de plans de coupure 4) Les droits de préemption des GRT sont soumis Le plan final est publié à la fin de chaque année. du processus itératif par le CC	jours à l'avance 2) Le TNSP doit essayer d'optimiser ces coupures pour réduire le risque pour le réseau électrique 3) Les interruption de la production doivent être planifiées conjointement avec des interruptions de transport, avec des arrêts de production ayant une priorité plus élevée 4) TNSP a la responsabilité de s'assurer qu'il n'y a pas plus d'une coupure dans une baie particulière pendant une période donnée. cependant c'est le gestionnaire du réseau qui	exercice 2) Le GRT est responsable de mener les études du réseau pour s'assurer qu'il y a des ressources adéquates pour maintenir la sécurité du réseau 3) Le GRT peut différer les interruptions si cela est jugé bon pour le fonctionnement. 4) Un plan d'arrêt annuel est publié après de nombreuses itérations impliquant des discussions avec les participants concernés 5) un examen trimestriel du plan d'arrêt est effectué pour apporter les modifications	d'interruption annuel en garantissant des réserves suffisantes tout le temps 3) Les unités de production devraient faire une demande avant chaque interruption individuelle avec les détails pertinents 4) après étude, le GRT doit donner l'approbation finale pour l'interruption correspondante	cascade du réseau électrique. **Interruption planifiée** : 1) chaque producteur doit publier un plan d'interruption 52 semaines à l'avance contenant les détails des coupures liées à la maintenance 2) Le GR, conjointement avec le transport, optimiseront ce plan pour assurer une perturbation minimale de **l'interruption non planifiée** du réseau: 1) Le demandeur d'interruption doit adresser une demande au planificateur d'interruption de transport pour l'approbation 2) Cela sera	un an devrait être très détaillé par rapport aux plans sur 2 ou 3 ans à venir. 3) Les producteurs soumettent d'abord l'exigence d'interruption de maintenance au plus tard le 1er novembre de chaque année. plus tard, le GR et les producteurs conviennent d'un plan d'arrêt final 4) Viennent ensuite les fournisseurs de services de transport ou de distribution, qui publient leurs plans d'interruption 5) Le GR optimise ces plans pour maximiser la fiabilité et la sécurité du réseau ; il	d'optimiser ces interruptions pour réduire le risque pour le réseau électrique 3) Les interruptions de la production doivent être planifiées conjointement avec les interruptions de transport, avec des arrêts de production ayant une priorité plus élevée 4) Le TNSP a la responsabilité de s'assurer qu'il n'y a pas plus d'une coupure dans une baie particulière pendant une période donnée. cependant c'est le gestionnaire du réseau qui doit prendre la décision pendant le		suivant 2) Chaque utilisateur doit obtenir l'approbation de ZETDC avant de se prévaloir de toute interruption 3) ZETDC a le pouvoir de rejeter la demande d'approbation d'interruption, s'il détermine qu'une interruption nuit à la stabilité, à la fiabilité et à la sécurité du réseau	

			doit prendre la décision pendant le fonctionnement en temps réel	nécessaires au plan en fonction des événements survenus pendant le fonctionnement 6) les programmes de production et de transport devraient être conformes à leurs derniers plans d'interruption approuvés et l'approbation est requise avant chaque interruption		suivi d'une approbation du planificateur des interruptions du gestionnaire du réseau 3) l'approbation finale / le rejet est donné par le contrôleur des postes le jour de l'exécution	publie le plan final 6) les interruptions planifiées (autres que les événements de maintenance planifiés) peuvent être planifiées avec un préavis d'au moins 2 jours en fonction de la durée de l'interruption et le GR devrait répondre à cette demande autant que possible sur le plan technique	fonctionnement en temps réel			

Tableau A-5 Codes de sécurité opérationnelle du réseau

Critères	ACER	EAPP	Afrique du Sud	Éthiopie	Kenya	Tanzanie	Maurice	Namibie	Zambie	Zimbabwe	Égypte
Condition d'alerte de sécurité opérationnelle	Flux de tension et de puissance dans les limites Fréquence hors limites Réserve	Survenance d'une éventualité et engagement de toutes les réserves d'exploitation disponibles	1) Possibilité de demande non satisfaite même après utilisation de ressources d'urgence coûteuses	**Condition d'alerte de l'EAPP** : occurrence d'une éventualité accompagnée d'un	**Condition d'alerte de l'EAPP :** occurrence d'une éventualité accompagnée d'un	1) Inadéquation imminente entre l'offre et la demande 2) Déficits ACE dépassant les réserves	Un risque de perturbation généralisée et grave de tout ou d'une partie du réseau de transport	1) la fréquence du réseau est hors de la plage de 49,5 Hz à 50,5 Hz 2) possibilité d'inadéquatio		1) Inadéquation entre l'offre et la demande	1) La réserve brute est inférieure à la plus grande capacité de l'unité ou de la ligne 2) Il y a un

	réduite> 20% pendant plus de 30 minutes	pour l'équilibrage des installations de transport et de production	2) Déficit ACE dépassant les ressources disponibles pendant 10 minutes 3) la fréquence est inférieure à 49,8 Hz pendant plus de 10 minutes 4) fréquence de fonctionnement hors limites (<49,5,> 50,5)	engagement de toutes les réserves d'exploitation disponibles pour l'équilibrage des installations de transport et de production **Condition d'alerte de l'Éthiopie** : 1) Inadéquation entre la demande et l'offre d'électricité	engagement de toutes les réserves d'exploitation disponibles pour l'équilibrage des installations de transport et de production. **Condition d'alerte du Kenya** : 1) Inadéquation entre la demande et l'offre d'électricité 2) Incident de cyber-sécurité lié aux réseaux de communication 3) Mise à jour non autorisée du micro-logiciel 4) Déclenchement du mécanisme de détection de sabotage	3) Fréquence de fonctionnement inférieure à 49,8 Hz pendant plus de 10 minutes 4) Fréquence hors des plages de fonctionnement 5) Problème lié à la sécurité ou à la sûreté		n entre la production et la demande d'électricité 3) occurrence de tout problème lié à la sécurité			déficit de production 3) La tension dépasse +/- 5% mais est dans les limites de +/- 10% 4) Charge critique de la ligne de transport ou de l'équipement de sous-station de plus de 90% mais de moins de 110% 5) toute perturbation météorologique possible
Condition d'urgence de sécurité opérationnell	Flux de tension ou de puissance hors limites	L'urgence est définie comme une condition de		**Situation d'urgence de l'EAPP** : L'urgence est	**Situation d'urgence de l'EAPP** : L'urgence est	Une situation où les titulaires de licence de	1) Défaut affectant les circuits, les installations	Perte non planifiée d'installation ou situation		perte soudaine de production largement	Une panne sans effets en cascade dans les conditions

e	Fréquence hors limites Une mesure du plan de défense activé Outils SCADA/EMS du GRT non disponibles > 30 min	fonctionnement instable telle que 1) déclenchement en cascade 2) basse tension ou fréquence 3) perte de synchronisme 4) perte d'alimentation 5) îlotage des groupes électrogènes		définie comme une situation de fonctionnement instable telle que 1) déclenchement en cascade 2) basse tension ou fréquence 3) perte de synchronisme 4) rupture d'alimentation 5) îlotage des unités de production	définie comme une situation de fonctionnement instable telle que 1) déclenchement en cascade 2) basse tension ou fréquence 3) perte de synchronisme 4) rupture d'alimentation 5) îlotage des unités de production **Définition kenyane**: 1) Rupture soudaine de production au-delà de la capacité disponible	transport ou de distribution ont une perte imprévue d'installations, ou une autre situation indépendante de leur volonté, qui diminue ou compromet leur capacité à répondre à la demande de leur réseau.	ou les appareils du réseau, qui à son tour peuvent affecter plus de 20% de la clientèle du réseau de distribution 2) Surcharge des réseaux dépassant 110% de la capacité nominale 3) Panne totale ou partielle 4) Séparation du réseau	indépendante de la volonté du GR et susceptible de mettre en péril le réseau		supérieure à l'excédent de capacité disponible	suivantes 1) tensions supérieures à +/- 10% 2) surcharge de plus de 110%
État de panne de sécurité opérationnelle	Perte de> 50% de la demande Perte de tension> 3 min										
Limites de sécurité de la tension opérationnelle	Le GRT décide	Le code de connexion EAPP contient les limites de tension opérationnelle de l'interconnexi	pour tensions> = 500V +/- 10% pour tensions <500V +/- 15%	**Exigences EAPP :** Normal 0,95-1,05 pu N-1 contingence 0,9-1,1 pu Contingence	**Exigences EAPP :** Normal 0,95-1,05 pu N-1 contingence 0,9-1,1 pu Contingence	Un écart de 10% de part et d'autre de la tension opérationnelle continue nominale est autorisé	1) Dans des conditions normales, il ne doit pas y avoir plus de +/- 6% d'écart de tension par rapport à la	1) varie selon la tension opérationnelle de la section particulière à l'étude. Écart autorisé peut être aussi bas	1) pour la connexion de tensions inférieures à 11 kV, la tolérance est de +/- 10% 2) pour la	L'écart ne doit pas dépasser +/- 5% de la valeur standard de fonctionnement	1) La plage de tension normale doit être de 0,95 pu - 1,05 pu 2) La tension peut tomber entre 0,90 pu

		on Normal 0,95 - 1,05 pu N-1 contingence 0,9-1,1 pu Contingence multiple 0,85-1,2 pu		multiple 0,85-1,2 pu +/- 1% de la tension nominale pour le scintillement de tension fréquent +/- 3% de la tension nominale pour le scintillement de tension peu fréquent	multiple 0,85-1,2 pu +/- 1% de la tension nominale pour le scintillement de tension fréquent +/- 3% de la tension nominale pour le scintillement de tension peu fréquent		valeur nominale 2) Dans des conditions d'urgence, il ne doit pas y avoir plus de +/- 10% d'écart de tension par rapport à la valeur nominale	que 4,58% pour 765kV et aussi élevé que 13,63 pour 88kV	connexion de tensions supérieures à 11 kV, la tolérance est de +/- 5%		et 0,95 pu pendant 1 minute au maximum 3) La tension peut augmenter entre 1,05 pu et 1,10 pu pendant 1 minute maximum 4) Les tensions transitoires peuvent chuter à 0 pu ou 1,4 pu pendant pas plus d'une seconde
Analyse de court-circuit	Le GRT doit calculer les niveaux de court-circuit aux points d'interconnexion	Les GRT sont responsables du calcul des courants de court-circuit à chaque nœud dans sa zone de contrôle, en tenant compte des effets de la zone de contrôle voisine	National Transmission Company (NTC) est responsable de l'étude des options de développement du réseau de transport. Cette étude peut impliquer une analyse des courts-circuits	L'organisation de la planification et du développement est responsable de l'étude des options de développement du réseau de transport. Cette étude peut impliquer une analyse des courts-circuits			**Le gestionnaire du réseau est responsable de ceci** : 1) le courant de court-circuit en cas de défaut doit être bien dans les limites de fonctionnement de l'équipement 2) L'analyse de court-circuit doit identifier les éléments de circuit qui			Une analyse détaillée des défauts est obligatoire lors de tout ajout ou modification au réseau. Au cours de ces études, les courants de court-circuit sont calculés à tous les emplacements de défaut possibles et comparés aux valeurs de tolérance	Une analyse détaillée des défauts est obligatoire lors de tout ajout ou modification au réseau. Au cours de ces études, les courants de court-circuit sont calculés à tous les emplacements de défaut possibles et comparés aux valeurs de tolérance

							peuvent être endommagés en raison d'un court-circuit. De nouveaux paramètres fonctionnels doivent être calculés 3) Une configuration de circuit alternative doit être sélectionnée pour éviter ces dommages et la configuration doit être vérifiée pour son effet sur la stabilité du réseau			standard de différents équipements	standard de différents équipements. Des configurations de circuits ou de barres omnibus alternatives sont identifiées pour maintenir les niveaux de défaut dans les limites acceptables de l'équipement individuel.
Limites de flux de puissance	Maintenir dans les limites au dessous de N-1	Le flux d'énergie à l'intérieur de l'interconnexion EAPP doit être maintenu dans les limites de la capacité de transport nette (CTN)	Le gestionnaire du réseau (GR) est responsable de la détermination des limites opérationnelles	L' ENTSO est responsable des études de flux de charge et de la fixation de limites opérationnelles sur le réseau Un minimum de vérification hors ligne chaque semaine et d'études	Les valeurs thermiques des lignes de transport standard et des transformateurs doivent être mises à jour chaque année par KNTSO. Ces valeurs doivent être utilisées comme	1) Les valeurs nominales thermiques des lignes de RT standard doivent être utilisées comme vérification initiale et mises à jour de temps à autre. Les températures utilisées sont de 90 ° C pour	Les flux d'électricité dus à l'ajout de nouvelles centrales devraient être bien conformes aux critères de planification dans des conditions normales et d'urgence	1) Les limites thermiques de l'équipement doivent être utilisées comme liste de contrôle pour vérifier la surcharge du réseau électrique. 2) Limites de débit de courant des condensateurs shunt,		1) Une analyse détaillée du flux de charge est effectuée pour étudier les effets de toute modification / ajout au réseau. 2) Les limites de flux de puissance utilisées dans cette analyse	1) Une analyse détaillée du flux de charge est effectuée pour étudier les effets de toute modification / ajout au réseau. 2) Les limites de flux de puissance utilisées dans cette analyse

				utilisant des données réelles ; Données SCADA dans la mesure du possible	contrôle initial de surcharge de ligne ou d'équipement	un approvisionnement ferme et 75 ° C pour un approvisionnement non ferme 2) Le GRT est responsable des études pour déterminer les limites opérationnelles du réseau chaque année		disjoncteurs		sont les limites standards stipulées par le fabricant. 3) Les valeurs nominales de protection thermique ne doivent pas être dépassées pendant les opérations en régime permanent	sont les limites standard stipulées par le fabricant. 3) Les valeurs nominales de protection thermique ne doivent pas être dépassées pendant les opérations en régime permanent
Analyse des contingences	Si la non-conformité N-1 est déterminée, les mesures correctives doivent être prises immédiatement	Contingence N-1 avec éventualité suivante 1) une seule ligne de transport 2) une seule ou plusieurs unités de production 3) un seul transformateur 4) une installation de compensation de tension 5) une liaison HVDC Contingence multiple : 1) une ligne à double circuit	Les critères de contingence N-1 (ou N-2) sont utilisés à des fins de planification à long terme	Contingence N-1 avec éventualité suivante 1) une seule ligne de transport 2) une seule ou plusieurs unités de production 3) un seul transformateur 4) une installation de compensation de tension 5) une liaison HVDC **Contingence multiple** : 1) une ligne à double circuit	**Définition de contingence d'EAPP** : contingence N-1 avec éventualité suivante 1) une seule ligne de transport 2) une seule ou une combinaison d'unités de production 3) un transformateur unique 4) une installation de compensation de tension 5) une liaison HVDC Contingence	La contingence N-1 est utilisée à des fins de planification à long terme	1) Les lignes électriques doivent résister à une charge allant jusqu'à 110% pendant au moins 30 minutes 2) Le réseau de transport doit rester stable en cas de déclenchement d'une grande centrale ou de court-circuit d'une ligne électrique (critère N-1)	1) Le critère N-1 avec le type de production le plus défavorable doit être utilisé pour l'analyse de contingence 2) Le critère N-2 avec le type de production moyen doit être utilisé		1) Le critère N-1 doit être utilisé pour l'analyse de contingence 2) La tension doit rester à 0,9 pu et 1,10 pu en cas d'une seule contingence 3) les tensions transitoires pendant une perturbation ne doivent pas être hors de la plage 0,8 pu - 1,2 pu pendant plus de 500 milli secondes	1) Critère N - 1 pour les lignes de transport fonctionnant à des tensions de 400 kV et 500 kV. Critère N-2 pour les lignes fonctionnant à 220 kV, 132 kV et 66 kV

		2) Une barre omnibus unique 3) Plus d'une unité de production		2)) Une barre omnibus unique 3) Plus d'une unité de production	multiple : 1) une ligne à double circuit 2) Une barre omnibus unique 3) Plus d'une unité de production **Exigence KNTS** : 1) une seule contingence dans les barres omnibus ne devrait pas apporter plus de 100 MW d'alimentation (au niveau de la production)						
Protection	Protection principale et de secours obligatoire sur le réseau de transport	Équipement obligatoire de deux systèmes de protection entièrement redondants de deux fournisseurs différents. De plus, une protection de secours distincte est également fournie	**Protection du réseau** : 1) Délestage de charge en sous-fréquence 2) Déclenchement déphasé 3) Délestage sous tension 4) Protection de résonance sous-synchrone	1) Temps de résolution des défauts 2) Protection contre les défaillances du disjoncteur 3) fiabilité des systèmes de protection (99,5%) 4) 2 système de protection principal redondant pour les installations de transport 5) Exigences	1) Temps de résolution des défauts 2) Protection contre les défaillances du disjoncteur 3) fiabilité des systèmes de protection (99,5%) 4) 2 système de protection principal redondant pour les installations de transport 5) Exigences	1) tous les générateurs doivent être conformes aux exigences techniques et opérationnelles du système de protection. 2) le réglage de la protection des différentes unités doit être coordonné avec le réglage de la protection du	1) Tous les utilisateurs du réseau de transport doivent mettre en œuvre un système de protection minimum 2) la conception des systèmes de protection par les utilisateurs doit être conforme aux normes	1) délestage en sous-fréquence 2) Déclenchement hors phase 3) Délestage en sous-tension 4) Délestage sous - synchrone 5) Protection contre une résonance proche de 50 Hz	Protection du réseau : 1) Délestage en sous-fréquence 2) Prévention du glissement des tensions 3) Coupures forcées 4) Assurer une alimentation continue au système auxiliaire de la centrale	**Protection de l'équipement** 1) Tous les interrupteurs doivent fonctionner conformément au temps de résolution des défauts accepté 2) Les générateurs doivent être protégés par un système de protection adéquat 3) Les lignes	**Protection des équipements:** 1) Tous les équipements nécessaires au fonctionnement sûr et fiable du réseau doivent avoir deux systèmes de protection distincts et indépendants 2) Tous les disjoncteurs doivent avoir deux bobines

				techniques pour les unités de production et leur connexion 6) Critère technique pour la communication 7) indicateurs de performance du réseau de transport	techniques pour les unités de production et leur connexion 6) Critère technique pour la communication 7) indicateurs de performance du réseau de transport	transport 3) Le régulateur de tension automatique (AVR) est obligatoire pour les unités 4) Délestage de charge en sous-fréquence 6) Déclenchement déphasé 7) Délestage en sous tension 8) protection de résonance sous synchrone	approuvées 3) La fiabilité de tous les équipements de protection doit être conforme aux pratiques prudentes des services publics 4) Les systèmes de protection du réseau de transport est principalement destiné à la sécurité du réseau de transport. Les utilisateurs sont responsables de la protection de leurs biens 5) Le réglage du relais de protection doit être coordonné avec le gestionnaire du réseau			de transport doivent avoir un système de protection principal et de secours Protection du réseau : 1) Délestage en sous-fréquence	de déclenchement indépendantes 3) Le système de protection ne doit pas se déclencher pendant les oscillations de puissance de routine décidées par le GRT 4) Tous les disjoncteurs doivent avoir une protection contre les défaillances 5) Les temps d'élimination des défauts de tous les systèmes de protection doivent être conformes aux délais standard 6) Tous les systèmes de protection doivent avoir un « indice de fiabilité du système » d'au moins 98%

Examen de la protection	Examiner tous les 5 ans, y compris la stabilité dynamique	Calibrage obligatoire de l'équipement au moins une fois par an. Examen du système de protection chaque fois qu'il y a une expansion ou une modification des installations de transport et de production	1) Pour assurer un niveau élevé de performance de protection et de durabilité, TNSP doit surveiller les performances de protection du RT 2) Tous les producteurs pour confirmer la conformité de la protection tous les 6 ans	1) Recalibrage annuel de chaque équipement de protection et révision des paramètres des relais 2) Révision des schémas lors de chaque extension ou changement de générateur	**Exigences de l'EAPP** : 1) Le GRT et l'EAPP doivent revoir les paramètres de sous et sur-fréquences des relais chaque année 2) Chaque dispositif de protection doit être testé et recalibré au moins une fois par an 3) Un examen des paramètres de protection doit être effectué en cas de toute modification de conception ou expansion des installations **Exigences KNTS** : 1) Examen périodique de la liste des ressources critiques et des personnes autorisées ayant accès à ces ressources (cyber-	1) La distribution doit soumettre un rapport de test périodique des relais de déclenchement de charge dans son réseau 2) les producteurs doivent effectuer un test de routine des réglages de protection par une personne compétente 3) les réseaux de transport doivent effectuer un test périodique des systèmes de protection et de leurs réglages 4) Le transport doit surveiller les performances des systèmes de protection 5) Le gestionnaire du réseau doit	1) Les paramètres du système de protection doivent être revus à chaque événement de changement ou d'expansion des installations de production / transport	1) Test périodique de l'équipement et du système de protection pour garantir une performance conforme aux normes de conception 2) surveillance continue des performances du système de protection	1) Les plans d'urgence destinés à protéger le réseau en cas d'urgence doivent être revus tous les 2 ans	1) L'équipement de protection doit être testé tous les deux ans	1) Réunions d'examen périodique par le GRT pour coordonner la protection du réseau 2) Essais et maintenance périodiques de l'équipement du système de protection 3) Essais périodiques des canaux de communication 4) Le système de protection numérique doit être vérifié tous les 4 ans 5) Le système de protection statique doit être vérifié tous les 2 ans 6) La protection électromécanique doit être vérifiée tous les 6 mois

					sécurité) 2) Examen semestriel de la conformité de la production par tous les titulaires de licence de production	revoir les réglages des relais pour la protection principale et de secours du RT					
Programmes spéciaux de protection	Autorisés mais doivent être coordonnés avec les GRT concernés	Des mesures SPS appelées Programme de mesures correctives (RAS) sont autorisées. Selon l'effet des actions automatiques, un accord est nécessaire entre le GRT chargé de la mise en œuvre et affecte les parties affectées comme l'EAPP, les utilisateurs, les GRT voisins		Programme de mesures correctives (RAS) stipulé par les exigences de l'EAPP	Programme de mesures correctives (RAS) stipulé par les exigences de l'EAPP		1) Le gestionnaire du réseau peut exiger un programme de protection autre que les exigences standard de stabilité et de protection du réseau			Tout programme de protection qui peut augmenter l'utilisation de l'investissement déjà réalisé comme le délestage automatique de la production	

Tableau A-6 Codes d'exploitation du réseau

Critères	ACER	EAPP	Afrique du Sud	Ethiopie	Kenya	Tanzanie	Maurice	Namibie	Zambie	Zimbabwe	Egypte
Réserves primaires de	Le dimensionne	La réserve primaire qui	La réserve instantanée	**Exigence EAPP** :	**Exigence EAPP** :	Appelée réserve de	Les réserves tournantes,	Les réserves de régulation,			Tous les générateurs

contrôle de fréquence	ment des FCR (réserves primaires) doit être coordonné par zone synchrone	doit être fournie par l' EAPP est égale à la taille du plus grand générateur connecté au réseau	entièrement activée en 10 secondes et maintenue pendant 10 minutes équivaut à la réserve principale des consortiums énergétiques	La quantité de réserve primaire doit être égale à la taille de la plus grande unité de production unique connectée au réseau	La quantité de réserve primaire doit être égale à la taille de la plus grande unité de production unique connectée au réseau	régulation. Elle est activée en 10 secondes et entièrement disponible en 10 minutes. Utilisée pour faire correspondre seconde par seconde la demande et l'offre. L'objectif est de maintenir la fréquence du réseau à +/- 0,5 Hz	déjà synchronisées avec le réseau électrique, sont les réserves qui fournissent une réponse principale aux changements en temps réel de la demande. Suivi d'une réserve de 10 minutes, qui peut être entièrement bien activée en 10 minutes	qui sont utilisées pour faire correspondre l'offre et la demande seconde par seconde, sont équivalentes aux réserves de contrôle primaires			doivent être équipés d'un mécanisme régulateur pour fournir une réponse de contrôle de fréquence primaire. La quantité de puissance active à injecter par chaque générateur doit être conforme à l'accord de connexion.
Accords sur les zones de contrôle	Le GRT peut accepter de se combiner à une seule zone de contrôle	L'EAPP est divisé en zones de contrôle. L'un des GRT de la zone de contrôle devient le gestionnaire. Cela nécessite un accord entre les GRT d'une zone de contrôle	Si un participant est en situation d'urgence, les autres participants doivent apporter leur soutien dans la mesure nécessaire pour un fonctionnement sûr du réseau électrique	Conformément à la réglementation EAPP, l'ENTSO doit faire partie d'une zone de contrôle dirigée par l'un des GRT participants	Conformément à la réglementation EAPP, l'ENTSO doit faire partie d'une zone de contrôle dirigée par l'un des GRT participants	L'exploitation du réseau doit être coordonnée entre le réseau et les zones de contrôle. Cela comprend la coordination des interruptions, les niveaux de tension, les débits MW et MVAR et la commutation qui affectent deux composants ou plus du				ZETDC est l'une des zones de contrôle au sein du SAPP. ZETDC doit utiliser le CPA et le contrôle manuel des fréquences conformément à l'accord entre ZETDC et SAPP	Le code de réseau est rédigé de manière à ne faire référence qu'au processus interne en Égypte. Les relations avec les pays voisins doivent être négociées directement avec eux

						réseau					
Activation de réserves transfrontalières	FCR autorisé mais limité à 50% pour la Réserve de régulation de la sécurité autorisée tant que la capacité de transfert est suffisante Réserve de remplacement autorisée tant que la capacité de transfert est suffisante		L'accord SAPP s'applique pour la liaison opérationnelle avec tous les réseaux électriques internationaux connectés au RT			Du côté de la Tanzanie, le GRT coordonne l'exploitation des lignes d'interconnexion internationales		sera régi par l'accord SAPP			Le code de réseau est rédigé de manière à ne faire référence qu'au processus interne en Égypte. Les relations avec les pays voisins doivent être négociées directement avec eux
Cibles de contrôle de fréquence	Chaque zone synchrone doit décider	calculé par le coefficient de contribution de la zone de contrôle. Il s'agit du rapport entre l'énergie annuelle totale dans une zone de contrôle et l'énergie annuelle produite dans les réseaux électriques EAPP connectés	Critères de contrôle de qualité définis par la NRS 048 et les exigences du consortium énergétique sud-africain	1) fréquence non inférieure à 49,8 Hz pendant plus de 10 minutes 2) la fréquence de fonctionnement est comprise entre 49,5 Hz et 50,5 Hz 3) Cibles de contrôle mandatées par l'EAPP selon la capacité totale installée	49,7 Hz <f <50,2 Hz	1) La réserve tournante a pour objectif de maintenir la fréquence au-dessus de 49 Hz 2) Les réserves de régulation ont pour objectif de maintenir la fréquence à +/- 0,5 Hz à partir de 50 Hz	En fonctionnement normal 50 Hz +/- 0,75 Hz Dans des circonstances exceptionnelles 47 Hz - 52 Hz	1) pour les réseaux îlotés, l'objectif est de maintenir la fréquence du réseau entre 49 Hz et 51 Hz 2) La fréquence normale de fonctionnement est comprise entre 49,5 Hz et 50,5 Hz	Pour les réseaux en grille, le fonctionnement normal doit être compris entre 49 Hz et 51 Hz. Pour les réseaux insulaires, le fonctionnement normal doit être compris entre 47,5 Hz et 52,5 Hz.	Plage normale 49,85 Hz - 50,15 Hz Pendant les perturbations 48,5 Hz - 51,25 Hz Perturbations exceptionnelles 47,5 Hz - 52,5 Hz	plage normale - 49,95 Hz - 50,05 Hz
Restrictions de rampe	Les GRT dans une zone	1) Les centrales		1) Les centrales	1) Les centrales		Pas moins de 1,5% de la	1) Une rampe de contrôle de	1) Les centrales	1) Le taux de rampe des	Le GRT doit indiquer au

	synchrone doivent calculer les limites de rampe HVDC à convenir entre deux zones synchrones	éoliennes/ solaires doivent être capables de contrôler le taux de rampe au point de consigne maximum envoyé par le GRT respectif 2) La plage de taux de rampe possible doit être comprise entre 1 MW/min et 30 MW/min		éoliennes/ solaires doivent être capables de contrôler le taux de rampe au point de consigne maximum envoyé par l'ENTSO 2) La plage de taux de rampe possible doit être comprise entre 1 MW/min et 30 MW/min	éoliennes/ solaires doivent être capables de contrôler le taux de rampe au point de consigne maximum envoyé par l'ENTSO 2) La plage de taux de rampe possible doit être comprise entre 1 MW/min et 30 MW / min		capacité enregistrée par minute	tension entre 1 kV/min et 100 kV/min est obligatoire pour les centrales d'énergies renouvelables 2) La rampe de puissance active des centrales d'énergies renouvelables doit être comprise entre 1% de la capacité totale/min et 50 MW/min et ce taux doit être réglable par le GR	d'énergies renouvelables doivent suivre les restrictions de rampe fixées par le gestionnaire du réseau lors du démarrage, du changement de puissance et de l'arrêt contrôlé de la centrale.	générateurs doit se situer à +/- 10% du taux de rampe enregistré et conformément aux instructions reçues des gestionnaires de réseau, sauf indication contraire.	générateur le taux de rampe requis. Dans tous les cas, le taux de rampe limite ne doit pas dépasser 10% de la puissance nominale
Dimensionnement des réserves	FRR et RR suffisent à couvrir les déséquilibres positifs des blocs LFC pendant au moins 99% du temps	la cible de contrôle de fréquence de chaque zone de contrôle est convertie en réserve primaire à l'aide de la courbe de réponse fréquence-demande de la zone de contrôle	1) pour maintenir la fréquence au-dessus de 49,5 Hz, la plus grande contingence unique est l'unité Koeberg de 920 MW. 2) Pour maintenir la fréquence au-dessus de 49 Hz en cas d'imprévus multiples			1) Le GRT calcule la marge de réserve de chaque unité de production en tenant dûment compte du prix de démarrage, des caractéristiques de réponse, des contraintes du réseau, de la disponibilité	Le CEB calcule le quantum des réserves d'exploitation en notant les aspects suivants et obtiendra l'approbation de l'autorité 1) Ampleur de la plus grande entrée de production 2) Chute de fréquence prévue en	Le quantum des diverses réserves est régi par l'accord conclu entre la Namibie et les autres participants du SAPP		la dimension de réserve minimale est de 10,6% pour les centrales thermiques et de 7,6% pour les centrales hydroélectriques (pour la planification)	La valeur de la réserve primaire à fournir par chaque producteur sera indiquée dans l'accord de connexion

			crédibles, il y a 1800 MW (équivalent à 3 unités de Cahora Bassa)			des unités de production, des niveaux des barrages hydroélectriques et des taux d'entrée du lac dans ses plans hebdomadaires 2) La plus grande contingence est Kihansi, avec une capacité de 60 MW	raison de la perte de la plus grande entrée 3) possibilité de contrôle de la demande 4) coût des réserves d'exploitation 5) conditions météo ambiantes 6) Disponibilité de l'eau dans les centrales hydroélectriques				

Tableau A-7 Codes d'échange d'informations

Critères	ACER	EAPP	Afrique du Sud	Ethiopie	Kenya	Tanzanie	Maurice	Namibie	Zambie	Zimbabwe	Egypte
Suivi obligatoire des informations	(a) production ; (b) consommation ; (c) horaires ; (d) positions d'équilibre ; e) interruptions planifiées et topologies de sous-stations ; et (f) prévisions	1) Flux de puissance active sur les circuits de transport et les centrales électriques (MW) 2) Flux de puissance réactive sur les circuits de transport et les centrales électriques (MVArs) 3) Tensions	1) Informations sur la comptabilité énergétique 2) Informations d'état du RT différé dans le temps 3) Indicateurs de performance mensuels du producteur 4) Événements	**Planification opérationnelle** : 1) une liste détaillée des informations statiques et dynamiques des utilisateurs, des producteurs, du TNSP, des distributeurs utilisés pour la planification opérationnell	**Planification opérationnelle** : 1) une liste détaillée des informations statiques et dynamiques des utilisateurs, des producteurs, du TNSP, des distributeurs utilisés pour la planification opérationnell	**Planification opérationnelle** : 1) Mise à jour hebdomadaire obligatoire sur la planification de la maintenance par les producteurs au gestionnaire du transport et du réseau 2) calendrier	1) Performances des utilisateurs du réseau sur les normes de qualité de l'énergie 2) Maintenance et journaux d'exploitation du gestionnaire du réseau et des utilisateurs	1) Performances mensuelles et annuelles obligatoires des utilisateurs connectés au réseau selon les indicateurs standards du code de réseau et les indicateurs négociés dans les accords 2) Demande	1) Rapports mensuels de performance des producteurs	1) Puissance de production réelle envoyée 2) Puissance active réelle consommée par les utilisateurs du réseau 3) Échange de la ligne d'interconnexion 4) Flux de puissance réactive	1) Rapports semestriels de fiabilité des producteurs 2) Rapports trimestriels de performance du GRT

		aux barres omnibus des générateurs et lignes de transport (kV) 4) MWh 5) MVArh 6) Ampères 7) Fréquence du réseau (Hz) 8) État de la ligne de transport 9) Réserve de puissance réactive statique et dynamique 10) Alarmes appropriées, y compris les alarmes de surcharge et de protection	significatifs tels que des pannes catastrophiques 5) performances des distributeurs et des utilisateurs finaux 6) Indicateurs mensuels de performance des RT 7) Informations mensuelles et annuelles sur les performances de fonctionnement du réseau (importations, exportations, MW, etc.) 8) Données sur les distributeurs et les utilisateurs finaux 9) Rapports semestriels de conformité / non-conformité des unités par les	e, le lancement de la centrale **Informations à fournir par le GRT par la poste** : 1) informations détaillé sur le réseau et l'unité de production 2) Informations opérationnelles de chaque unité envoyée 3) Informations opérationnelles sur l'ensemble des envois **Données relatives à la performance**: 1) Rapport mensuel sur la performance des producteurs 2) Rapport mensuel sur la performance du GRT 3) Rapport mensuel sur la performance des distributeurs	e, le lancement de la centrale **Informations à fournir par le GRT par la poste** : 1) informations détaillé sur le réseau et l'unité de production 2) Informations opérationnelles de chaque unité envoyée 3) Informations opérationnelles sur l'ensemble des envois **Données relatives à la performance**: 1) Rapport mensuel sur la performance des producteurs 2) Rapport mensuel sur la performance du GRT 3) Rapport mensuel sur la performance des distributeurs	de service auxiliaire 24 heures à l'avance 3) Données de performance mensuelles des producteurs, du réseau de transport, du gestionnaire de réseau et des sociétés de distribution 4) une liste détaillée d'informations statiques et dynamiques des utilisateurs, des producteurs, du TNSP, des distributeurs utilisées pour la planification opérationnelle, le démarrage des installations 5) Un rapport de conformité semestriel obligatoire de chaque producteur		horaire pour chaque jour, demande maximale et minimale dans une année avec le temps de leur occurrence ; le GR se charge de cet aspect 3) Rapport de conformité semestriel des producteurs 4) Rapport de niveau de défaut semestriel par la compagnie de transport		entrant et sortant du réseau 5) Fréquence du réseau 6) Profils de tension de toutes les centrales et points de connexion 7) Charge de l'équipement 8) Performances du producteur sur une base mensuelle et annuelle 9) Performances des distributeurs et des gros consommateurs sur une base annuelle	

			producteurs			5) Un analyseur de qualité de l'énergie et un enregistreur de défauts obligatoires par les générateurs non synchrones au PdC					
Échange de données prévisionnelles entre les GRT	a) la topologie régulière des sous-stations et d'autres données pertinentes, par niveau de tension; b) données techniques sur les lignes de transport ; c) données techniques sur les transformateurs reliant les petites unités de production (SGU) des GRD, qui sont des installations de la demande et les blocs transformateurs des producteurs	1) Évaluation des installations du réseau de transport en fonction des conditions ambiantes appropriées 2) Demande du réseau de transport interconnecté EAPP et sa distribution sur divers nœuds 3) Capacité du réseau de transport 4) Échange avec des réseaux externes 5) Calendrier d'introduction de nouvelles installations 6) Calendrier	1) Plan de production (nouvel ajout et expansion inclus) 2) Plan d'exportation et d'importation 3) Données de prévision de charge des distributeurs et des clients (prévision de charges sur 10 ans) 4) Prévision des charges pour chaque nœud du réseau électrique	**Entre ENTSO et les participants** : 1) Plan de production (nouvel ajout et expansion inclus) 2) Plan d'exportation et d'importation 3) Données de prévision des charges des distributeurs et des clients (prévision de charges sur 10 ans) 4) Prévision de charges pour chaque nœud du réseau électrique		**Entre TANESCO et les participants** : 1) Des plans de capacité de production et d'importation seront utilisés pour obtenir le schéma de production 2) Prévision de la demande à chaque sous-station en se référant aux distributeurs et utilisateurs finaux connectés		**Échange de données entre le GRT et les utilisateurs** : 1) Plans de production et d'importation pour la détermination du schéma de production 2) Prévision des charges des distributeurs et des utilisateurs finaux		1) Tous les utilisateurs doivent soumettre des prévisions de la demande mensuelle pour l'année à venir, à tous les points de connexion, à ZETDC 2) Tous les utilisateurs doivent soumettre des prévisions de la demande quotidienne pour le mois à venir, à tous les points de connexion, à ZETDC	**Données à échanger entre le GRT et les utilisateurs** : 1) Profil de demande de l'utilisateur individuel le jour de la demande de pointe du réseau (à chacun des points de connexion) 2) Profil de demande de l'utilisateur individuel le jour de la demande minimale du réseau (à chacun des points de connexion) 3) Profil de demande de

	des SGU qui sont des installations de production d'électricité ; d) la puissance active et réactive maximale et minimale des unités génératrices d'énergie qui sont des modules de production d'énergie ; e) données techniques sur les transformateurs déphaseurs; f) données techniques sur les réseaux HVDC ; g) données techniques sur les réacteurs, les condensateurs et les compensateurs statiques VAR ; et (h) limites de sécurité opérationnelles définies par	d'interruption des installations existantes 7) liste des imprévus à considérer lors de l'exécution du programme 8) Production indicative des conditions à l'étude									l'utilisateur individuel le jour de la demande locale de pointe (à chacun des points de connexion) 4) Prévision annuelle d'énergie pour chaque point de connexion 5) Prévision de la production intégrée de chaque utilisateur 6) Ampleur de la réduction de la demande disponible avec chaque utilisateur à des fins de gestion de la demande

	chaque GRT ; outils scada/EMS de GRT non disponibles> 30 min										
Échange de données en temps réel entre les GRT	a) fréquence ; (b) erreur de commande de restauration de fréquence; (c) échanges de puissance active mesurés entre les zones LFC ; (d) alimentation de production agrégée ; e) état du réseau conformément à l'article 18 ; (f) point de consigne du contrôleur de fréquence de charge ; et (g) échange d'énergie via des lignes d'interconnexion virtuelles.	EAPP CC et les GRT conviennent du type de données opérationnelles à échanger en temps réel et veillent à ce que des réseaux appropriés soient en place	1) Fréquence 2) MW brut 3) Mvar brut 4) MW net 5) Mvar net 6) RPM du rotor 7) Stator kV (données en temps réel à partager entre le producteur et le gestionnaire)	**Les utilisateurs doivent échanger les données SCADA suivantes** : 1) État du disjoncteur 2) Mesures analogiques (tension et débits) 3) Production MW et Mvar 4) Charge MW et Mvar 5) Échange net du secteur d'équilibrage 6) Réserve de fonctionnement 7) Demande instantanée	**Les utilisateurs doivent échanger les données SCADA suivantes** : 1) État du disjoncteur 2) Mesures analogiques (tension et débits) 3) Production MW et Mvar 4) Charge MW et Mvar 5) Échange net du secteur d'équilibrage 6) Réserve de fonctionnement 7) Demande instantanée	**Les utilisateurs doivent partager les données SCADA ci-dessous avec le GRT** : 1) Fréquence 2) MW brut 3) Mvar brut 4) MW net 5) Mvar net 6) Stator kV 7) Régime du rotor 8) liste des indicateurs d'état	1) Tension 2) Courant 3) fréquence 4) Puissance active et réactive 5) Indicateurs d'état de la centrale 6) Indicateurs d'alarme	**Les utilisateurs échangent les suivants SCADA données avec le GRT** : 1) état des disjoncteurs 2) mesures analogiques (tension et intensités) 3) Production MW et MVAR 4) Charge MW et MVAR 5) Échange net du secteur d'équilibrage 6) Réserve de fonctionnement 7) Demande instantanée	1) MW 2) Mwvar 3) MWh 4) Fréquence 5) Tension	**Exigences SCADA de la production** : 1) MWhr 2) Tension 3) Fréquence 4) MW 5) Mvar **Exigences SCADA de Transport** : 1) Tension 2) Fréquence 3) MW 4) Mvar 5) Courant	**Entre le GRT et les producteurs** : 1) État des groupes électrogènes 2) État du disjoncteur 3) État des divers interrupteurs 4) Divers état des alarmes 5) Signaux du système de protection 6) Tension du bus et de la ligne 7) Puissance réelle et réactive 8) Fréquence 9) Position de changement de prise du transformateur
Données de production vers le GRT	Longue liste de données de planification et d'exploitation		1) Données de planification du générateur (une fois avant la connexion)	1) liste des informations correspondant à la planification opérationnell	1) liste des informations correspondant à la planification opérationnell	1) Données de performance mensuelles répertoriant les indicateurs requis par	1) données statiques correspondant aux capacités actives et	1) Les producteurs doivent fournir une revue mensuelle des		1) Capacité disponible déclarée 2) Réduction ou rétablissemen	1) Données techniques de l'unité de production 2) Données d'arrêt de

			2) Plan de maintenance (annuel) 3) données opérationnelles (échange en temps réel)	e 2) liste de données SCADA en temps réel	e 2) liste des données SCADA en temps réel	l'autorité 2) Plan de maintenance pour 3 ans, mis à jour chaque semaine 3) Informations statiques liées aux différentes unités de production à des fins d'études du réseau et de mise à jour de la base de données	réactives des générateurs, nécessitant une mise à jour en cas de modification de l'unité	indicateurs de performance énumérés dans le code de réseau		t de la capacité disponible déclarée 3) Besoins annuels de maintenance sous la forme de semaines de temps d'arrêt requises par an	l'unité de production 3) Données de planification opérationnelle 4) Données de planification et d'expédition
Données sur la demande vers le GRT	Longue liste de données de planification et d'exploitation		1) Programme énergétique du jour d'avant 2) Programme de services auxiliaires du jour d'avant 5) Charge horaire totale MW du réseau 6) Prix du marché horaire du réseau 7) MW horaires envoyés de la Centrale électrique	1) données de prévisions de charge horaires / quotidiennes / mensuelles et source des prévisions 2) perte de réseau de transport à inclure dans les prévisions de demande 3) ressources de réponse à la demande 4) données de charge de non confirmation et longue liste	1) données de prévisions de charge horaires / quotidiennes / mensuelles et source des prévisions 2) perte de réseau de transport à inclure dans les prévisions de demande 3) ressources de réponse à la demande 4) données de charge de non confirmation et longue liste	1) Données de prévision de charge sur 5 ans 2) estimation de la demande sur 10 ans	1) Soumission annuelle des prévisions de consommation d'énergie active et réactive par le concessionnaire de distribution, le fournisseur en vrac et le grand utilisateur connecté au RT 2) Tout grand consommateur qui demande une connexion à la	Chaque distributeur et grand utilisateur final doit soumettre les données de prévision de charge suivantes au GRT 1) les données de prévision de charge sur 5 ans 2) une estimation de la demande sur 10 ans		1) une prévision de la demande sur 10 ans à chaque point d'approvisionnement	1) données de point de connexion correspondant à la demande et à la capacité de transfert de demande 2) données de contrôle de la demande 3) données de caractéristiques de charge 4) profils de demande de l'utilisateur et données d'énergie active

			8) Production horaire limitée 9) Flux horaire international des lignes d'interconnexion 10) Données de flux de charge du réseau prédéterminées	d'autres éléments	d'autres éléments		ligne HT ou une modification des lignes existantes doit fournir au gestionnaire du réseau une estimation de la demande sur 5 ans				
Protocole de communication	ICCP	ICCP ou comme convenu entre les GRT et EAPP CC	Norme CEI pour SCADA et la communication	Norme CEI pour SCADA et la communication	Norme CEI pour SCADA et la communication	Normes CEI pour SCADA		Norme CEI pour SCADA et la communication		Tel que spécifié par ZETDC	Conformément à l'accord de connexion entre le producteur et le GRT

Tableau A-8 Code de comptage

Critères	ACER	EAPP	Afrique du Sud	Ethiopie	Kenya	Tanzanie	Maurice	Namibie	Zambie	Zimbabwe	Egypte
Période du compteur		1 heure	30 minutes	1 heure (pour les compteurs d'interconnexion)	**Exigence EAPP :** puissance et énergie horaires actives et réactives	Une demi-heure (30 minutes)	15 minutes	30 minutes		Le compteur d'impulsions intégré doit pouvoir enregistrer des impulsions réglables entre 15 minutes et 60 minutes	Les compteurs doivent pouvoir s'intégrer sur une période de 15, 30 et 60 minutes
Précision du compteur		Classe de précision de 0,2 ou mieux (0,2%)	varie de la classe 0,2 à la classe 2, en fonction de la charge	classe 0,2 à classe 1 en fonction de la tension de la connexion	**Exigence EAPP :** Classe de précision de 0,2 ou mieux	Selon NRS 057 (norme sud-africaine). varie de la classe 0,2 à la	Classe 0,2 avec une précision de +/- 0,5%	Selon NRS 057 (norme sud-africaine). varie de la classe 0,2 à la		Classe de précision 0,2 ou équivalente	Classe de précision 0,2

				classe 0,2 ou supérieure (pour les interconnexions)	(0,2%) **Exigence KNTGC :** Selon les normes CEI	classe 2, en fonction de la charge		classe 2, en fonction de la charge			
Étalonnage et inspection		Étalonnage au moins tous les 3 ans	5 ans pour les compteurs de plus grande capacité, 10 ans pour les plus petits	Étalonnage au moins tous les 3 ans (pour les compteurs d'interconnexion)	**Exigence EAPP :** Étalonnage obligatoire tous les 3 ans Vérification de connexion obligatoire tous les 5 ans	NRS 057-4 dicte le processus de test des installations de comptage	1) Le gestionnaire du réseau n'est responsable que des compteurs électromécaniques 2) Les compteurs électroniques doivent être étalonnés en usine avec une période d'étalonnage garantie 3) Les compteurs doivent être ré-étalonnés uniquement dans les usines après l'expiration de la période d'étalonnage garantie ou avant cette période en cas de dérive des relevés	La procédure de réétalonnage doit être conforme à NRS 057: 2001. Outre le réétalonnage périodique des systèmes de comptage, une vérification est obligatoire au moins une fois par an lorsque les valeurs de la base de données sont comparées aux relevés de compteur	selon la norme ZS 647	1) La précision des transformateurs de mesure doit être testée au moins une fois tous les 5 ans ou chaque fois que la précision de l'équipement est mise en doute. 2) les compteurs d'électricité doivent être testés chaque année et ré-étalonnés au cours de ces tests si nécessaire	L'inspection et les tests du compteur doivent être effectués au moins une fois par an.
Sécurité		Les compteurs doivent être scellés et	L'accès aux compteurs est réservé au	Les compteurs doivent être scellés et des	Les compteurs doivent être visibles, mais	1) Pas d'accès électronique aux	1) Scellage des compteurs	1) Pas d'accès électronique aux	1) Pas d'accès électronique aux	1) Les compteurs sont scellés à	1) Le GRT et l'utilisateur doivent

		contrôlés physiquement tous les 3 mois	personnel autorisé	contrôlés physiquement tous les 3 mois (pour les compteurs d'interconnexion)	l'accès aux compteurs est réservé au personnel autorisé	compteurs par aucun utilisateur, sauf autorisation accordée par l'autorité 2) Accès aux compteurs uniquement pour le personnel autorisé	avec date de réétalonnage inscrite sur les sceaux ainsi que les repères identifiant le responsable du scellage	compteurs pour aucun utilisateur, sauf autorisation accordée par l'autorité 2) Accès aux compteurs uniquement pour le personnel autorisé	compteurs pour aucun utilisateur, sauf autorisation accordée par l'autorité 2) Accès aux compteurs uniquement pour le personnel autorisé	chaque fois qu'ils sont testés 2) Les armoires à compteur sont complètement fermées, à condition que tout compteur sur l'équipement soit visible	utiliser leur propre scellé pour sceller le compteur en toute sécurité. 2) Les armoires à compteur sont complètement fermés, à condition que tout compteur sur l'équipement soit visible
Différends		Procédure de contestation dans les conditions générales	La première étape consiste à signaler les incidents. Puis vient l'étape de la non-conformité. La dernière étape est la médiation / arbitrage par NERSA	1) Envoi d'un avis par la partie concernée à la partie responsable de l'émission et résoudre le différend par la discussion 2) en cas d'échec de la discussion, l'autorité de réglementation peut être invitée à résoudre le différend	1) Envoi d'un avis par la partie concernée à la partie responsable de l'émission et résoudre le différend par la discussion 2) en cas d'échec de la discussion, l'autorité de réglementation peut être invitée à résoudre le différend	**Étape 1 :** la partie concernée émet un rapport d'incident à la partie à l'origine du différend **Étape 2** : si le différend n'est pas résolu, un rapport de non-confirmation est envoyé à la direction **Étape 3 :** si l'étape 2 échoue, l'affaire est renvoyée à l'autorité de médiation / d'arbitrage	**Étape 1** : s'il s'avère que le système de mesure est inexact de plus que ce qui est autorisé par la norme, les parties décident d'une valeur estimée de la consommation **Étape 2 :** si les deux parties ne parviennent pas à s'entendre sur une seule estimation dans un délai raisonnable	**Étape 1 :** la partie affectée émet un rapport d'incident à la partie à l'origine du différend **Étape 2 :** si le différent n'est pas résolu, un rapport de non-confirmation est envoyé à la direction **Étape 3 :** si l'étape 2 échoue, l'affaire est renvoyée à l'autorité de médiation / d'arbitrage		La résolution est conforme au code de gouvernance	**Étape 1 :** les parties concernées doivent essayer de résoudre les différends à l'amiable par le biais de discussions **Étape 2 :** L'échec des discussions mène finalement à la saisine du régulateur

							(AAE, IA etc.), elles peuvent demander l'arbitrage conformément à l'accord entre les deux parties				
Confidentialité des données du compteur		Aucun accès par des tiers autorisé	Information confidentielle. Traité selon le code d'échange d'informations	Toutes les données échangées entre les parties concernant ENTS sont considérées comme confidentielles	Les données et les mots de passe du compteur sont confidentiels. En tant que tels, ils sont traités en conséquence	Les données et les mots de passe du compteur sont confidentiels. En tant que tels, ils sont traités en conséquence		Les données du compteur sont considérées comme confidentielles par le code	Les données liées à la facturation sont des informations confidentielles et doivent être traitées conformément au code d'échange d'informations	Les données du compteur sont considérées comme confidentielles par le code	Sauf indication contraire, toutes les données échangées entre les utilisateurs et les GRT sont considérées comme confidentielles par le code de réseau
Comptage opérationnel		Comptage opérationnel pour répondre aux exigences de fonctionnement en temps réel		**Exigence EAPP :** 1) MW, MWh, Mvar, Mvarh, demande cumulée Temps d'utilisation supplémentaire, surveillance de la qualité de l'énergie (pour compteur d'interconnexion) **Exigence ENTGC :** 1) L'ENTSO et les utilisateurs	**Exigence EAPP :** 1) MW 2) MWh 3) Mwvar 4) Mwvarh 5) temps d'utilisation 6) Indicateurs de qualité de l'énergie dans les directions d'exportation et d'importation **Exigence KNTGC :** 1) les	1) mesure de la puissance active et réactive dans les deux directions	**Les paramètres à mesurer sont soumis au PPA :** La liste suivante est possible mais non exhaustive 1) Énergie active (MWh) SORTANTE & ENTRANTE 2) Énergie réactive (Mvarh) premier quadrant 3) Énergie	1) mesure de la puissance active et réactive dans les deux sens	1) mesure de la puissance active et réactive dans les deux sens	1) kW 2) kWh 3) kVar 4) kVarh 5) Demande cumulée 6) temps d'utilisation 7) sortie impulsions	**Les compteurs doivent mesurer les quantités suivantes dans les deux sens** 1) kW 2) kWh 3) kVar 4) kVarh **De plus, les éléments suivants sont requis** 5) Demande cumulée 6) temps

				doivent convenir du format des indicateurs à mesurer	compteurs doivent enregistrer l'énergie active et réactive consommée, dans les deux sens		réactive (Mvarh) quatrième quadrant 4) demande de puissance active (MW) SORTANTE & ENTRANTE 5) Demande de puissance réactive (Mvar) premier quadrant 6) Demande de puissance réactive (Mvar) deuxième quadrant 7) Puissance nominale (MVA) SORTANTE & ENTRANTE 8) Distorsion harmonique totale 9) facteur de puissance				d'utilisation 7) sortie d'impulsions



The Gemini Building
Fermi Avenue
Harwell
Didcot
Oxfordshire
OX11 0QR
United Kingdom

t: +44 (0)1235 753000
e: enquiry@ricardo.com

ee.ricardo.com