



Harmonisation au niveau régional des cadres et outils réglementaires pour une meilleure réglementation du secteur de l'électricité au sein du COMESA

Rapport initial

Indicateurs-clés de performance des services d'électricité pour le COMESA

Soumis à : l'Association régionale des organismes de réglementation de l'énergie en Afrique orientale et australe (RAERESA)

Par : CRISIL Limited

Septembre 2024

Table des matières

Remerciements	7
Résumé	9
1 Introduction	13
1.1 Contexte	13
1.2 Structure du rapport initial – Indicateurs-clés de performance des services de l'électricité (UKPI) du COMESA	13
2 Rapportage des ICP des services de l'électricité dans tous les États membres du COMESA	14
2.1 Les ICP des services de l'électricité.....	14
2.2 Production	17
2.2.1 Capacité installée (MW).....	17
2.2.2 Capacité fiable (MW).....	18
2.2.3 Capacité annuelle de production d'énergie (GWh)	18
2.2.4 Capacité de réserve opérationnelle (MW, %)	19
2.2.5 Énergie brute produite (GWh).....	19
2.2.6 Énergie nette produite (GWh)	19
2.2.7 Taux d'autoconsommation (%)	20
2.2.8 Durée des indisponibilités fortuites (heures).....	20
2.2.9 Durée des indisponibilités programmées (heures).....	21
2.2.10 Capacité de production disponible (%).....	21
2.2.11 Capacité des postes de production (MVA).....	21
2.3 Exploitation du réseau.....	22
2.3.1 Demande de pointe (MW).....	22
2.3.2 Demande minimale (MW).....	22
2.3.3 Facteur de charge d'un système (%).....	23
2.3.4 Nombre d'excursions de fréquence (> 50.5 Hz or < 49.5 Hz)	23
2.3.5 Pertes de réseau (minutes).....	23
2.4 Transmission-dans le pays.....	24
2.4.1 Durée moyenne des interruptions fortuites (ADFI) - heures	24
2.4.2 Nombre moyen d'indisponibilités fortuites pour toutes les lignes de transmission (ANOFT) – heures.....	24
2.4.3 Disponibilité du système de transmission (%).....	24
2.4.4 Pertes du système de transmission (%)	25
2.4.5 Longueur du réseau de transmission - niveau du pays (circuit-km).....	25
2.4.6 Capacité des postes de transmission - niveau du pays (MVA).....	26
2.4.7 Facteur d'utilisation du réseau -transmission.....	27
2.5 Transmission-lignes d'interconnexion	27
2.5.1 Importation d'électricité (GWh)	27
2.5.2 Exportation d'électricité (GWh)	27
2.5.3 Longueur du réseau de transmission – lignes d'interconnexion (circuit-km)	28
2.5.4 Capacité du réseau de transmission - lignes d'interconnexion (MVA).....	29
2.5.5 Capacité des postes de transmission – Lignes d'interconnexion (MVA)	29
2.6 Distribution.....	30
2.6.1 Pertes du système de distribution (%).....	30

2.6.2	Indice de fréquence moyenne des interruptions du système (SAIFI)	31
2.6.3	Indice de durée moyenne des interruptions du système (SAIDI) - heures	32
2.6.4	Longueur du réseau de distribution (circuit-km)	32
2.6.5	Capacité des postes de distribution (MVA)	33
2.6.6	Capacité du transformateur abaisseur de distribution (XX/4__ ou XX/2__ volts) (MVA)	33
2.6.7	Facteur d'utilisation du réseau - distribution	33
2.7	Approvisionnement au détail	33
2.7.1	Nombre de clients	33
2.7.2	Clients du service prépayé (%)	34
2.7.3	Taux d'accès à l'électricité (%)	35
2.7.4	Énergie totale facturée aux consommateurs (GWh)	36
2.7.5	Consommation d'électricité par habitant (kWh)	36
2.7.6	Consommation d'électricité par unité de PIB (GWh par million USD)	37
2.7.7	Indice de durée moyenne d'interruption de service par client (CAIDI)	38
2.7.8	Productivité du personnel	38
2.8	Performance financière	38
2.8.1	Indice des dépenses d'exploitation et de maintenance	39
2.8.2	Rendement des actifs (%)	39
2.8.3	Rendement des capitaux propres (%)	40
2.8.4	Ratio actuel	40
2.8.5	Ratio de rotation des actifs fixes	41
2.8.6	Ratio de rotation de l'actif total	41
2.8.7	Bénéfice avant impôts (million USD)	42
2.8.8	Bénéfice après impôts (en million USD)	42
2.9	Marché de l'électricité	42
2.9.1	Part du marché basée sur la vente d'énergie	43
2.9.2	Indice de compétition/ Indice Herfindahl-Hirschman pour la fonction de production (HHI)	44
2.10	Intégration des énergies renouvelables	44
2.10.1	Émissions de CO ₂ provenant de la production d'électricité ('000 tonnes)	44
2.10.2	Facteur d'émission de réseau (tonnes CO ₂ /MWh)	44
2.11	Rapportage en phase des ICP du service d'électricité	44
3	Conclusion.....	48

List des tableaux

Tableau 1 : Liste récapitulative des ICP et des données du service de l'électricité recommandés pour l'établissement de rapports	5
Tableau 2 : Capacité installée (en MW)	17
Tableau 3 : Production d'énergie brute (GWh)	19
Tableau 4 : Production d'énergie nette (GWh).....	20
Tableau 5 : Demande de pointe (en MW).....	22

Tableau 6 : Pertes du système de transmission (%)	25
Tableau 7 : Longueur du réseau de transmission (en km-crt).....	26
Tableau 8 : Capacité des postes de transmission (en MVA)	26
Tableau 9 : Importation d'électricité (en GWh)	27
Tableau 10 : Exportations d'électricité (en GWh)	28
Tableau 11 : Longueur du réseau de transmission – lignes d'interconnexion (crt-km)	28
Tableau 12 : Capacité du réseau de transmission –lignes d'interconnexion (MVA).....	29
Tableau 13 : Capacité des postes de transmission –Lignes d'interconnexion (MVA)	29
Tableau 14 : Pertes du système de distribution (en %).....	31
Tableau 15 : Longueur du réseau de distribution (en crt. km).....	32
Tableau 16 : Nombre de clients	33
Tableau 17 : Clients du service prépayé (%).....	34
Tableau 18 : Taux d'accès à l'électricité (en %).....	35
Tableau 19 : Énergie totale facturée aux consommateurs (en GWh)	36
Tableau 20 : Consommation d'électricité par habitant (en kWh)	36
Tableau 21 : Consommation d'électricité par unité de PIB (GWh par million USD)	37
Tableau 22 : Indice d'exploitation et de maintenance (en USc/kWh)	39
Tableau 23 : Rendement des actifs (en %).....	39
Tableau 24 : Rendement des capitaux propres (in %)	40
Tableau 25 : Ratio actuel.....	40
Tableau 26 : Ratio de rotation des actifs fixes.....	41
Tableau 27 : Ratio de rotation de l'actif total	41
Tableau 28 : Bénéfice avant impôts (en million USD).....	42
Tableau 29 : Bénéfice après impôts (en million USD).....	42

Liste des graphiques

Figure 1: Capacité installée en termes de technologie dans les États membres du COMESA (en %)..... 18
Figure 2 : Part du marché de l'électricité (%) 43

Abréviations

Acronymes	Appellation complète
ADFI	Durée moyenne des interruptions fortuites
BAD	Banque africaine de développement
ANOFT	Nombre moyen d'indisponibilités fortuites pour toutes les lignes de transmission
COMESA	Marché commun de l'Afrique orientale et australe
CAIDI	Indice de durée moyenne d'interruptions par client
EAC	Communauté d'Afrique de l'Est
EAPP	Pool énergétique de l'Afrique de l'Est
EBIT	Résultat avant intérêts et impôts
EEHC	Holding égyptienne du secteur de l'électricité
EgyptERA	Organisme égyptien de réglementation du secteur de l'électricité et de protection des consommateurs
THT	Très haute tension
ERB	Organisme de règlementation de l'énergie (Zambie)
EREA	Association des organismes de règlementation de l'énergie en Afrique de l'Est
EF	Exercice financier
GWh	Giga watt-heure
PIB	Produit intérieur brut
HHI	Indice Herfindahl-Hirschman pour la fonction de production
HT	Haute tension
Hz	Hertz
SGI	Système de gestion de l'information
KENGEN	Entreprise kenyane de production d'électricité
kg	Kilogramme
km	kilomètre
ICP	Indicateur-clé de performance
kWh	Kilo watt-heure
BT	Basse tension
SIG	Système d'information de gestion
MT	Moyenne tension
MVA	Méga volt ampère
MW	Méga watt

Acronymes	Appellation complète
MWh	Méga watt-heures
E&M	Exploitation & maintenance
PTWG	Groupe de travail technique du projet
RAERESA	Association régionale des organismes de réglementation de l'énergie en Afrique orientale et australe
ER	Énergie renouvelable
REG	Groupe rwandais de l'énergie
REGIDESO	Régie de production et de distribution de l'eau et de l'électricité (Burundi)
SAIDI	Indice de durée moyenne des interruptions touchant le réseau
SAIFI	Indice de fréquence moyenne des interruptions touchant le réseau
STEG	Société tunisienne de l'électricité et du gaz (Tunisie)
T & D	Transmission et distribution
USc	Cent américain
USD	Dollar des États-Unis
UKPI	Indicateurs-clés de performance du service collectif d'électricité
VRPPS	Centrales électriques à énergie renouvelable variable

Remerciements

Le présent rapport a été élaboré pour l'Association régionale des organismes de réglementations de l'énergie en Afrique orientale et australe (RAERESA), par une équipe de consultants dirigée par CRISIL Limited financée par la Banque africaine de développement (BAD). Nous exprimons notre gratitude envers les institutions, groupes et individus suivants pour les différents rôles-clés qu'ils ont joués :

- la Banque africaine de développement qui a lancé et financé l'étude et apporté son appui continu par l'intermédiaire de son équipe d'experts et de son personnel de soutien. Nous sommes reconnaissants pour les contributions et le soutien apportés par M. Solomon Sarpong, économiste supérieur en matière d'énergie / gestionnaire des tâches pour le projet d'harmonisation régionale, M. Kambanda Callixte, chef de la Division Politique, Réglementation et Statistiques du secteur de l'énergie, et Mme Guillaîne Neza, spécialiste supérieure de l'énergie (politique et réglementation) ;
- la RAERESA pour sa supervision directe de l'étude, son soutien méthodologique et pratique, y compris la liaison avec les pays membres en vue de la fourniture de données et de la participation aux ateliers des parties prenantes, sous la direction du Dr Mohamedain Seif Elnasr, directeur général, et le soutien important d'Harrison Murabula, coordonnateur du projet, et d'Yvonne M. M. Mambwe ;
- les membres du Groupe de travail technique du projet (PTWG) - EgyptERA, l'organisme de réglementation de l'énergie (*ERB*) de Zambie, le Secrétariat du COMESA, l'EREA, l'EAPP et la RAERESA pour leur examen continu du projet de rapport et leur appui méthodologique, en particulier leur participation active aux divers ateliers des parties concernées organisés à Nairobi, au Caire et au Rwanda pendant le développement du projet. Les contributions des personnes suivantes sont particulièrement appréciées :
 - Mme Salma Hussien Mohamed Osman, responsable du Département central des affaires techniques et des licences de l'Autorité de réglementation des services publics et de la protection des consommateurs égyptiens (EgyptERA) ;
 - M. Humphrey Ngwale, ingénieur en électricité (organisme de réglementation de l'énergie - Zambie) ;
 - le Secrétariat du COMESA, représenté par Mme Lanka P. Dorby, directrice des Réseaux d'information ;
 - M. Augustino Bernard Massawe, responsable des Finances et de l'Administration (Association des organismes de réglementation de l'énergie de l'Afrique de l'Est - EREA) ;
 - M. Zelalem Gebrehiwot, directeur technique du Pool énergétique d'Afrique de l'Est (EAPP) ;
- les membres du Comité de portefeuille de la RAERESA sur l'harmonisation juridique et réglementaire, à savoir l'Égypte, le Kenya et le Soudan ;
- les comités de portefeuille Planification et Opérations du Pool énergétique d'Afrique de l'Est (EAPP) représentés par M. Ermias Bekele Hirpo, président du Comité de planification de l'EAPP et M. Charles Maloba Obulemile, représentant du Comité des opérations de l'EAPP ;
- les points focaux des 12 États membres du COMESA et du Soudan du Sud, qui ont joué un rôle crucial dans la mise à disposition et la validation des données utilisées dans l'étude, souvent avec le soutien important et inestimable d'autres parties prenantes dans les pays, notamment les ministères et les divers organismes de réglementation, ainsi que les services de l'électricité.

Nous remercions de tout cœur nos différents partenaires pour leurs suggestions, qui ont contribué à la finalisation de ce rapport. Il convient de signaler que nous n'avons pas épuisé la liste des remerciements, étant donné que l'élaboration du présent rapport est le fruit des contributions de nombreuses personnes, notamment du personnel de soutien de la RAERESA et de la Banque africaine de développement.

Résumé

Le présent document est le premier rapport sur les indicateurs-clés de performance (ICP) des services de l'électricité. Ainsi, les ICP et les données ont été renseignés pour les États membres sur la base des données recueillies et d'autres informations accessibles au public. De plus, des données ont été collectées au cours des **missions sur le terrain** effectuées dans les cinq pays suivants : Égypte, Éthiopie, Rwanda, Tunisie et Ouganda. Sur la base des données reçues des pays et d'autres données accessibles au public, le présent rapport a rassemblé les ICP sous différentes rubriques.

L'Égypte, le Kenya, le Rwanda et l'Ouganda ont rapporté un certain nombre d'indicateurs, suivis de l'Éthiopie, de la Tunisie, du Burundi, de Djibouti, de l'Érythrée, de la Libye, de la Somalie, du Soudan du Sud et du Soudan.

Les indicateurs suivants sont proposés pour commencer la **réglementation fondée sur un système d'incitations** :

- Capacité de production disponible (%)
- Facteur de charge du réseau (%)
- Capacité de transmission disponible (%)
- Pertes du système de distribution (%)

Des indicateurs tels que SAIFI et SAIDI peuvent être déployés - une fois que le marché de l'électricité est davantage développé dans la région - comme mesures de la réglementation incitative fondée sur la performance.

Rapportage en phases des ICP des services d'électricité

Les ICP proposés ont été divisés en 2 phases en fonction de la criticité du suivi et de la faisabilité du rapportage. Il est proposé que le rapportage des performances commence par les ICP de la phase 1, et que le rapportage des ICP de la phase 2 commence un an après le début du rapportage de la phase 1, afin de laisser aux pays membres suffisamment de temps pour préparer leurs systèmes de données pour le rapportage de ces indicateurs.

Pour les indicateurs « auto-calculés », les données ne seront pas saisies ; elles seront automatiquement calculées par le SGI. La valeur calculée automatiquement sera affichée dans les formulaires de saisie en mode lecture seule.

La répartition en phases des ICP des services de l'électricité est présentée ci-dessous.

Phase 1	Phase 2	Auto-calculé
1. Production		
Capacité installée (MW)	Capacité annuelle de production d'énergie (GWh)	Taux d'auto-consommation (%)
Énergie nette produite (GWh)		Capacité de réserve opérationnelle (%)
Capacité de production disponible (%)	Durée des indisponibilités fortuites (heures)	

Phase 1	Phase 2	Auto-calculé
Capacité fiable (MW)	Durée des indisponibilités programmées (heures)	
Énergie brute produite (GWh)	Capacité du poste de production (MVA)	
Capacité de réserve opérationnelle (MW)		
2. Exploitation du système		
Demande de pointe (MW), date et heure	Demande minimale (MW), date et heure	
Facteur de charge du système (%)	Nombre d'excursions de fréquence : > 50.5 Hz ou < 49.5 Hz	
	Pertes de réseau (minutes)	
3. Transmission – dans le pays		
Capacité de transmission disponible (%)	Durée moyenne des interruptions fortuites (ADFI) (heures)	
Pertes du système de transmission (%)	Nombre moyen d'indisponibilités fortuites pour toutes les lignes de transmission (ANOFT)	
Longueur du réseau de transmission - Niveau du pays (circuit-km)	facteur d'utilisation du réseau - Transmission	
Capacité du poste de transmission - Niveau national (MVA)		
4. Transmission - Lignes d'interconnexion		
Importation d'électricité (GWh)	Capacité du poste de transmission - Lignes d'interconnexion (MVA)	
Exportation d'électricité (GWh)		
Longueur du réseau de transmission - Lignes d'interconnexion (circuit-km)		
Capacité du réseau de transmission - Lignes d'interconnexion (MVA)		
5. Distribution		
Pertes du réseau de distribution (%)	Capacité du transformateur abaisseur de distribution (XX/4_ _ ou XX/2_ _ volts) (MVA)	
Indice de fréquence moyenne des interruptions touchant le réseau (SAIFI)	Facteur d'utilisation du réseau - Distribution	

Phase 1	Phase 2	Auto-calculé
Indice de durée moyenne des interruptions touchant le réseau (SAIDI) (heures)		
Longueur du réseau de distribution (circuit-km)		
Capacité du poste de distribution (MVA)		
6. Approvisionnement au détail		
Nombre de clients		Indice de durée moyenne des interruptions par client (CAIDI) (heures)
Clients du service prépayé (%)		
Taux d'accès à l'électricité (%)		
Énergie totale facturée aux clients (GWh)		
Consommation d'électricité par habitant (kWh)		
Productivité du personnel		
Consommation d'électricité par unité de PIB (GWh par million USD)		
7. Performance financière		
Rendement des actifs (%)	Indice des dépenses d'exploitation et de maintenance	
Ratio actuel	Rendement des capitaux propres (%)	
Bénéfice après impôts (millions USD)	Ratio de rotation des actifs fixes	
	Ratio de rotation de l'actif total	
	Bénéfice avant impôts (millions USD)	
8. Marché de l'électricité		
Part de marché basée sur l'achat d'énergie (%)		Indice de concurrence/Indice Herfindahl-Hirschman pour la fonction de production)
9. Intégration des énergies renouvelables		
Émissions de CO2 provenant de la production d'électricité ('000 tonnes)		Facteur d'émission du réseau (tonnes de CO2/MWh)

Il a été proposé que les ICP des services d'électricité soient dotés d'un **ensemble uniforme d'indicateurs de performance régionaux pour tous les États membres du COMESA**. Cet ensemble facilitera le suivi des **performances des services d'électricité à l'échelle régionale** et fonctionnera comme **un ensemble d'indicateurs standard** pour tous les services concernés, qui les aidera à suivre et à établir des rapports sur les performances de leurs pays et de les comparer à celles de leurs pairs, et à identifier les domaines nécessitant des améliorations.

En outre, les ICP ont été sélectionnés pour assurer, de manière générale, le suivi des performances du titulaire de licence et du service d'électricité en surveillant les résultats finaux au lieu d'effectuer un micro-suivi de multiples résultats intermédiaires.

À l'avenir, chaque pays devra maintenir un SIG (Système d'information de gestion) de ces indicateurs, qui contribuera à améliorer la qualité, le stockage, la gestion des données et la récupération de ces indicateurs et actifs de données.

1 Introduction

1.1 Contexte

L'outil-cadre basé sur Excel développé pour les ICP des services de l'électricité est présenté dans le rapport-cadre. Ce rapport fait état des résultats de l'activité de collecte de données sur l'outil d'évaluation développé pour les ICP des services d'électricité. Il contient notamment les données recueillies au cours des différents cycles d'interactions organisés au cours des ateliers et lors des missions effectuées sur le terrain dans les cinq pays sélectionnés : Égypte, Éthiopie, Rwanda, Tunisie et Ouganda.

1.2 Structure du rapport initial – Indicateurs-clés de performance des services de l'électricité (*UKPI*) du COMESA

Ce rapport est structuré de la manière suivante :

Chapitre 1 : Introduction

Ce chapitre donne une introduction générale au rapport initial sur les ICP des services d'électricité pour les États membres du COMESA.

Chapitre 2 : Rapportage des ICP des services d'électricité dans les États membres du COMESA

Dans ce chapitre, les ICP des services de l'électricité tels que finalisés dans le rapport-cadre sont examinés de manière détaillée, ainsi que la performance des États membres du COMESA sur le même sujet, sous réserve de la disponibilité des données.

Chapitre 3 : Conclusion

Ce chapitre présente la conclusion du rapport initial sur les ICP des services de l'électricité.

2 Rapportage des ICP des services de l'électricité dans tous les États membres du COMESA

2.1 Les ICP des services de l'électricité

Sur la base des discussions menées avec les parties prenantes lors de l'atelier consultatif tenu au Caire les 13 et 14 mai 2024 et des discussions complémentaires engagées au cours de la réunion sur le Système de gestion de l'information (SGI) organisé en Zambie du 5 au 6 juin 2024 et finalisées ultérieurement lors du séminaire de validation de Kigali (les 30 et 31 juillet 2024), un ensemble d'ICP du service de l'électricité conçu pour un suivi et une surveillance efficaces des performances de ce secteur a été soumis dans le contexte du rapport-cadre final. Il s'agit du premier rapport sur les ICP de ce secteur - les ICP et les données ayant été renseignés pour les États membres sur la base des données collectées et d'autres informations accessibles au public.

Ce chapitre évalue une liste d'indicateurs-clés de performance (ICP) et d'actifs de données sous les rubriques suivantes pour un suivi complet des performances du service de l'électricité dans les États membres :

- 1 Production
- 2 Exploitation du système
- 3 Transmission – dans le pays
- 4 Transmission - lignes d'interconnexion
- 5 Distribution
- 6 Approvisionnement au détail
- 7 Performance financière
- 8 Marché de l'électricité
- 9 Intégration des énergies renouvelables

Il a été proposé que les ICP du service de l'électricité contiennent **un ensemble uniforme d'indicateurs de performance applicables au niveau régional pour tous les États membres du COMESA**. Ces indicateurs faciliteront le suivi des **performances dans toute la région** et fonctionneront comme **un ensemble d'indicateurs standard** qui permettra aux services d'électricité de suivre et d'établir des rapports sur les performances de leur pays et de les comparer avec celles de leurs pairs et d'identifier les domaines nécessitant des améliorations.

En outre, les ICP ont été sélectionnés pour le suivi général du titulaire de licence et des performances du service de l'électricité ; ils sont conçus pour suivre les résultats finaux au lieu d'effectuer une micro-surveillance de plusieurs résultats intermédiaires. Lors de la définition des ICP, nous nous sommes efforcés de les aligner sur la nomenclature et les définitions internationales afin de rendre les performances comparables à celles d'autres services d'électricité.

Une liste récapitulative des ICP et des actifs de données est présentée dans le tableau ci-dessous.

Tableau 1 : Liste récapitulative des ICP et des données du service de l'électricité recommandés pour l'établissement de rapports

<p>1. Production</p>	<p>1.1 Capacité installée (MW) 1.2 Capacité fiable (MW) 1.3 Capacité de production annuelle d'énergie (GWh) 1.4 Capacité de réserve opérationnelle (MW, %) 1.5 Énergie brute produite (GWh) 1.6 Énergie nette produite (GWh)</p>	<p>1.7 Taux d'autoconsommation (%) 1.8 Durée des indisponibilités fortuites (heures) 1.9 Durée des indisponibilités programmées (heures) 1.10 Capacité de production disponible (%) 1.11 Capacité du poste de production (MVA)</p>
<p>2. Exploitation du système</p>	<p>2.1 Demande de pointe (MW), date et heure 2.2 Demande minimale (MW), date et heure 2.3 Facteur de charge d'un système (%)</p>	<p>2.4 Nombre d'excursions de fréquence : > 50,5 Hz ou < 49,5 Hz 2.5 Pertes de réseau (minutes)</p>
<p>3. Transmission – dans le pays</p>	<p>3.1 Durée moyenne des interruptions fortuites (ADFI) (heures) 3.2 Nombre moyen d'indisponibilités fortuites pour toutes les lignes de transmission (ANOFT) 3.3 Capacité de transmission disponible (%) 3.4 Pertes du réseau de transport (%)</p>	<p>3.5 Longueur du réseau de transmission - niveau du pays (circuit-km) 3.6 Capacité du poste - niveau du pays (MVA) 3.7 Facteur d'utilisation du réseau - transmission</p>
<p>4. Transport –lignes d'interconnexion</p>	<p>4.1 Importation d'électricité (GWh) 4.2 Exportation d'électricité (GWh) 4.3 Longueur du réseau de transmission - lignes d'interconnexion (circuit-km)</p>	<p>4.4 Capacité du réseau de transmission - lignes d'interconnexion (MVA) 4.5 Capacité du poste de transmission - lignes d'interconnexion (MVA)</p>

5. Distribution	5.1 Pertes du système de distribution (%) 5.2 Indice de fréquence moyenne des interruptions touchant le réseau (SAIFI) 5.3 Indice de durée moyenne des interruptions touchant le réseau (SAIDI) (heures) 5.4 Longueur du réseau de distribution (circuit-km)	5.5 Capacité du poste de distribution (MVA) 5.6 Capacité du transformateur abaisseur de distribution (XX/4__ ou XX/2__ volts) capacity (MVA) 5.7 Facteur d'utilisation du réseau - Distribution
6. Approvisionnement au détail	6.1 Base de clientèle 6.2 Clients du service prépayé (%) 6.3 Taux d'accès à l'électricité (%) 6.4 Énergie totale facturée aux clients (GWh) 6.5 Consommation d'électricité par habitant (kWh)	6.6 Consommation d'électricité par unité de PIB (GWh par million USD) 6.7 Indice de durée moyenne des interruptions par client (CAIDI) (heures) 6.8 Productivité du personnel
7. Performance financière	7.1 Indice des dépenses d'exploitation et de maintenance 7.2 Rendement des actifs (%) 7.3 Rendement des capitaux propres (%) 7.4 Ratio actuel	7.5 Ratio de rotation des actifs fixes 7.6 Ratio de rotation de l'actif total 7.7 Bénéfice avant impôts (millions USD) 7.8 Bénéfice après impôts (millions USD)
8. Marché de l'électricité	8.1 Part de marché basée sur l'achat d'énergie (%)	8.2 Indice de compétition/Indice Herfindahl-Hirschman pour la fonction de production (HHI)
9. Intégration des énergies renouvelables	9.1 Émissions de CO2 provenant de la production d'électricité ('000 tonnes)	9.2 Facteur d'émission du réseau (tonnes de CO2/MWh)

Les ICP ci-dessus sous la forme d'une feuille de calcul Excel ont été transmis aux États membres et des données ont été recherchées à leur sujet. Des données ont également été recueillies lors des missions effectuées dans les cinq pays, à savoir l'Égypte, l'Éthiopie, le Rwanda, la Tunisie et l'Ouganda. Sur la base des données mises à disposition par les pays et d'autres données accessibles au public, des ICP dans différentes rubriques ont été compilés.

L'Égypte, le Kenya, le Rwanda et l'Ouganda ont rapporté un certain nombre d'indicateurs, suivis par l'Éthiopie, la Tunisie, le Burundi, Djibouti, l'Érythrée, la Libye, la Somalie, le Soudan du Sud et le Soudan. En conséquence, sur la base des données disponibles dans les États membres du COMESA, l'analyse comparative des performances du service de l'électricité a été réalisée ; elle est présentée dans les sections ci-après.

2.2 Production

Dans cette section, les ICP et les ensembles de données concernant la production ont été évalués. Les ICP et les actifs de données couverts sont les suivants : capacité installée, capacité fiable, capacité annuelle de production d'énergie, capacité de réserve opérationnelle, énergie brute produite, énergie nette produite, taux d'autoconsommation, durée des indisponibilités fortuites, durée des indisponibilités programmées, production disponible et capacité des postes de production.

2.2.1 Capacité installée (MW)

La capacité installée est la capacité nominale ou évaluée ou prévue de la centrale/unité de production dans des conditions de flux de puissance réactive maximale ou d'exigence minimale pour le facteur de puissance. Selon les données disponibles, parmi les États membres du COMESA, l'Égypte a la plus grande capacité de production installée d'environ 60 GW, suivie de la Libye (12 GW) et de la Tunisie (6 GW). Vient ensuite l'Éthiopie avec une capacité installée de 5 GW, suivie du Kenya et du Soudan avec 3,7 GW. La capacité installée (en MW) est indiquée dans le tableau ci-dessous :

Tableau 2 : Capacité installée (en MW)

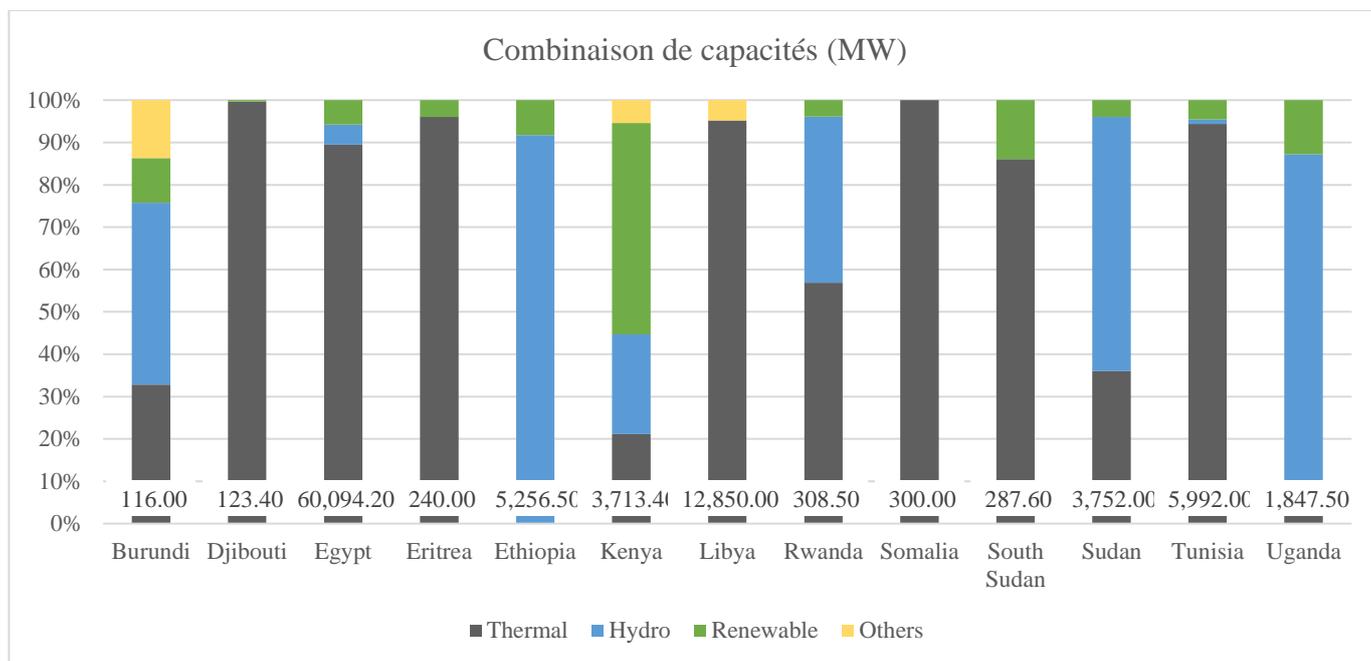
Pays	Capacité installée (MW)
Burundi	116
Djibouti	123
Égypte	60 094
Érythrée	240
Éthiopie	5 257
Kenya	3 713
Libye	12 850
Rwanda	308
Somalie	300
Soudan du Sud	287
Soudan	3 752
Tunisie	5 992
Ouganda	1 848

Remarque : Pour le Burundi, les données étaient disponibles pour 2021 ; pour l'Érythrée, l'Égypte et l'Éthiopie, les données disponibles concernaient 2022 ; les données des autres pays concernent 2023.

De plus, pour le Burundi, le Kenya et le Rwanda, des capacités d'importation, respectivement de 16 MW, 200 MW et 46 MW ont été prises en compte.

La combinaison de capacité installée en termes de technologie dans les États membres du COMESA est présentée ci-dessous :

Figure 1: Capacité installée en termes de technologie dans les États membres du COMESA (en %)



Remarque : la capacité à base de diesel/pétrole est considérée comme thermique.

Le tableau fait ressortir que Djibouti, l'Égypte, l'Érythrée, l'Éthiopie, la Somalie, le Soudan du Sud et la Tunisie dépendent majoritairement d'une source de production unique, tandis que le Burundi, le Kenya, la Libye, le Soudan et l'Ouganda ont un bouquet énergétique équilibré. La dépendance vis-à-vis de sources de production uniques suscite des inquiétudes quant à la sécurité énergétique et au risque climatique. Le Burundi, l'Éthiopie, le Rwanda, le Soudan et l'Ouganda ont une part substantielle d'hydroélectricité dans le bouquet énergétique. L'Égypte et la Tunisie dépendent majoritairement de la production à base de gaz.

En outre, l'Érythrée, la Somalie et le Soudan du Sud dépendent majoritairement de la production à base de diesel/pétrole, ce qui augmente le coût de production d'énergie et suscite des inquiétudes quant à la sécurité énergétique.

2.2.2 Capacité fiable (MW)

La capacité fiable est la capacité maximale disponible actuelle après réduction de la capacité installée pour la production d'électricité, en raison du vieillissement des équipements, des exigences de maintenance, des restrictions environnementales, des problèmes de qualité du carburant ou d'autres contraintes opérationnelles. Sur la base des données disponibles, en Égypte, au Kenya, en Tunisie et en Ouganda, la capacité installée a été respectivement réduite de 2 %, de 6 %, de 25 % et de 15 %.

2.2.3 Capacité annuelle de production d'énergie (GWh)

La capacité annuelle de production d'énergie désigne la capacité de production d'énergie par an pour l'ensemble du réseau, qui est la somme de la capacité de production d'énergie de toutes les centrales électriques d'un pays. Pour le calcul de la capacité annuelle de production d'énergie, le facteur disponibilité de la centrale et le facteur centrale sont pris en compte, ce qui signifie l'énergie maximale susceptible d'être

produite à partir de la centrale électrique. Le facteur centrale dépend de la conception de la centrale électrique. La plupart des pays ne communiquent pas cet indicateur. Étant donné que la valeur de l'indicateur dépend de la conception technique de la centrale, cette mesure doit être suivie et communiquée par les générateurs. En 2022, l'Égypte a déclaré une capacité de production annuelle de 204 637 GWh.

2.2.4 Capacité de réserve opérationnelle (MW, %)

La réserve opérationnelle est la capacité de production dont dispose l'opérateur du système dans un court intervalle de temps pour répondre à la demande en cas de panne du générateur ou de rupture de l'approvisionnement. Il s'agit de la somme de la réserve tournante et de la réserve rapide et considérée comme la taille de la plus grande unité de production du réseau. La taille doit être considérée comme une moyenne sur la période de référence.

La réserve tournante est définie comme la capacité de production d'énergie supplémentaire du générateur qui est déjà synchronisé avec le système. Cette puissance supplémentaire est obtenue en augmentant le couple du rotor de turbine. La réserve rapide est une réserve à action rapide conçue pour rétablir la fréquence du système dans la minute qui suit une panne.

La capacité de réserve opérationnelle sera exprimée à la fois en MW et en %. Pour le %, la capacité totale installée doit être utilisée comme base de calcul du pourcentage. Cet indicateur n'est actuellement pas communiqué.

2.2.5 Énergie brute produite (GWh)

L'énergie brute produite est l'énergie totale produite par une centrale électrique à la sortie des principaux transformateurs, c'est-à-dire y compris la quantité d'électricité utilisée dans les auxiliaires de la centrale et dans les transformateurs. La production brute d'énergie (en GWh) basée sur les données disponibles est fournie dans le tableau ci-dessous :

Tableau 3 : Production d'énergie brute (GWh)

Pays	Production d'énergie brute (GWh)
Djibouti	655
Égypte	214 197
Tunisie	21 286

Note : Pour Djibouti, les données disponibles concernaient 2021, pour l'Égypte, les données concernaient 2022 et pour la Tunisie 2023.

Les autres pays doivent rationaliser le rapportage de cet indicateur sur les sites internet publics et dans les rapports annuels. Cela permettra également de calculer l'indicateur sur le taux d'autoconsommation (%) car il s'agit d'un paramètre d'entrée.

2.2.6 Énergie nette produite (GWh)

L'énergie nette produite est l'énergie totale produite par une centrale électrique à la sortie des principaux transformateurs, à l'exclusion de la quantité d'électricité utilisée dans les auxiliaires de la centrale et dans les transformateurs. L'énergie nette produite (GWh) est présentée ci-dessous.

Tableau 4 : Production d'énergie nette (GWh)

Pays	Production d'énergie nette (GWh)
Burundi	519
Djibouti	541
Égypte	207 349
Kenya	13 289
Rwanda	1 199
Libye	47 384
Soudan du Sud	549
Tunisie	20 848
Ouganda	6 032

En outre, la ventilation de l'indicateur ci-dessus en fonction du type de combustible est indiquée dans les feuilles de calcul Excel des pays, soumises séparément.

2.2.7 Taux d'autoconsommation (%)

Le taux d'autoconsommation correspond à l'ampleur de la consommation d'énergie auxiliaire dans les locaux de la centrale. En général, la consommation auxiliaire des centrales hydroélectriques et des centrales électriques à combustibles fossiles se situe entre 0,5 % et 2 % et entre 7 % et 15 % de l'énergie totale produite. Pour les centrales à combustibles fossiles, la consommation auxiliaire est plus élevée en raison de la consommation d'équipements tels que les pompes d'alimentation, les pompes à eau de refroidissement, les ventilateurs d'air, etc. L'Égypte et le Kenya ont communiqué cet indicateur. En 2022, en Égypte, le taux d'autoconsommation par générateur se présentait comme suit : thermique (3,38 %), hydraulique (1,83 %), solaire (2,76 %) et éolien (0,83 %). Le taux d'autoconsommation par générateur de KENGEN (Kenya) se présentait comme suit en 2023 : thermique (1,71 %), hydraulique (3,27 %), éolien (0,71 %) et géothermique (4,03 %).

2.2.8 Durée des indisponibilités fortuites (heures)

La durée de l'indisponibilité fortuite est la période pendant laquelle l'unité de production n'est pas disponible pour produire de l'électricité en raison d'une panne inattendue. Une telle indisponibilité entraîne une perte de revenus et de productivité du générateur pendant la période d'arrêt et peut parfois entraîner des coûts de réparation et d'entretien élevés en raison de travaux de maintenance imprévus. Cet indicateur n'est actuellement pas communiqué.

2.2.9 Durée des indisponibilités programmées (heures)

La durée des indisponibilités programmées est la période pendant laquelle la maintenance planifiée du réseau est effectuée pour réduire les futures pannes inattendues du système. L'entretien des équipements endommagés ou vieillissants, la mise à niveau du réseau pour augmenter la fiabilité électrique et la croissance future de la consommation sont les principales raisons de la planification des indisponibilités programmées.

D'une manière générale, les indisponibilités des centrales hydroélectriques sont programmées pendant la saison où la quantité d'eau est minimale. De même, l'indisponibilité d'une éolienne peut être programmée lorsque les vents sont faibles. L'arrêt du générateur solaire, si nécessaire, peut être programmé pendant la saison des pluies.

2.2.10 Capacité de production disponible (%)

La capacité de production disponible correspond à la fraction de la période pendant laquelle les actifs de production sont disponibles sans aucune interruption, et est exprimée en pourcentage. Elle est calculée comme suit :

[1 - (heures d'indisponibilités fortuites + heures d'indisponibilités programmées)/Nombre total d'heures dans la période]

Cet indicateur détermine la mesure dans laquelle la centrale est disponible pour répondre à la demande du réseau. La non-disponibilité d'une centrale peut être due à diverses raisons telles que l'indisponibilité de carburant/eau, l'indisponibilité des machines en raison d'une interruption planifiée ou non planifiée et l'indisponibilité de la capacité de transmission pour évacuer l'électricité de la centrale.

D'une manière générale, pour les centrales thermiques et hydrauliques, une disponibilité de 85 % et plus est souhaitable. En Égypte (92,80 %), au Kenya (Kengen) (94,03 %) et au Rwanda (98 %), la disponibilité des générateurs hydroélectriques est supérieure à la disponibilité de référence.

En Égypte (90,15 %) et au Kenya (Kengen) (82,93 %), la disponibilité des générateurs thermiques est respectivement supérieure et comparable à la disponibilité de référence. Cependant, au Rwanda (60,58 %), la disponibilité des générateurs thermiques est bien inférieure à la disponibilité de référence en raison du temps de maintenance prolongé et des multiples incidents survenus dans les centrales (REG Annual Report 2023).

Cet indicateur sert de paramètre important pour la mise en place d'une réglementation incitative et le suivi des performances des générateurs. De nombreux pays à travers le monde, comme les États-Unis, l'Inde et le Royaume-Uni, utilisent cet indicateur comme paramètre pour la mise en place de mécanismes de partage des gains/pertes entre le vendeur et l'acheteur.

2.2.11 Capacité des postes de production (MVA)

Cet indicateur mesure la somme de la capacité installée des transformateurs des générateurs.

La capacité des postes de production est un ensemble de données important pour la production qui signifie que le pays dispose d'une capacité de sous-station suffisante pour transformer l'électricité produite au terminal du générateur afin de la transmettre vers les centres de charge. La capacité de la sous-station de production doit être optimale en fonction de la capacité installée du pays.

Les pays doivent communiquer cet indicateur, à l'exception du Kenya. KENGEN en fait état dans son rapport annuel.

2.3 Exploitation du réseau

Dans cette section, les ICP et les ensembles de données concernant l'exploitation du réseau ont été évalués. Les ICP et les actifs de données couverts sont les suivants : demande de pointe, demande minimale, facteur de charge du système, nombre d'excursions de fréquence et pertes de réseau en minutes.

2.3.1 Demande de pointe (MW)

L'on parle de demande de pointe lorsque la demande d'électricité du consommateur est à son plus haut niveau. En général, la demande de pointe se produit pendant la saison estivale en raison d'une consommation d'électricité plus élevée. La saison de pointe de la demande entraîne des coûts de production plus élevés, car des générateurs coûteux doivent fonctionner pour répondre à la demande maximale en électricité. La demande de pointe du système (en MW) est indiquée dans le tableau ci-dessous :

Tableau 5 : Demande de pointe (en MW)

Pays	Demande de pointe (MW)
Burundi	72
Djibouti	132
Égypte	34 200
Kenya	2 149
Rwanda	185
Soudan du Sud	26
Soudan	3 454
Tunisie	4 825
Ouganda	919

Remarque : pour la Tunisie, les données concernent 2022 ; pour l'Égypte, les données concernent l'exercice 2022-23 ; pour les autres pays, les données concernent 2023.

2.3.2 Demande minimale (MW)

L'on parle de demande minimale lorsque la demande du consommateur en électricité est à son plus bas niveau. D'après les données disponibles, Djibouti, l'Égypte, le Rwanda, le Soudan du Sud et la Tunisie ont

rapporté une demande minimale, respectivement de 31,25 MW, 27 000 MW, 80,39 MW, 24,5 MW et 1 337 MW.

2.3.3 Facteur de charge d'un système (%)

Le facteur de charge d'un système caractérise la courbe de charge du système en termes de degré de « pic » ou de « planéité ».

Il est exprimé en pourcentage et calculé de la manière suivante :

$$[\text{Énergie transmise à travers le système (GWh) X 1 000}] / (\text{Demande de pointe (MW) X Nombre d'heures dans la période de référence})$$

Une valeur proche de 100 % indique une courbe de charge plus plane, ce qui est souhaitable car cela rend la demande plus prévisible et facilite la planification de la production. Le facteur de charge du système dépend du type de charge connectée au système, c'est-à-dire que si toutes les charges fonctionnent en permanence, le facteur de charge du système sera plus élevé, ce qui peut être le cas des centres de données, des entrepôts réfrigérés, des supermarchés, etc. qui fonctionnent de jour comme de nuit.

En général, au niveau national, un facteur de charge de 40 à 60 % est souhaitable, compte tenu d'une charge mixte de consommateurs résidentiels, industriels et commerciaux dont la demande varie tout au long de la journée et des saisons. En 2022, l'Égypte, le Kenya et la Tunisie avaient respectivement des facteurs de charge de réseau de 63,10 %, 70,6 % et 55,23 %.

Il s'agit également d'un indicateur couramment utilisé pour la réglementation incitative, en particulier dans les économies avancées, telles que les États-Unis, qui disposent d'un marché de l'énergie bien développé.

2.3.4 Nombre d'excursions de fréquence (> 50.5 Hz or < 49.5 Hz)

Le nombre d'excursions de fréquence mesure le nombre de fois où la fréquence du système dépasse la bande spécifiée de > 50,5 Hz ou < 49,5 Hz. L'excursion de fréquence se produit en raison d'une inadéquation entre l'offre et la demande du système électrique. Si la demande d'électricité est inférieure à l'offre, la fréquence du système électrique augmente et vice versa. Cet indicateur n'est pas actuellement communiqué.

2.3.5 Pertes de réseau (minutes)

Les pertes de réseau sont déterminées en calculant le rapport entre l'énergie non fournie pendant une panne et l'énergie qui serait fournie pendant une minute si l'énergie fournie était à sa valeur maximale. Elles mesurent la gravité de chaque perturbation du système par rapport à la taille du système, en termes de durée de la panne totale du système. Une minute système indique l'équivalent d'une interruption totale du système, avec l'ampleur du pic annuel du système, pendant une minute.

La formule utilisée pour calculer les minutes système perdues est la suivante :

$$\text{Minutes système perdues} = (\text{Somme de l'énergie non fournie (MW min)}) / (\text{Demande de pointe du système (MW)})$$

Lorsque cet indice, pour un incident spécifique, est supérieur à une minute, cet incident peut normalement être classé comme une interruption majeure. La Tunisie a signalé des pertes de réseau de 14,23 minutes.

2.4 Transmission-dans le pays

Dans cette section, les ICP et les ensembles de données concernant la transmission dans un pays ont été évalués. Les ICP et les actifs de données couverts sont la durée moyenne des interruptions fortuites, le nombre moyen d'interruptions fortuites pour toutes les lignes de transmission, la disponibilité des actifs de transmission, les pertes du système de transmission, la longueur du réseau de transmission, la capacité des postes de transmission et le facteur d'utilisation du réseau qui sont évalués pour suivre les performances des services de transmission. Cette section ne s'applique pas à la Somalie et au Soudan du Sud car il n'existe actuellement aucun réseau de transport électrique national intégré dans ces pays.

2.4.1 Durée moyenne des interruptions fortuites (ADFI) - heures

La durée moyenne des interruptions fortuites est la durée totale des interruptions fortuites affectant les circuits des lignes de transmission, divisée par le nombre total d'interruptions, à l'exclusion des cas de force majeure et des interférences de tiers. Une durée inférieure d'interruption fortuite est souhaitable, sinon elle a un impact sur la disponibilité du transport, ce qui conduit à une récupération plus faible des besoins annuels en revenus pour le service de transmission. Cet indicateur est une indication directe de la qualité de l'approvisionnement en électricité. Djibouti (2021) et le Rwanda (2022) ont respectivement rapporté un ADFI de 26,43 heures et 8,50 heures.

2.4.2 Nombre moyen d'indisponibilités fortuites pour toutes les lignes de transmission (ANOFT) – heures

Nombre total d'indisponibilités fortuites multiplié par 100 km et divisé par le nombre total de kilomètres, la longueur des lignes de transmission appartenant au titulaire de licence, par niveau de tension. Il s'agit d'un indice permettant de comparer le nombre de kilomètres d'indisponibilités fortuites par circuit entre les pays. Un niveau faible d'ANOFT est souhaitable. En 2022, le Rwanda a rapporté un ANOFT de 37.

2.4.3 Disponibilité du système de transmission (%)

La disponibilité du système de transmission est la fraction de la période pendant laquelle les actifs de transmission sont disponibles sans aucune interruption.

$$\text{Disponibilité du système de transport (\%)} = 1 - \frac{\text{heures d'indisponibilités fortuites} + \text{heures d'indisponibilités programmées}}{\text{Heures totales dans la période}}$$

Il s'agit de l'ICP le plus important pour un titulaire de licence de transport, car il détermine dans quelle mesure les différents composants du réseau de transport (lignes, postes, transformateurs, relais, coupleurs, etc.) sont disponibles pour répondre aux besoins des différents utilisateurs du système de transport (centrales de production, clients de transport et services de distribution). La non-disponibilité d'un composant de transport peut être due à diverses raisons telles qu'une maintenance planifiée, une panne d'équipement, un événement naturel comme l'éclairage, etc.

Le service d'électricité doit viser une disponibilité du système de transmission supérieure à 98 %.

Pour le Kenya, le Rwanda et l'Ouganda, la disponibilité du transport est respectivement de 99,95 % (2021), 99,72 % (2023) et 98,22 % (2023), ce qui est supérieur à la référence de la disponibilité du transport. L'Égypte rapporte une disponibilité du transport de 64 %. Il s'agit d'un indicateur important pour surveiller

les performances du service de transmission et mettre en place une **réglementation incitative pour les services publics de transport électrique**.

2.4.4 Pertes du système de transmission (%)

Les pertes du système de transmission correspondent à la différence entre l'énergie électrique entrant dans le réseau de transport en provenance de la production et/ou d'un autre réseau de transmission et sortant du réseau de transport vers un autre réseau de transport, un réseau de distribution ou un utilisateur final. Les pertes du réseau de transport sont en grande partie des pertes techniques dues à la longueur importante des conducteurs et à la résistance associée impliquée.

Elles sont exprimées en pourcentage de l'énergie électrique entrant dans le réseau de transport. Les pertes typiques des services de transmission électriques les plus performants sont de l'ordre de 2 à 3 %.

Les pertes du système de transport (en %) sont présentées dans le tableau ci-dessous :

Tableau 6 : Pertes du système de transmission (%)

Pays	Perte de transmission (%)
Djibouti	2,33%
Égypte	3,68%
Éthiopie	5,00%
Kenya	4,50%
Rwanda	3,06%
Somalie	4,00%
Soudan du Sud	1,90%
Soudan	4,00%
Tunisie	2,16%
Ouganda	4,78%

Remarque : Pour Djibouti, les données concernent 2021, pour la Tunisie et l'Égypte 2022 ; pour les autres pays 2023.

La plupart des pays rapportent cet indicateur dans leurs comptes annuels respectifs du service d'électricité.

2.4.5 Longueur du réseau de transmission - niveau du pays (circuit-km)

La longueur du réseau de transport correspond à la longueur totale du circuit des lignes de transmission dont les points de départ et d'arrivée se trouvent dans le pays. En général, la longueur des lignes de transmission (en km-crt) est classée en fonction des niveaux de tension comme indiqué ci-dessous :

Tableau 7 : Longueur du réseau de transmission (en km-crt)

Pays	HV (km - crt.)	EHV (km - crt.)
Djibouti	419	-
Égypte	22 503	22 575
Éthiopie	1 908	-
Kenya	2 672	6 917
Libye	17 365	1 204
Rwanda	1 158	-
Somalie	1 100	-
Soudan	6 635	
Tunisie	6 646	210
Ouganda	3 913	606

Remarque : les données pour Djibouti concernaient 2018, celles de l'Égypte, de l'Éthiopie et du Rwanda étaient disponibles pour 2022 ; Les données des autres pays concernent 2023.

Il est généralement observé que les pays dotés de services de transmission d'énergie distincts maintiennent et communiquent cet indicateur. L'Égypte, le Kenya, le Rwanda, la Tunisie et l'Ouganda communiquent cet actif de données dans leurs rapports annuels.

2.4.6 Capacité des postes de transmission - niveau du pays (MVA)

La capacité des postes de transmission est un actif de données important qui signifie que le pays dispose d'une capacité de sous-station suffisante pour transformer et transmettre l'électricité produite au terminal du générateur aux centres de charge.

Tableau 8 : Capacité des postes de transmission (en MVA)

Pays	HT (MVA)	THT (MVA)
Djibouti	36	-
Égypte	70 741	118 290
Kenya	5 455	-
Rwanda	998,55	-
Soudan	5952,6	619,5
Tunisie	13 525	1 600

Pays	HT (MVA)	THT (MVA)
Ouganda	4 513	1 932

Remarque : les données de Djibouti concernent 2018, celles de l'Égypte 2022 ; celles des autres pays concernent 2023.

2.4.7 Facteur d'utilisation du réseau -transmission

Le facteur d'utilisation du réseau - transmission indique le degré d'utilisation ou de chargement de la capacité de transformation du réseau ou l'adéquation du réseau de transmission pour le pays. Il est calculé comme le rapport entre la demande de pointe dans le réseau de transmission (en MVA) et la capacité de transformation totale (en MVA) installée dans les postes de transmission aux niveaux du pays et de l'interconnexion. Cet indicateur n'est actuellement pas communiqué.

2.5 Transmission-lignes d'interconnexion

Dans cette section, les ICP et les ensembles de données concernant les lignes d'interconnexion ont été évalués. Les ICP et les actifs de données couverts sont les suivants : importation d'électricité, exportation d'électricité, longueur des lignes d'interconnexion du réseau de transmission, capacité des lignes de transmission du réseau de transmission, et capacité des lignes d'interconnexion des postes de transmission.

2.5.1 Importation d'électricité (GWh)

Les données sur les importations d'électricité montrent le total des unités d'électricité importées via les lignes d'interconnexion. Les importations d'électricité (en GWh) sont présentées dans le tableau ci-dessous :

Tableau 9 : Importation d'électricité (en GWh)

Pays	Importation d'électricité	Importation d'électricité / (production + importations d'électricité) (%)
Égypte	1589	1%
Kenya	644	5%
Rwanda	97	8%
Soudan	1 361	7%
Tunisie	2 576	11%
Ouganda	41	1%

Remarque : Pour l'Égypte, les données concernent 2022 ; les données des autres pays concernent 2023.

2.5.2 Exportation d'électricité (GWh)

Les données sur les exportations d'électricité montrent le total des unités d'électricité exportées via les lignes d'interconnexion. L'exportation d'électricité (en GWh) est indiquée dans le tableau ci-dessous :

Tableau 10 : Exportations d'électricité (en GWh)

Pays	Exportations d'électricité (GWh)
Égypte	95
Kenya	27
Rwanda	9
Soudan	72
Tunisie	80
Ouganda	485

2.5.3 Longueur du réseau de transmission – lignes d'interconnexion (circuit-km)

La longueur du réseau de transmission - lignes d'interconnexion désigne la longueur du réseau de transmission entre les deux pays. Une longueur de transmission élevée est souhaitable, car elle indique que le pays est bien connecté aux pays voisins pour la transmission d'électricité au niveau régional. La longueur des lignes d'interconnexion du réseau de transmission (en km de lignes) est indiquée dans le tableau ci-dessous :

Tableau 11 : Longueur du réseau de transmission – lignes d'interconnexion (crt-km)

Pays	HT (crt. km)	THT (crt. km)
Burundi	184	-
Djibouti	164	283
Égypte	500	32
Éthiopie	499	866
Kenya	27	1246
Libye	500	-
Rwanda	228	-
Soudan	466	-
Tunisie	6 646	210
Ouganda	141	-

Remarque : les données de l'Égypte concernent 2022 ; celles des autres pays concernent 2023.

2.5.4 Capacité du réseau de transmission - lignes d'interconnexion (MVA)

La capacité du réseau de transport désigne la capacité du réseau de transmission des lignes d'interconnexion. Une capacité de réseau de transmission élevée est souhaitable, car elle indique que le pays est bien placé pour l'importation/exportation d'électricité en vrac depuis/vers les pays voisins. La capacité du réseau de transmission / lignes d'interconnexion (en MVA) est présentée dans le tableau ci-dessous :

Tableau 12 : Capacité du réseau de transmission –lignes d'interconnexion (MVA)

Pays	HT (MVA)	THT (MVA)
Burundi	48	-
Djibouti	200	-
Égypte	433	500
Éthiopie	422	1222
Kenya	78	1222
Libye	433	-
Rwanda	112	-
Soudan	311	-
Ouganda	133	-

Remarque : pour l'Égypte, les données concernent 2022 ; les autres pays, 2023.

2.5.5 Capacité des postes de transmission – Lignes d'interconnexion (MVA)

La capacité des postes de transmission -lignes d'interconnexion est la somme de la capacité installée des transformateurs des postes de transmission situées dans les lignes d'interconnexion. Une capacité de poste de transmission élevée des lignes d'interconnexion est souhaitable. La capacité des postes de transmission des lignes d'interconnexion (en MVA) est présentée dans le tableau ci-dessous :

Tableau 13 : Capacité des postes de transmission –Lignes d'interconnexion (MVA)

Pays	HT (MVA)	THT (MVA)
Burundi	211	-
Djibouti	126	-
Égypte	376	1250
Éthiopie	120	750

Pays	HT (MVA)	THT (MVA)
Kenya	46	1050
Libye	376	-
Rwanda	180	-
Soudan	300	-
Ouganda	80	-

Remarque : pour l'Égypte, les données concernent 2022 ; pour les autres pays, les données concernent 2023.

2.6 Distribution

Dans cette section, les ICP et les ensembles de données portant sur la distribution ont été évalués. Les ICP et les actifs de données couverts sont les suivants : pertes du réseau de distribution, indice de fréquence moyenne des interruptions du réseau (SAIFI), indice de durée moyenne des interruptions du réseau (SAIDI), longueur du réseau de distribution (circuit-km), capacité du poste de distribution, transformateur abaisseur de distribution et facteur d'utilisation du réseau – distribution.

2.6.1 Pertes du système de distribution (%)

Les pertes du système de distribution représentent la différence entre l'énergie électrique entrant dans le réseau de distribution en provenance du réseau de transmission, d'un autre réseau de distribution et/ou de la production intégrée, et l'énergie électrique sortant du réseau de distribution à des fins de consommation. Elle est **exprimée en pourcentage** de l'énergie électrique entrant dans le réseau de distribution.

Cet ICP est utilisé pour mesurer les pertes totales du réseau de distribution qui **incluent les pertes techniques et non techniques (ou commerciales)**. Les pertes techniques proviennent des éléments du réseau de distribution pour des raisons telles que les pertes de conception, la surcharge des équipements, etc. Les pertes non techniques proviennent de raisons commerciales telles que le vol d'électricité, les connexions illégales, l'inefficacité de la facturation, les compteurs à lecture lente, les consommations non mesurées qui sont facturées sur une base forfaitaire, etc. L'augmentation du niveau des pertes pèse sur le service d'électricité, en raison des coûts d'achat d'électricité plus élevés et une augmentation conséquente des tarifs à la consommation. Ainsi, les pertes sont un indicateur important de l'efficacité opérationnelle. Le coût d'achat de l'électricité représentant une part importante des besoins totaux en revenus de ce service collectif, les tarifs à la consommation peuvent être très sensibles à toute augmentation du coût d'achat de l'électricité.

Les pertes de distribution peuvent varier considérablement d'une entreprise à l'autre en fonction de facteurs tels que la proportion entre les actifs de haute tension et de basse tension, les conditions de charge du réseau, l'âge des actifs, la composition des consommateurs, les caractéristiques géographiques de la zone de service, etc. Il est donc difficile de comparer les performances de deux services d'électricité. Les pertes de distribution (en %) sont présentées dans le tableau ci-dessous :

Tableau 14 : Pertes du système de distribution (en %)

Pays	Perte de distribution (%)
Burundi	19,00%
Djibouti	17,34%
Égypte	21,39%
Érythrée	23,00%
Éthiopie	17,00%
Kenya	18,00%
Libye	16,90%
Rwanda	17,07%
Somalie	17,50%
Soudan du Sud	20,00%
Soudan	20,50%
Tunisie	16.54%
Ouganda	17.35%

Remarque : pour le Burundi et Djibouti, les données concernent 2021 ; pour l'Éthiopie et la Tunisie, les données concernent 2022 ; les données des autres pays concernent 2023. Pour l'Ouganda, les pertes du système de distribution concernent UMEME Ltd.

Les pertes du système de distribution sont largement utilisées pour surveiller les performances des services de distribution. Il s'agit de l'un des indicateurs les plus couramment utilisés pour mettre en place une réglementation incitative dans des pays comme les États-Unis, le Royaume-Uni et l'Inde.¹

2.6.2 Indice de fréquence moyenne des interruptions du système (SAIFI)

L'indice de fréquence moyenne des interruptions du système (SAIFI) est le nombre total de fois qu'un consommateur type subit des interruptions fortuites au cours de la période considérée. Il peut varier considérablement d'un service d'électricité à l'autre en fonction de la configuration du réseau et du capital investi dans les réseaux. Il s'agit d'un indicateur important de la **fiabilité de l'approvisionnement** fourni par le service public et détermine ainsi le niveau de satisfaction des clients quant à la qualité de l'approvisionnement.

Il n'existe pas de valeur de référence internationale publiée pour le SAIFI car il dépend des caractéristiques du service public, lesquelles peuvent être sensiblement différentes. De préférence, un service d'électricité devrait viser à minimiser autant que possible la fréquence des interruptions non planifiées. Des chiffres SAIFI inférieurs représentent moins d'interruptions et une meilleure fiabilité de l'électricité dans le système

¹ Source : *The Expansion of Incentive (Performance Based) Regulation of Electricity Distribution and Transmission in the United States Working Paper*

de distribution. L'indice SAIFI de Djibouti, d'Égypte, du Kenya, du Rwanda et du Soudan est respectivement de 28,7, 1,28, 44,91, 29,32 et 14,00 selon les données disponibles. Certains pays avancés comme les États-Unis utilisent cet indicateur pour mettre en place une réglementation fondée sur un système d'incitations.

2.6.3 Indice de durée moyenne des interruptions du système (SAIDI) - heures

L'indice de durée moyenne des interruptions du système (SAIDI) est la durée totale de l'interruption fortuite à laquelle un consommateur type est confronté au cours de la période considérée. Le SAIDI est un élément clé pour mesurer la non-disponibilité de l'approvisionnement pour les clients. La non-disponibilité de l'approvisionnement indique le temps, en heures par an, pendant lequel les clients n'ont pas eu accès à l'électricité du réseau. La mesure du SAIDI est un aspect important du suivi de la performance du service d'électricité en matière de fourniture d'une alimentation électrique ininterrompue à ses consommateurs. Un nombre SAIDI inférieur représente un accès continu des consommateurs à l'électricité du réseau. L'indice SAIDI de Djibouti, d'Égypte, du Kenya, du Rwanda et du Soudan est respectivement de 17,11, 107,40, 8,37, 14,69 et 58,60.²

Outre la fiabilité, il montre également que le temps de rétablissement de l'alimentation est dans des limites acceptables ou qu'il prend trop de temps. Certains pays avancés comme les États-Unis utilisent cet indicateur pour mettre en place une régulation incitative.

2.6.4 Longueur du réseau de distribution (circuit-km)

La longueur du réseau de distribution désigne la longueur totale du circuit des lignes de distribution avec des points de départ et d'arrivée dans la zone d'alimentation. La longueur du réseau de distribution (en crt. km) est indiquée dans le tableau ci-dessous :

Tableau 15 : Longueur du réseau de distribution (en crt. km)

Pays	FV	MT
Djibouti	640	399
Égypte	232 516	330 290
Éthiopie	60 704	54 300
Kenya	83 245	217 784
Rwanda	18 726	10 777
Soudan du Sud	695	252
Tunisie	125 042	64 614
Ouganda	31 090	34 038

Remarque : Pour Djibouti, les données concernent 2019, pour l'Éthiopie et la Tunisie, les données concernent 2022 ; les données des autres pays concernent 2023. Pour l'Ouganda, les données présentées concernent UMEME Ltd.

² Les données concernant le Soudan proviennent du portail UPBEAT.

2.6.5 Capacité des postes de distribution (MVA)

Cet indicateur mesure la somme de la capacité installée des transformateurs dans les postes de distribution. La capacité des postes de distribution est un ensemble de données important qui signifie que le pays dispose d'une capacité de poste suffisante pour transformer l'énergie transmise au niveau de la distribution. La capacité du poste de distribution doit être suffisante pour gérer l'énergie à distribuer au consommateur final. L'Égypte et le Kenya ont respectivement une capacité de poste de distribution de 93 357 MVA et 4 847 MVA.

2.6.6 Capacité du transformateur abaisseur de distribution (XX/4_ _ ou XX/2_ _ volts) (MVA)

Cet indicateur mesure la somme de la capacité installée des transformateurs de distribution. Le transformateur abaisseur de distribution signifie que le pays dispose d'une capacité de transformateur de distribution suffisante pour répondre aux besoins des consommateurs dans la zone d'approvisionnement des services publics de distribution. L'Égypte et le Kenya ont respectivement une capacité de transformateur de distribution de 93 357 MVA et 9 444 MVA. Très peu de pays communiquent cet indicateur.

2.6.7 Facteur d'utilisation du réseau - distribution

Le facteur d'utilisation du réseau indique le degré d'utilisation ou de charge de la capacité de transformation du réseau de distribution. Il est calculé comme le rapport entre la demande de pointe dans le réseau de distribution (en MVA) et la capacité de transformation totale (en MVA) dans les postes de distribution et les transformateurs de distribution. L'Égypte et le Kenya ont respectivement une utilisation du réseau de 37 % et 15 %.

2.7 Approvisionnement au détail

Dans cette section, les ICP et les ensembles de données concernant l'approvisionnement au détail ont été évalués. Les ICP et les actifs de données couverts sont : le nombre de clients, les clients du service prépayé, le taux d'accès à l'électricité, l'énergie totale facturée aux clients, la consommation d'électricité par habitant, la consommation d'électricité par unité de PIB, l'indice de durée moyenne d'interruption par client et la productivité du personnel.

2.7.1 Nombre de clients

La base de clientèle décrit **le nombre de clients disposant d'une connexion légale au réseau**. Seuls les clients qui consomment de l'électricité pour leur propre usage (et non pour la revente) sont pris en compte dans cet actif de données. Cet actif de données permettrt de suivre la croissance annuelle du nombre de connexions électriques. Cela est en effet important dans le contexte actuel, car la plupart des pays ont un faible accès et le suivi du nombre absolu de connexions permet aux gouvernements de concevoir facilement des mesures politiques appropriées pour encourager l'augmentation du nombre de connexions. Selon les données disponibles, la base des consommateurs (en chiffres) est présentée dans le tableau ci-dessous :

Tableau 16 : Nombre de clients

Pays	Nombre de clients
Burundi	228 922

Pays	Nombre de clients
Djibouti	71 928
Égypte	39 110 000
Éthiopie	4 324 859
Kenya	9 212 754
Rwanda	1 504 128
Soudan du Sud	56 766
Tunisie	4 472 737
Ouganda	2 107 906

Remarque : pour le Burundi, Djibouti et l'Éthiopie, les données concernent 2022 ; pour le reste des pays, elles concernent 2023.

2.7.2 Clients du service prépayé (%)

Cet indicateur est mesuré comme le rapport entre le nombre de clients domestiques disposant d'un raccordement légal à un compteur prépayé et le nombre total de clients domestiques disposant d'un raccordement légal. Pour un service public très performant, le rapport devrait être proche de 100 %. Un nombre plus élevé de consommateurs du service prépayé élimine les erreurs manuelles, améliore l'efficacité de la facturation et aide également les consommateurs à optimiser leur consommation grâce à des données de consommation en temps réel. Selon les dernières données disponibles, le nombre de clients du service prépayé (%) est indiqué dans le tableau ci-dessous :

Tableau 17 : Clients du service prépayé (%)

Pays	Clients du service prépayé (%)
Égypte	41,00%
Éthiopie	22,76%
Kenya	16,74%
Rwanda	88,73%
Soudan du Sud	100,00%
Tunisie	99,80%
Ouganda	98,54%

Remarque : les données pour l'Égypte concernent 2022 ; les données pour l'Éthiopie concernent 2022 ; les données pour les autres pays concernent 2023. Les données pour l'Ouganda concernent UMEME Ltd.

2.7.3 Taux d'accès à l'électricité (%)

Il s'agit de la proportion de la population ayant accès à l'électricité. Il est calculé comme suit :

(Nombre de connexions domestiques X Taille moyenne des ménages) / Population totale

Où,

- les connexions doivent être prises en compte pour tous les types de connexion : Connectées au réseau, Hors réseau, Autonomes ;
- la taille moyenne des ménages doit être prise en compte selon les dernières données du recensement ;
- la population doit être prise en compte selon les dernières données du recensement extrapolées à l'année du rapportage en utilisant le taux de croissance décennal ;
- toutes les données doivent être prises en compte, combinées pour les zones urbaines et rurales.

Cet ICP indique le niveau d'accès à l'électricité au sein de la population du pays. Il s'agit d'un ICP important qui dénote une économie progressiste, car l'électricité est l'un des besoins fondamentaux de la société moderne. Un taux d'accès à l'électricité élevé est un indicateur de réduction de la pauvreté, de croissance économique et d'amélioration du niveau de vie. Les données de la Banque mondiale révèlent que , en 2022, le taux d'accès à l'électricité pour les États membres du COMESA se présentaient comme suit :

Tableau 18 : Taux d'accès à l'électricité (en %)

Pays	Accès à l'électricité (%)
Burundi	10%
Djibouti	65%
Égypte	100%
Érythrée	55%
Éthiopie	55%
Kenya	76%
Libye	70%
Rwanda	51%
Somalie	49%
Soudan du Sud	8%
Soudan	63%
Tunisie	100%

Pays	Accès à l'électricité (%)
Ouganda	47%

2.7.4 Énergie totale facturée aux consommateurs (GWh)

L'énergie totale facturée aux clients est mesurée comme le total des unités d'énergie facturées aux clients au cours de la période de référence. Parfois, l'énergie totale vendue par le service d'électricité n'est pas égale à l'énergie totale facturée aux consommateurs en raison de l'inefficacité du lecteur de compteur ou de la défectuosité des compteurs, ce qui se reflète dans l'efficacité de la facturation. Dans un cas idéal, l'efficacité de la facturation devrait être de 100 %. Selon les données disponibles, l'énergie facturée (en GWh) est indiquée dans le tableau ci-dessous :

Tableau 19 : Énergie totale facturée aux consommateurs (en GWh)

Pays	Énergie facturée (GWh)
Burundi	275
Égypte	133 532
Kenya	10 232
Libye	29 049
Rwanda	925
Soudan du Sud	142
Tunisie	17 304
Ouganda	4 329

Remarque : pour le Burundi et l'Égypte, les données concernent 2022 ; les données des autres pays concernent 2023.

2.7.5 Consommation d'électricité par habitant (kWh)

La consommation d'électricité par habitant indique la consommation d'électricité par personne dans un pays. Elle est calculée comme le rapport entre l'électricité totale consommée par catégorie de clients résidentiels dans le pays (kWh) au cours de la période de référence et la population moyenne du pays au cours de la période de référence. C'est également un indicateur de la croissance économique et de l'amélioration du niveau de vie dans un pays. La consommation d'électricité par habitant (en kWh) est indiquée dans le tableau ci-dessous :

Tableau 20 : Consommation d'électricité par habitant (en kWh)

Pays	Consommation d'électricité par habitant
Burundi	32,89
Djibouti	464,11

Pays	Consommation d'électricité par habitant
Égypte	1578,39
Éritrea	-
Éthiopie	90,49
Kenya	179,25
Libye	3793,01
Rwanda	64,55
Somalie	21,12
Soudan du Sud	-
Soudan	323,29
Tunisie	1495,40
Ouganda	82,38

Source: US Energy Information Administration; World Bank database

2.7.6 Consommation d'électricité par unité de PIB (GWh par million USD)

La consommation d'électricité par unité de PIB indique la consommation d'électricité sur une base de PIB par unité. Elle est calculée comme le ratio de l'électricité totale consommée par toutes les catégories de clients à travers le pays (GWh) au cours de la période de référence au PIB total du pays (en millions USD) au cours de la période de référence. C'est également un indicateur de croissance économique et d'amélioration du niveau de vie dans un pays.

Cet ICP indique la contribution du secteur de l'électricité à l'économie globale du pays. L'électricité est l'un des principaux moteurs de l'économie et présente généralement une forte corrélation avec la croissance du PIB du pays. La consommation d'électricité par unité de PIB (en GWh par million USD) est indiquée dans le tableau ci-dessous :

Tableau 21 : Consommation d'électricité par unité de PIB (GWh par million USD)

Pays	Consommation d'électricité par unité de PIB
Burundi	0,12
Djibouti	0,15
Égypte	0,41
Érythrée	-
Éthiopie	0,11
Kenya	0,09
Libye	0,73

Rwanda	0,08
Somalie	0,04
Soudan du Sud	-
Soudan	0,42
Tunisie	0,39
Ouganda	0,09

Source: US Energy Information Administration; World Bank database for 2021

2.7.7 Indice de durée moyenne d'interruption de service par client (CAIDI)

L'indice de durée moyenne d'interruption de service par client (CAIDI) est la durée moyenne d'une panne de courant électrique que subirait un consommateur donné. Il s'agit d'un aspect important de la mesure de la qualité du service aux clients, et est calculé comme un ratio de SAIDI à SAIFI.

Le CAIDI peut varier considérablement d'un service d'électricité à l'autre en fonction de la configuration du réseau et du capital investi dans les réseaux. L'indice CAIDI en Égypte, au Kenya, au Rwanda et au Soudan est respectivement de 96,08, 2,24, 0,50 et 4,19.

2.7.8 Productivité du personnel

La productivité du personnel indique le nombre moyen de clients servis par chaque employé. Elle est calculée comme le ratio du nombre total de clients au nombre total d'employés dans les fonctions de distribution et d'approvisionnement au détail. Les employés comprennent le personnel permanent et contractuel, mais exclut les fournisseurs. Dans le cas d'un service public groupé, les employés de l'entreprise/commons doivent être répartis en utilisant le nombre d'employés des fonctions individuelles comme base.

Cet ICP est une mesure importante de la productivité du personnel du service public. Une valeur élevée dénote une meilleure productivité, ce qui signifie qu'un employé moyen est en mesure de servir un plus grand nombre de clients. Le coût des employés représente une part importante du coût d'exploitation total de tout service public de distribution et le suivi de cet indicateur clé de performance aide le service public à garder le contrôle de ses coûts de fonctionnement.

Les écarts entre les services publics peuvent être attribuables aux technologies utilisées, à l'intensité du capital et au rôle au sein de la chaîne de valeurs. Par conséquent, sa tendance doit être surveillée au fil du temps au sein de chaque service public. Au Burundi, en Égypte, au Kenya, en Tunisie et en Ouganda, le paramètre de productivité du personnel est respectivement indiqué comme étant 160, 272, 919, 326 et 724.

2.8 Performance financière

Dans cette section, les ICP et les actifs de données suivants sont abordés - indice des dépenses d'exploitation et de maintenance, rendement des actifs, rendement des capitaux propres, ratio actuel, ratio de rotation des actifs fixes, ratio de rotation de l'actifs total, bénéfice avant impôts et bénéfice après impôts, pour le suivi de la performance financière des services collectifs d'électricité.

2.8.1 Indice des dépenses d'exploitation et de maintenance

L'indice des dépenses d'exploitation et de maintenance indique les dépenses d'exploitation et de maintenance engagées pour chaque unité d'électricité vendue. Il s'agit d'une mesure de l'efficacité opérationnelle du service d'électricité. Cet ICP comprend les dépenses des employés, les dépenses administratives et générales et les dépenses de réparation et d'entretien, tout en excluant spécifiquement les coûts liés à la production ou à l'achat d'électricité. L'exclusion des coûts liés à l'électricité permet à cet ICP d'être comparé à d'autres services d'électricité.

D'une manière générale, un faible coût d'exploitation et de maintenance peut entraîner un besoin d'investissement et de coût d'exploitation et de maintenance très élevé à l'avenir, car il montre des pratiques d'exploitation et de maintenance préventives inadéquates suivies par le service d'électricité. En outre, des coûts d'exploitation et de maintenance excessivement élevés peuvent être le résultat d'une infrastructure ancienne ou de rémunérations et dépenses générales plus élevées engagées par le service.

Une tendance à la baisse est recommandée. Cependant, aucune donnée de référence publiée n'est disponible. L'indice des dépenses d'exploitation et de maintenance (en US\$/kWh) est indiqué dans le tableau ci-après :

Tableau 22 : Indice d'exploitation et de maintenance (en US\$/kWh)

Pays	G	T	D	Integrated GTD
Kenya	2,63	0,16	1,04	-
Tunisie	-	-	-	3.09
Ouganda	1,07	0,37	1,64	-

Remarque : pour la Tunisie, les données concernent 2022 ; les données des autres pays concernent 2023.

2.8.2 Rendement des actifs (%)

Le rendement des actifs (RdA) indique la capacité de l'entreprise à déployer ses actifs pour générer de la rentabilité. Il est calculé comme le bénéfice avant intérêts et impôts (EBIT)/(actifs fixes nets + actifs courants). Une valeur élevée est souhaitable, ce qui signifie que l'entreprise est plus efficace et productive dans la gestion de son bilan pour générer des bénéfices. En général, le RdA des sociétés d'électricité est faible en raison de la grande base d'actifs en capital. Le rendement des actifs (en %) est indiqué dans le tableau ci-dessous :

Tableau 23 : Rendement des actifs (en %)

Pays	G	T	D	Integrated GTD
Éthiopie*	-0,12%	-	4,22%	-
Kenya	1,09%	0,21%	5,43%	6,73%
Rwanda	-	-	-	-3,43%
Tunisie	-	-	-	0,95%

Pays	G	T	D	Integrated GTD
Ouganda	1,01%	2,00%	-	-

Remarque : *L'Éthiopie a regroupé la production et la transmission ; l'analyse pour la Tunisie concerne 2022 ; les données des autres pays concernent 2023 ; rapports annuels respectifs

En Éthiopie, les sociétés de production et de transmission ont subi une perte de valeur qui a entraîné un rendement négatif des actifs. De plus, au Rwanda, les services sont en perte en raison du coût élevé des ventes et d'un recouvrement tarifaire plus faible.

2.8.3 Rendement des capitaux propres (%)

Le rendement des capitaux propres indique la capacité de l'entreprise à générer une rentabilité sur les capitaux propres injectés. Il est calculé comme le bénéfice net/capitaux propres. Une valeur élevée de ce rendement est souhaitable. Le rendement des capitaux propres (en %) est indiqué dans le tableau ci-dessous:

Tableau 24 : Rendement des capitaux propres (in %)

Pays	G	T	D	Integrated GTD
Éthiopie*	-8,16%	-	3,61%	-
Kenya	1,83%	17,16%	-5,62%	-
Rwanda	-	-	-	Néant
Tunisie	-	-	-	Néant
Ouganda	3,80%	5,01%	1,64%	-

Remarque : *L'Éthiopie a regroupé la production et le transport ; l'analyse pour la Tunisie porte sur 2022 ; les données des autres pays concernent 2023 ; rapports annuels respectifs

Au Rwanda et en Tunisie, les capitaux propres sont négatifs. Ainsi, le rendement dans ce cas est nul, car il n'y a pas de rendement de capitaux propres.

2.8.4 Ratio actuel

Le ratio actuel indique la disponibilité des actifs à court terme pour assurer le service des obligations à court terme. Il est calculé comme les actifs courants/passifs courants. Une valeur supérieure à 1 est souhaitable et dénote une liquidité plus élevée. Le ratio actuel est indiqué dans le tableau ci-dessous :

Tableau 25 : Ratio actuel

Pays	G	T	D	Integrated
Éthiopie*	0,10	-	7,48	-
Kenya	2,07	0,79	0,61	-
Rwanda	-	-	-	0,55

Pays	G	T	D	Integrated
Tunisie	-	-	-	0,83
Ouganda	0,24	2,02	0,68	-

Remarque : *L'Éthiopie a regroupé la production et le transport ; l'analyse de la Tunisie porte sur 2022 ; les données des autres pays concernent 2023 ; rapports annuels respectifs

2.8.5 Ratio de rotation des actifs fixes

Le ratio de rotation des actifs fixes mesure la capacité du service public à générer des revenus à partir de l'utilisation des actifs fixes. Il est calculé comme le total des revenus d'exploitation/la moyenne des actifs fixes nets. Le ratio de rotation des actifs fixes est indiqué dans le tableau ci-dessous :

Tableau 26 : Ratio de rotation des actifs fixes

Pays	G	T	D	Integrated
Éthiopie*	0,04	-	0,63	-
Kenya	0,10	0,01	0,73	-
Rwanda	-	-	-	0,23
Tunisie	-	-	-	0,61
Ouganda	0,05	0,37	-	-

Remarque : *L'Éthiopie a regroupé la production et le transport ; l'analyse de la Tunisie porte sur 2022 ; les données des autres pays portent sur 2023 ; rapports annuels respectifs.

2.8.6 Ratio de rotation de l'actif total

Le ratio de rotation de l'actif total mesure la capacité d'un service public à générer des revenus à partir de l'utilisation d'actifs fixes et non fixes. Il est calculé comme le total des revenus d'exploitation/la moyenne de l'actif total net. Le ratio de rotation de l'actif total est indiqué dans le tableau ci-dessous :

Tableau 27 : Ratio de rotation de l'actif total

Pays	G	T	D	Integrated
Éthiopie*	0,03		0,33	
Kenya	0,09	0,01	0,59	-
Rwanda	-	-	-	0,23
Tunisie	-	-	-	0,32
Ouganda	0,05	0,26	-	-

Remarque : *L'Éthiopie a regroupé la production et le transport ; l'analyse de la Tunisie porte sur 2022 ; les données des autres pays portent sur 2023 ; rapports annuels respectifs.

2.8.7 Bénéfice avant impôts (million USD)

Le bénéfice avant impôts est le bénéfice après prise en compte des coûts d'exploitation et de financement, et avant impôts, ce qui donne une image claire d'une entreprise générant des bénéfices. Le bénéfice avant impôts est indiqué dans le tableau ci-dessous :

Tableau 28 : Bénéfice avant impôts (en million USD)

Pays	G	T	D	Integrated
Éthiopie*	-453,80		45,26	
Kenya	61,22	5,91	-31,84	-
Rwanda	-	-	-	-30,55
Tunisie	-	-	-	-121,60
Ouganda	12,89	33,06	5,12	-

Remarque : *L'Éthiopie a regroupé la production et la transmission ; l'analyse est basée sur l'ensemble des données de 2023 ; rapports annuels respectifs.

2.8.8 Bénéfice après impôts (en million USD)

Le bénéfice après impôts est le bénéfice net dont disposent les actionnaires, après prise en compte des coûts d'exploitation, de financement et d'impôts, ce qui donne une image claire de la rentabilité d'une entreprise. Le bénéfice après impôts est indiqué dans le tableau ci-dessous :

Tableau 29 : Bénéfice après impôts (en million USD)

Pays	G	T	D	Integrated
Éthiopie*	-454,44		45,26	
Kenya	36,02	3,85	-22,93	-
Rwanda	-	-	-	-51,25
Tunisie	-	-	-	-123,84
Ouganda	8,98	25,07	4,07	-

Remarque : *L'Éthiopie a regroupé la production et la transmission ; l'analyse ci-dessus est basée sur l'ensemble des données de 2023 ; rapports annuels respectifs.

2.9 Marché de l'électricité

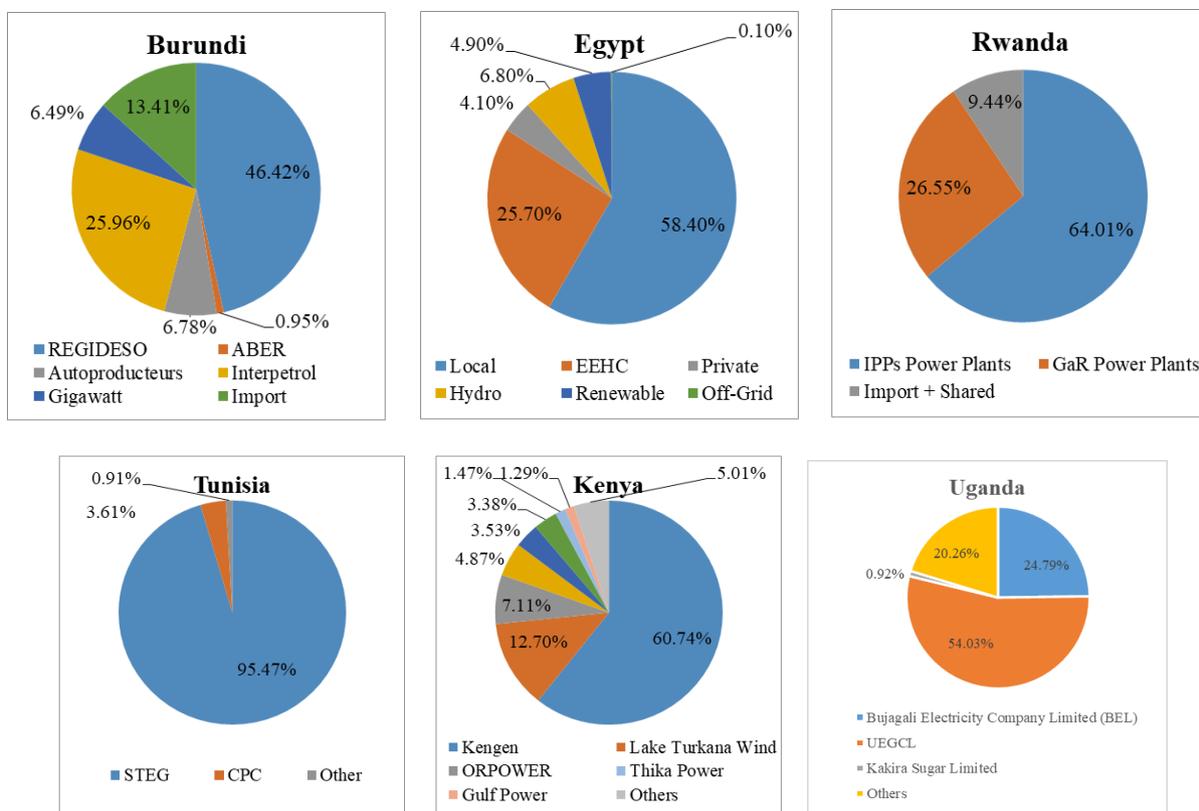
Dans cette section, les ICP et les ensembles de données concernant le marché global de l'électricité ont été évalués. Les ICP couverts sont : la part de marché basée sur l'achat d'énergie (%) et l'indice de compétition/indice Herfindahl-Hirschman pour la fonction de production (HHI).

2.9.1 Part du marché basée sur la vente d'énergie

Le ratio de l'énergie produite par un producteur d'électricité particulier par rapport à l'énergie totale du système interconnecté. Le producteur d'électricité désigne un propriétaire et non une unité de production ou une centrale individuelle. Si un propriétaire possède plusieurs unités ou centrales, l'indicateur sera calculé sur une base agrégée pour le propriétaire.

Ce ratio indique la diversification des acteurs du marché de l'électricité.

Figure 2 : Part du marché de l'électricité (%)



La lecture de cette figure fait ressortir les principales observations ci-dessus :

- Au Burundi, les principaux acteurs sont la REGIDESO - part de marché de 46 % et Interpetrol avec une part de 26 %
- Dans le cas de l'Égypte, les centrales électriques locales et les centrales EEHC ont respectivement une part de 58 % et 26 %
- Au Rwanda, les IPP ont la plus grande part avec 64 %, suivis par le gouvernement du Rwanda avec 27 % ;

- La STEG détient la majeure partie du marché en Tunisie avec 96 %.
- Au Kenya, KENGEN, Lake Turkana Wind et ORPOWER détiennent la majeure partie du marché.

2.9.2 Indice de compétition/ Indice Herfindahl-Hirschman pour la fonction de production (HHI)

L'indice Herfindahl-Hirschman (HHI) analyse la concurrence dans le secteur de l'électricité en mesurant la concentration des entreprises sur un marché, et donne ainsi un aperçu de l'état de la concurrence. Il est calculé en élevant au carré les parts de marché de toutes les entreprises du marché et en additionnant les carrés de la manière suivante. La part de marché se situe au niveau du propriétaire plutôt qu'au niveau de l'unité de production ou de la centrale individuelle.

$HHI = \text{somme (part de marché)}^2$

Un marché avec un HHI inférieur à 0,1 est considéré comme un marché concurrentiel, un HHI de 0,15 à 0,25 est modérément concentré et un HHI de 0,25 ou plus est très concentré.

Le Kenya et l'Ouganda ont signalé un indice HHI moyen pour la production d'électricité de 0,50 et 0,36 au cours de l'exercice 2022/2023. Ce chiffre est supérieur à la référence de 0,10, ce qui signifie une faible concurrence.

2.10 Intégration des énergies renouvelables

Dans cette section, les KPI et les actifs de données concernant l'intégration des énergies renouvelables ont été évalués. Les KPI et les actifs de données couverts sont les suivants : émissions de CO₂ provenant de la production d'électricité (en milliers de tonnes), et facteur d'émission du réseau (tonnes de CO₂/MWh).

2.10.1 Émissions de CO₂ provenant de la production d'électricité ('000 tonnes)

Les émissions de CO₂ provenant de la production d'électricité désignent les émissions de CO₂ générées par les centrales électriques à combustibles fossiles. Les pays ayant une part élevée de centrales thermiques émettraient de grandes quantités de CO₂ dans l'atmosphère. Le Kenya a généré 6 654 ('000 tonnes) d'émissions de CO₂ à partir de ses centrales à combustibles fossiles au cours de la période de juillet 2022 à juin 2023. Le Kenya est le seul pays (parmi les pays de notre étude) à signaler cette valeur dans son rapport statistique annuel.

2.10.2 Facteur d'émission de réseau (tonnes CO₂/ MWh)

Le facteur d'émission du réseau est un indice qui permet de mesurer les émissions de CO₂ générées par les centrales à combustibles fossiles connectées au réseau pour chaque MWh d'énergie transmise via le réseau. Le Kenya a un facteur d'émission de réseau de 0,50.³ Le Kenya rapporte cette valeur dans son rapport statistique annuel.

2.11 Rapportage en phase des ICP du service d'électricité

Les ICP proposés ont été divisés en 2 phases sur la base de la criticité du suivi et de la faisabilité du rapportage. Il est proposé que le rapportage de la performance commence par les ICP de la phase 1, et que la communication des ICP de la phase 2 commence un an après le début du rapportage de la phase 1, afin

³ Source: EPRA Statistics Report 2023

de laisser aux pays membres le temps dont ils ont besoin pour préparer leurs systèmes de données pour le rapportage de ces indicateurs.

Pour les indicateurs « auto-calculés », les données ne seront pas saisies ; elles seront automatiquement calculées par le SGI. La valeur calculée automatiquement sera affichée dans les formulaires de saisie en mode lecture seule.

La ventilation par phase de ces ICP est présentée ci-dessous.

Phase 1	Phase 2	Auto-calculé
1. Production		
Capacité installée (MW)	Capacité annuelle de production d'énergie (GWh)	Taux d'autoconsommation (%)
Énergie nette produite (GWh)		Capacité de réserve opérationnelle (%)
Disponibilité de production (%)	Durée des indisponibilités fortuites (heures)	
Capacité fiable (MW)	Durée des indisponibilités programmées (heures)	
Énergie brute produite (GWh)	Capacité du poste de production (MVA)	
Capacité de réserve opérationnelle (MW)		
2. Exploitation du système		
Demande de pointe (MW), date et heure	Demande minimale (MW), date et heure	
Facteur de charge du système (%)	Nombre d'excursions de fréquence : > 50,5 Hz ou < 49,5 Hz	
	Minutes perdues du système (minutes)	
3. Transmission – dans le pays		
Disponibilité des actifs de transmission (%)	Durée moyenne des indisponibilités fortuites (ADFI) (heures)	
Pertes du système de transmission (%)	Nombre moyen d'indisponibilités fortuites pour toutes les lignes de transmission (ANOFT)	
Longueur du réseau de transmission - Niveau du pays (circuit-km)	Facteur d'utilisation du réseau - Transmission	
Capacité du poste de transmission - Niveau national (MVA)		
4. Transmission – Lignes d'interconnexion		

Phase 1	Phase 2	Auto-calculé
Importation d'électricité (GWh)	Capacité du poste de transmission – Lignes d'interconnexion (MVA)	
Exportation d'électricité (GWh)		
Longueur du réseau de transmission - Lignes d'interconnexion (circuit-km)		
Capacité du réseau de transmission - Lignes d'interconnexion (MVA)		
5. Distribution		
Pertes du système de distribution (%)	Capacité du transformateur abaisseur de distribution (XX/4_ _ ou XX/2_ _ volts) (MVA)	
Indice de fréquence moyenne des interruptions touchant le système (SAIFI)	Facteur d'utilisation de réseau - Distribution	
Indice de durée moyenne des interruptions touchant le système (SAIDI) (heures)		
Longueur du réseau de distribution (circuit-km)		
Capacité du poste de distribution (MVA)		
6. Approvisionnement au détail		
Nombre de clients		Indice de durée moyenne des interruptions par client (CAIDI) (heures)
Clients du service prépayé (%)		
Taux d'accès à l'électricité (%)		
Énergie totale facturée aux clients (GWh)		
Consommation d'électricité par habitant (kWh)		
Productivité du personnel		
Consommation d'électricité par unité de PIB (GWh par million USD)		
7. Performance financière		

Phase 1	Phase 2	Auto-calculé
Rendement des actifs (%)	Indice des dépenses d'exploitation et de maintenance	
Ratio actuel	Rendement des capitaux propres (%)	
Bénéfice après impôts (millions USD)	Ratio de rotation des actifs fixes	
	Ratio de rotation de l'actif total	
	Bénéfice avant impôts (millions USD)	
8. Marché de l'électricité		
Part de marché basée sur l'achat d'énergie (%)		Indice de concurrence/Indice Herfindahl-Hirschman pour la fonction de production (HHI)
9. Intégration des énergies renouvelables		
Émissions de CO2 provenant de la production d'électricité ('000 tonnes)		Facteur d'émission du réseau (tonnes de CO2/MWh)

3 Conclusion

Il a été proposé que les ICP des services d'électricité comprennent un **ensemble uniforme d'indicateurs de performance applicables au niveau régional dans tous les États membres du COMESA**. Cet ensemble permettra de suivre les **performances des services d'électricité dans toute la région** et fonctionnera comme un **ensemble d'indicateurs standard** dont se serviront tous les services d'électricité pour suivre et rapporter les performances de leur pays et les comparer à celles de leurs pairs, et leur permettra d'identifier les domaines nécessitant des améliorations..

En outre, les ICP ont été sélectionnés pour surveiller globalement le titulaire de licence et les performances du service d'électricité en suivant les résultats finaux au lieu de procéder à une micro-surveillance de plusieurs résultats intermédiaires. Lors de la définition des ICP, nous nous sommes efforcés de les aligner sur la nomenclature et les définitions internationales afin de les rendre comparables à celles d'autres services collectifs du secteur.

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

